



Société anonyme

Au capital de 8 129 000 000 euros

Siège social : 22-30, avenue de Wagram

75382 Paris Cedex 08

552 081 317 RCS Paris

Actualisation du Document de Base déposée auprès de l'Autorité des marchés financiers le 23 septembre 2005

Le Document de Base d'EDF a été enregistré par l'Autorité des marchés financiers le 13 juillet 2005 sous le numéro I.05-107, avec l'avertissement suivant :

Avertissement

L'Autorité des marchés financiers attire l'attention du public sur les éléments suivants :

Les Commissaires aux comptes ont formulé, dans le cadre de leur rapport sur les comptes consolidés clos au 31 décembre 2004, les observations relatives :

- aux notes 1.20, 26 et 27 de l'annexe concernant l'évaluation des provisions liées à la production nucléaire,
- aux notes 1.21, 2.3 et 28 de l'annexe concernant la réforme du financement du régime spécial de retraite des Industries Electriques et Gazières, pour EDF.

Le Document de Base et la présente actualisation ne pourront être utilisés à l'appui d'une opération financière que s'ils sont complétés par une note d'opération visée par l'Autorité des marchés financiers.



Des exemplaires du Document de Base et de la présente actualisation sont disponibles sans frais auprès d'EDF 22-30, avenue de Wagram — 75382 Paris Cedex 08, et sur son site Internet (<http://www.edf.fr>), ainsi que sur le site Internet de l'Autorité des marchés financiers (<http://www.amf-france.org>).

Dans la présente actualisation et le Document de Base, sauf indication contraire, les termes « Société » et « EDF » renvoient à EDF S.A. maison-mère et les termes « Groupe EDF » et « Groupe » renvoient à EDF et ses filiales et participations. Par ailleurs, les termes commençant par une majuscule, utilisés et non définis dans la présente actualisation, ont la signification qui leur a été attribuée dans le Document de Base.

La présente actualisation et le Document de Base contiennent des indications sur les objectifs et prévisions du Groupe, notamment dans le Chapitre VII. Ces indications sont parfois identifiées par l'utilisation du futur, du conditionnel et de termes à caractère prospectif tels que « penser », « avoir pour objectif », « s'attendre à », « entend », « devrait », « ambitionner », « estimer », « croire », « souhaite », « pourrait », etc. Ces informations sont fondées sur des données, hypothèses et estimations considérées comme raisonnables par EDF. Elles sont susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel, réglementaire et climatique. En outre, la matérialisation de certains risques décrits au chapitre IV.8 — « Litiges, arbitrages et facteurs de risques » du Document de Base aurait un impact sur les activités du Groupe et sa capacité à réaliser ses objectifs et prévisions. Par ailleurs, la réalisation des objectifs et prévisions suppose le succès de la stratégie présentée au paragraphe 2 du chapitre IV du Document de Base et au paragraphe I du Chapitre IV de la présente actualisation. EDF ne prend donc aucun engagement ni ne donne aucune garantie sur la réalisation des objectifs et prévisions figurant dans le Document de Base et la présente actualisation et ne s'engage pas à publier ou communiquer d'éventuels rectificatifs ou mises à jour de ces éléments.

Les investisseurs sont invités à prendre attentivement en considération les facteurs de risques décrits au paragraphe 8.4 du Chapitre IV du Document de Base avant de prendre leur décision d'investissement. Ces risques, ou l'un de ces risques, pourraient avoir un effet négatif sur les activités, la situation, les résultats financiers du Groupe ou les objectifs et prévisions. En outre, d'autres risques, non encore actuellement identifiés ou considérés comme non significatifs par le Groupe, pourraient avoir le même effet négatif et les investisseurs pourraient perdre tout ou partie de leur investissement.

La présente actualisation et le Document de Base contiennent en outre des informations relatives aux marchés dans lesquels le Groupe EDF est présent. Ces informations proviennent notamment 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 la présente actualisation et les déclarations ou informations figurant dans la présente actualisation et le Document de Base pourraient se révéler erronées, sans que le Groupe se trouve soumis de quelque manière que ce soit à une obligation de mise à jour.

Les déclarations prospectives, les objectifs et prévisions figurant dans la présente actualisation et le Document de Base peuvent être affectées par des risques connus et inconnus, des incertitudes 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 et prévisions formulés et suggérés. Ces facteurs peuvent inclure les évolutions de la conjoncture économique et commerciale, de la réglementation, ainsi que les facteurs exposés dans le paragraphe 8.4 « Facteurs de risques » du Chapitre IV du Document de Base.

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. La présente actualisation a été préparée par le Groupe EDF dans le respect de ces règles.

Dans la présente actualisation, ainsi que dans le Document de Base, les données chiffrées relatives au nombre de clients en France (à l'exception des grands comptes) sont des estimations réalisées par EDF à partir de données statistiques (notamment à partir des codes SIREN et SIRET pour les clients professionnels et les entreprises, et sur la base du nombre de ménages publié par l'INSEE pour les clients particuliers).

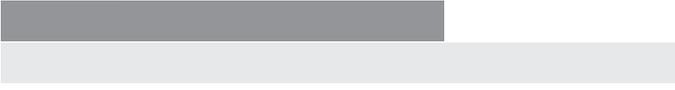
Dans la présente actualisation, les pourcentages de détention mentionnés pour les filiales et participation directes ou indirectes du Groupe EDF sont, sauf indication contraire, des données au 30 juin 2005.

Sommaire

CHAPITRE I.	RESPONSABLE DE L'ACTUALISATION DU DOCUMENT DE BASE ET RESPONSABLES DU	
	CONTROLE DES COMPTES	7
1.	RESPONSABLE DE L'ACTUALISATION DU DOCUMENT DE BASE	9
2.	ATTESTATION DU RESPONSABLE DE L'ACTUALISATION DU DOCUMENT DE BASE	9
3.	RESPONSABLES DU CONTROLE DES COMPTES	9
3.1	COMMISSAIRES AUX COMPTES TITULAIRES	9
3.2	COMMISSAIRES AUX COMPTES SUPPLÉANTS	10
CHAPITRE II.	ADMISSION DES ACTIONS AUX NEGOCIATIONS SUR EURONEXT PARIS	11
CHAPITRE III.	RENSEIGNEMENTS DE CARACTERE GENERAL CONCERNANT LA SOCIETE ET SON CAPITAL ...	15
1.	RENSEIGNEMENTS DE CARACTERE GENERAL CONCERNANT LE CAPITAL	17
1.1	PROJET DE RÉDUCTION DU CAPITAL	17
1.2	POLITIQUE DE DISTRIBUTION	18
CHAPITRE IV.	RENSEIGNEMENTS CONCERNANT L'ACTIVITE DU GROUPE EDF	19
1.	STRATEGIE	21
1.1	OBJECTIFS INDUSTRIELS ET COMMERCIAUX EN FRANCE	21
1.2	OBJECTIFS INDUSTRIELS ET COMMERCIAUX À L'INTERNATIONAL	21
1.3	RELAIS DE CROISSANCE	22
1.4	POLITIQUE D'INVESTISSEMENTS	22
2.	PRESENTATION DE L'ACTIVITE DU GROUPE EDF EN FRANCE	23
2.1	DÉBATS PUBLICS	23
2.1.1	Débat public relatif à la gestion des déchets de haute activité à vie longue	23
2.1.2	Débats publics relatifs à l'EPR et à la ligne très haute tension associée	23
2.2	STOCKAGE GÉOLOGIQUE DES DÉCHETS RADIOACTIFS À MOYENNE ET HAUTE ACTIVITÉ ET À VIE LONGUE	24
2.3	PROJET EPR	24
2.4	CESSION DES PARTICIPATIONS D'EDF ET DE CHARBONNAGES DE FRANCE DANS LA SNET	24
2.5	ACTIFS DEDIES	25
2.6	RENOUVELLEMENT DES CONCESSIONS HYDRAULIQUES	25
2.7	ARRETE RELATIF À LA CENTRALE DE VAZZIO	25
2.8	OPTIMISATION AMONT/AVAL	26
2.8.1	Une gestion globale de la marge amont/aval	26
2.8.2	Contrats long terme	26
2.9	RTE	27
2.9.1	Approbation des apports consentis par EDF à C5	27
2.9.2	Gestion du réseau de transport	27
2.9.3	Mode de consolidation	29
2.10	AFFECTATION DES CHARGES ENTRE EDF ET GAZ DE FRANCE AU SEIN DE L'OPERATEUR COMMUN EDF GAZ DE FRANCE DISTRIBUTION	29
2.11	PROPOSITION TARIFAIRE DE LA CRE AUX MINISTRES CHARGES DE L'ECONOMIE ET DE L'ENERGIE (« TURP 2 »)	30
3.	PRESENTATION DE L'ACTIVITE DU GROUPE EDF A L'INTERNATIONAL	31
3.1	EDF ENERGY	31
3.2	ENBW	32
3.2.1	Enquête préliminaire	32
3.2.2	Participation dans la Stadtwerke de Dusseldorf	32
3.3	EDISON	32
3.3.1	Adoption de la loi 131 du 13 juillet 2005	32
3.3.2	Règlement livraison des options de vente Italenergia-bis (« IEB »)	33
3.3.3	Abandon des procédures d'arbitrage	33
3.3.4	Conditions suspensives au <i>Structure Agreement</i>	34
3.3.5	Prochaines étapes	34
3.3.6	Evolution de la répartition du capital de Delmi	34
3.3.7	Pacte d'actionnaires et composition du Conseil d'administration de TdE	34

3.3.8	Résultats semestriels d'Edison	35
3.3.9	Cession par Edison de Tecnimont	35
3.4	SUISSE	35
3.5	EDENOR	36
3.6	LIGHT	36
3.7	EGYPTE	36
4.	AUTRES ACTIVITES ET FONCTIONS TRANSVERSES	37
4.1	DALKIA	37
4.1.1	Pacte d'associés	37
4.1.2	Acquisition de la société ZEC Lodz	37
4.2	ACTIVITÉ GAZ	37
4.3	DÉVELOPPEMENT DURABLE, ENVIRONNEMENT ET SERVICE PUBLIC	37
4.3.1	Décret du 10 août 2005 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité ..	37
4.3.2	Contrat de service public	38
4.4	RESSOURCES HUMAINES	39
4.4.1	Comité d'entreprise européen	39
4.4.2	Accord salarial	40
4.4.3	Accord d'intéressement	40
4.4.4	Plan d'Epargne Groupe et Compte-épargne temps	40
4.5	ASSURANCES DOMMAGES AUX INSTALLATIONS NUCLÉAIRES	40
4.6	LOI DE PROGRAMME FIXANT LES ORIENTATIONS DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE	40
4.6.1	Dispositions relatives à la stratégie énergétique de la France	41
4.6.2	Maîtrise de la demande d'énergie	41
4.6.3	Diversification des sources d'approvisionnement énergétique	42
4.6.4	Développement de la recherche dans le secteur de l'énergie	43
4.6.5	Assurer des moyens de transport et de stockage de l'énergie adaptés aux besoins	43
4.6.6	Autres dispositions	43
4.7	LITIGES	44
CHAPITRE V.	PATRIMOINE — SITUATION FINANCIERE — RESULTATS	45
5.1	PRÉSENTATION DES ÉTATS FINANCIERS	47
5.2	INTRODUCTION GÉNÉRALE A L'ANALYSE DES COMPTES	47
5.2.1	Acquisitions, cessions et évolution du périmètre de consolidation	48
5.2.2	Événements marquants du 1 ^{er} semestre 2005	49
5.2.3	Saisonnalité et conditions climatiques	50
5.2.4	Événements récents	50
5.3	ANALYSE COMPARATIVE DES COMPTES DU 1 ^{ER} SEMESTRE 2005 ET DU 1 ^{ER} SEMESTRE 2004	51
5.3.1	Chiffres clés du 1 ^{er} semestre 2005	51
5.3.2	Présentation de l'information financière	52
5.3.3	Présentation générale des résultats du 1 ^{er} semestre 2005	54
5.3.4	Comptes de résultat consolidés du 1 ^{er} semestre 2005 et du 1 ^{er} semestre 2004	56
5.3.5	Analyse comparative des comptes du 1 ^{er} semestre 2005 et du 1 ^{er} semestre 2004	57
5.4	ENDETTEMENT FINANCIER NET, RESSOURCES DE FINANCEMENT ET SITUATION DE TRÉSORERIE	70
5.4.1	Flux de trésorerie opérationnels	70
5.4.2	Endettement financier net	73
5.5	GESTION DES RISQUES	75
5.5.1	Position de liquidité, gestion du risque de liquidité et notation	75
5.5.2	Risque de change	76
5.5.3	Risque de taux d'intérêt	78
5.6	PROVISIONS	78
5.7	ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNES DU GROUPE	79
5.7.1	Engagements donnés liés à l'exploitation, au financement et aux investissements	79
5.7.2	Engagements d'achat de matières premières, de combustible, d'énergie et de gaz	79
5.7.3	Obligations contractuelles	80
5.8	INFORMATIONS COMPTABLES	80
5.8.1	Informations comptables complémentaires	80
5.8.2	Information financière retraitée pro forma au 1 ^{er} semestre 2004 et passage des comptes 1 ^{er} semestre 2004 aux comptes 1 ^{er} semestre 2004 pro forma	83

5.9	DOCUMENTS CONSOLIDÉS DU GROUPE	84
5.9.1	Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes semestriels consolidés, période du 1 ^{er} janvier au 30 juin 2005	84
5.9.2	Comptes consolidés du semestre clos le 30 juin 2005	85
5.9.3	Rapport spécifique des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés de l'exercice 2004, établis au titre de la transition aux normes IAS/IFRS	136
5.9.4	Comptes consolidés au 31 décembre 2004 établis au titre de la transition aux normes IAS/IFRS	137
5.10	L'AMÉLIORATION DE LA PERFORMANCE : PROGRAMME « ALTITUDE »	209
CHAPITRE VI.	GOVERNEMENT D'ENTREPRISE	211
6.1	REMPLACEMENT D'UN ADMINISTRATEUR	213
CHAPITRE VII.	OBJECTIFS FINANCIERS	215
7.1	PERSPECTIVES FINANCIÈRES	217
7.2	RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES INFORMATIONS PRÉVISIONNELLES DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ	218
CHAPITRE VIII.	ERRATA	219



Chapitre I.

Responsable de l'actualisation
du Document de Base et
responsables du contrôle des
comptes

Responsable de l'actualisation du Document de Base et responsables du contrôle des comptes

1. Responsable de l'actualisation du Document de Base

Pierre Gadonneix

Président directeur général d'EDF

2. Attestation du responsable de l'actualisation du Document de Base

« A ma connaissance, et après avoir pris toute mesure raisonnable à cet effet, les données de la présente actualisation et du Document de Base sont conformes à la réalité ; elles comprennent toutes les informations nécessaires aux investisseurs pour fonder leur jugement sur le patrimoine, l'activité, la situation financière, les résultats et les perspectives de l'émetteur ; elles ne comportent pas d'omissions de nature à en altérer la portée. La Société a obtenu de ses contrôleurs légaux des comptes une lettre de fin de travaux, dans laquelle ils indiquent avoir procédé, conformément à la doctrine et aux normes professionnelles applicables en France, à la vérification des informations portant sur la situation financière et les comptes donnés dans la présente actualisation ainsi qu'à la lecture d'ensemble de l'actualisation.

Le Document de Base lui-même a fait l'objet d'une attestation des contrôleurs légaux des comptes, reproduite au paragraphe 3.3 du Chapitre I du Document de Base, dans laquelle ils attestent avoir procédé, conformément aux normes professionnelles applicables en France, à la vérification des informations portant sur la situation financière et les comptes historiques contenus dans le Document de Base ainsi qu'à la lecture d'ensemble du Document de Base. Enfin, les comptes annuels 2004 et semestriels 2005 inclus dans le Document de Base et la présente actualisation font l'objet de rapports des commissaires aux comptes, figurant au paragraphe 5.9.1 du Chapitre V du Document de Base et aux paragraphes 5.9.1 et 5.9.3 du Chapitre V de l'actualisation, qui contiennent des observations. »

Pierre Gadonneix

Président directeur général d'EDF

3. Responsables du contrôle des comptes

3.1 Commissaires aux comptes titulaires

Deloitte et Associés,
185, avenue Charles de Gaulle, 92200 Neuilly-sur-Seine,
représenté par Monsieur Amadou Raimi et Monsieur Tristan Guerlain,

KPMG SA,
2 bis, rue de Villiers, 92300 Levallois-Perret,
Représenté par Monsieur Jean-Luc Decornoy et Monsieur Michel Piette.

Nommés par délibération de l'assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005 pour une période de six exercices, ces mandats expirant à l'issue de l'assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice qui sera clos le 31 décembre 2010.

Conformément à l'article 29 des statuts de la société anonyme EDF, approuvés par le décret n°2004-1224 du 17 novembre 2004, les premiers commissaires aux comptes titulaires d'EDF étaient, jusqu'à l'approbation des comptes de l'exercice 2004 par l'assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005 :

- Deloitte et Associés, 185, avenue Charles de Gaulle, 92200 Neuilly-sur-Seine, représenté par Monsieur Amadou Raimi et Monsieur Tristan Guerlain ;
- Ernst & Young Audit, Faubourg de l'Arche, 11, allée de l'Arche, 92400 Courbevoie, représenté par Monsieur Patrick Gounelle et Madame Claire Nourry ;
- Mazars & Guerard Audit, Le Vinci, 4, allée de l'Arche, 92075 La Défense Cedex, représenté par Monsieur Jean-Louis Lebrun et Monsieur Guy Isimat-Mirin.

Les commissaires aux comptes ci-dessus désignés ont en conséquence certifié les comptes reproduits dans le Document de Base enregistré par l'Autorité des marchés financiers le 13 juillet 2005.

3.2 Commissaires aux comptes suppléants

BEAS,
7 – 9, Villa Houssay, 92200 Neuilly-sur-Seine.

SCP Jean-Claude André,
2 bis rue de Villiers, 92300 Levallois-Perret.

Nommés par délibération de l'assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005 pour une période de six exercices, ces mandats expirant à l'issue de l'assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice qui sera clos le 31 décembre 2010.

Conformément à l'article 29 des statuts de la *société anonyme* EDF, approuvés par le décret n° 2004-1224 du 17 novembre 2004, les premiers commissaires aux comptes suppléants d'EDF SA étaient, jusqu'à l'approbation des comptes de l'exercice 2004 par l'assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005 :

- BEAS, 7 – 9, Villa Houssay, 92200 Neuilly-sur-Seine ;
- Auditex, 2, rue Jacques Daguerre, 92500 Rueil Malmaison ;
- Caderas-Martin, 76, rue de Monceau, 75008 Paris.

Chapitre II.

Admission des actions aux
négociations sur Euronext
Paris

En cas d'opération financière par appel public à l'épargne, les informations relevant de ce chapitre feront l'objet d'une note soumise au visa de l'Autorité des marchés financiers.

Chapitre III.

Renseignements de caractère
général concernant la société
et son capital

Renseignements de caractère général concernant la société et son capital

1. Renseignements de caractère général concernant le capital

1.1 Projet de réduction du capital⁽¹⁾

L'assemblée générale extraordinaire d'EDF, dans sa réunion du 31 août 2005, a autorisé et donné tous pouvoirs au Conseil d'administration à l'effet de réaliser une réduction de capital d'un montant maximum de 7,3 milliards d'euros, par diminution de la valeur nominale des actions de 5 euros jusqu'à un minimum de 0,5 euro. L'assemblée générale a prévu que le montant de la réduction de capital soit affecté à un compte de réserves non distribuables.

L'assemblée générale d'EDF a conféré au Conseil d'administration tous pouvoirs pour :

- fixer le montant de la réduction de capital dans la limite du montant maximum ci dessus,
- modifier les statuts, et
- prendre toute mesure nécessaire pour la réalisation de la réduction de capital, procéder à toutes les formalités requises et, généralement, faire le nécessaire.

Cette autorisation a été consentie pour une période de 12 mois à compter de l'assemblée, soit jusqu'au 30 août 2006.

Cette opération et ses modalités sont motivées par les raisons suivantes.

Conformément à l'article L. 123-13, alinéa 3 du Code de commerce, EDF a mentionné en engagements hors bilan dans ses comptes sociaux, à compter de l'exercice 2004, les engagements de retraite et avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

Dans le cadre de l'ouverture de capital annoncée par le Gouvernement, et avec pour objectif de s'aligner sur la pratique de la plupart des autres grands groupes cotés, EDF envisage d'adopter la « méthode préférentielle », préconisée par le Conseil National de la Comptabilité et de provisionner ces engagements pour l'établissement des comptes sociaux d'EDF SA lors des opérations de clôture de l'exercice 2005. Il s'agirait d'un changement de méthode comptable avec effet rétroactif au 1^{er} janvier 2005.

Ce choix aurait pour conséquence de créer un report à nouveau négatif au bilan d'EDF SA. A titre d'illustration, sur la base des capitaux propres d'EDF au 31 décembre 2004, ce report serait négatif à hauteur d'environ 11 milliards d'euros.

Afin de maintenir la capacité distributive d'EDF dès 2006 au titre de l'exercice 2005, ce report à nouveau négatif pourrait être apuré à compter de l'assemblée générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2005, par imputation sur les postes suivants :

- les réserves distribuables disponibles au 31 décembre 2005 ;
- les réserves non distribuables constituées à l'occasion de la réalisation de la réduction de capital mentionnée, dans la limite de 7,3 milliards d'euros. S'agissant de réduire le capital pour apurer une perte déjà quantifiée mais dont l'effet dans les comptes dépend d'une décision de changement de méthode comptable qui ne sera prise qu'en fin d'exercice, l'assemblée générale a en effet précisé que la somme résultant de la réduction de capital serait affectée à un compte de réserves non distribuables ; et pour le solde sur
- la prime d'émission générée par l'augmentation de capital envisagée dans le cadre de la réalisation de l'ouverture du capital d'EDF.

Dans la mesure où l'opération de réduction du capital autorisée est étroitement liée à l'ouverture de celui-ci, tant dans ses motivations que dans ses modalités, l'assemblée générale n'a pas procédé immédiatement à la réduction de capital mais a délégué au Conseil d'administration tous les pouvoirs nécessaires à cet effet. En particulier, l'assemblée générale a délégué au Conseil d'administration le soin de fixer le montant de la réduction de capital dans la limite du maximum de 7,3 milliards d'euros, étant précisé que ce montant sera notamment fixé en fonction de l'augmentation de capital envisagée et/ou du montant de la prime d'émission résultant de cette augmentation de capital. La décision de réduction de capital sera prise par le Conseil d'administration qui lancera cette augmentation de capital. L'information correspondante figurera dans la note d'opération relative à l'ouverture de capital qui sera soumise au visa de l'AMF.

(1) Page 29 du Document de Base.

1.2 Politique de distribution⁽²⁾

La politique de distribution des dividendes est définie par le Conseil d'administration ; elle prend en compte notamment les résultats et la situation financière de la Société, ainsi que les politiques de distribution de dividendes des principales sociétés françaises et des entreprises internationales du secteur.

EDF a actuellement pour objectif un taux de distribution de 50 % du résultat net hors éléments non récurrents dès le dividende à verser en 2006, au titre des résultats de 2005.

Cet objectif ne constitue cependant en aucun cas un engagement d'EDF et les dividendes futurs dépendront notamment des résultats du Groupe, de sa situation financière et de tout autre facteur jugé pertinent par le Conseil d'administration.

(2) Page 33 du Document de Base.

Chapitre IV.

Renseignements concernant l'activité du Groupe EDF

1. Stratégie⁽³⁾

Comme indiqué au paragraphe 2 du Chapitre IV du Document de Base, EDF a pour ambition, à travers son projet industriel, de renforcer sa position d'énergéticien européen construite autour d'une base industrielle et commerciale compétitive en France et de se développer de manière rentable dans les activités du gaz, des services et de l'éolien.

1.1 Objectifs industriels et commerciaux en France

Le Groupe compte poursuivre sa stratégie d'acteur intégré reposant notamment sur un équilibre entre activités régulées (transport et distribution) et activités non régulées (production et commercialisation).

Pour les activités régulées, le Groupe entend poursuivre l'amélioration de son efficacité opérationnelle à travers des gains de productivité et soutenir sa politique d'investissements, notamment pour maintenir la qualité de ses services de transport et de distribution, qui se situe parmi les meilleures d'Europe, et développer les interconnexions.

Pour les activités non régulées, dans un contexte d'ouverture totale du marché à l'horizon 2007, le Groupe privilégie une stratégie commerciale différenciée par segment de clientèle, destinée à préserver et accroître la valeur de son portefeuille clients. Celle-ci inclut le développement d'offres multi-services et multi-énergies (électricité et gaz), notamment pour la clientèle résidentielle, de manière à maîtriser la décroissance des parts de marché par un effet de fidélisation, ainsi que le développement de nouvelles prestations à plus forte valeur ajoutée. Cette stratégie s'appuie sur la marque EDF et sa déclinaison dans les offres selon les segments de clientèle (voir paragraphe 5.1.2 du Chapitre IV du Document de Base). Selon les estimations d'EDF, en 2005, les clients éligibles ayant quitté le tarif intégré et restant clients d'EDF représenteraient environ 23 % du portefeuille (en volume d'électricité vendue), et les clients non éligibles ou éligibles mais restés au tarif intégré, 77 % du portefeuille.

En matière de production, dans un contexte de croissance régulière du marché de l'électricité — estimée par RTE à environ 1,5 % par an⁽⁴⁾ — et de perspectives de prix de marché favorables, le Groupe entend poursuivre le renforcement de ses capacités à moyen terme au travers de la réactivation de centrales au fioul (capacité totale supplémentaire de 2 600 MW à l'horizon 2008) et le développement de turbines à combustion (capacité totale supplémentaire de 500 MW à l'horizon 2008-2009). Par ailleurs, EDF a décidé en 2004 de lancer le projet d'une tête de série EPR, pour maîtriser cette filière le moment venu (voir paragraphe 5.1.1.2 du Chapitre IV du Document de Base). EDF a pour objectif de permettre le remplacement de la majorité des tranches nucléaires actuelles par l'EPR à un rythme pouvant atteindre de 1 à 1,5 tranche par an au-delà de 2020, avec des travaux pouvant débuter à l'horizon 2015.

1.2 Objectifs industriels et commerciaux à l'international

Au niveau européen, la part de marché du Groupe en électricité est aujourd'hui supérieure à 20 % (part de marché exprimée en TWh vendus dans l'Union Européenne — source : EDF) et l'ambition du Groupe est de valoriser et poursuivre l'intégration de ses positions existantes afin de stabiliser une part de marché en électricité à ce niveau à moyen terme. Le Groupe EDF entend ainsi mettre en œuvre l'intégration progressive de certaines activités (optimisation amont/aval, échanges de « meilleures pratiques », gaz et services) sur ses principaux marchés (France, Grande-Bretagne, Allemagne, Italie), tout en profitant de la constitution progressive du marché européen de l'énergie et de la convergence des prix de l'électricité.

En Grande-Bretagne, le Groupe poursuit l'intégration de ses acquisitions au sein de EDF Energy, dans un modèle d'activité verticalement intégré, avec pour objectif de :

- développer son portefeuille d'actifs de production pour améliorer l'équilibre amont/aval ;
- renforcer la marge production/commercialisation par une gestion plus intégrée ;
- exploiter et valoriser la base de clientèle par des efforts de fidélisation (marque fédératrice « EDF Energy », partenariats commerciaux, offres duales) en veillant à la compétitivité des offres ;
- renforcer le pilotage de la performance pour dépasser les niveaux de gain de productivité approuvés lors de la dernière révision tarifaire.

(3) Page 45 du Document de Base.

(4) Dans un scénario médian entre 2002 et 2010.

En Allemagne, le Groupe souhaite poursuivre son développement sur le premier marché d'électricité en Europe, au travers de sa participation dans EnBW. La stratégie d'EnBW s'articule autour d'un triple objectif :

- consolider sa position sur son marché cœur (en Bade-Wurtemberg) à travers le renouvellement de son parc de production, la réorientation progressive de sa politique commerciale vers une politique d'amélioration de la marge et la gestion des contrats de concessions arrivant à échéance ;
- exploiter des relais de croissance, notamment sur les marchés à forte croissance connexes à l'Allemagne (PECO) ;
- poursuivre l'effort de restructuration entrepris, en termes de productivité grâce au programme TOPFIT et, en termes de recentrage sur ses activités dans l'énergie.

En Italie, à travers sa participation dans Edison et son partenariat avec AEM Milan (voir paragraphe 3.3 du Chapitre IV de la présente actualisation), le Groupe compte prendre part à un marché offrant des opportunités de croissance aussi bien dans l'électricité (rythme de croissance de la demande estimé par Edison à 2,5 % par an) que dans le gaz (taux de croissance de la demande estimé par Edison à 2,2 % par an). Edison envisage de renforcer ses capacités de production qui augmenteraient de 2,2 GW entre 2005 et 2008 et passeraient ainsi de 11,8 GW à 14 GW sur cette période (y compris la quote-part des capacités d'Edipower).

Sur le plan commercial, en matière d'électricité, Edison a pour objectif d'augmenter ses ventes d'électricité aux industriels électro-intensifs et dans le *mid-market* (clients entreprises et PME/PMI) et, par ailleurs, de développer des ventes complémentaires à travers de nouveaux partenariats.

En matière de gaz, Edison a annoncé sa volonté de consolider sa position aval via son partenariat avec AEM Milan et des alliances avec des municipalités, avec pour objectif d'accroître ses ventes de gaz aux clients industriels et aux clients résidentiels.

1.3 Relais de croissance

Le Groupe envisage de renforcer son activité dans le gaz avec un double objectif :

- consolider et sécuriser ses approvisionnements pour couvrir ses besoins en gaz sur ses différents marchés, et pour se prémunir contre le risque prix, y compris en étudiant dès maintenant des projets dans le secteur amont ;
- fidéliser ses clients et accroître leur valeur individuelle par une offre multi-énergies.

Sur le marché français, EDF a pour objectif à moyen terme une position de numéro deux du secteur dans la vente de gaz naturel. Au niveau européen, le Groupe envisage de manipuler à moyen terme un volume global de gaz de plus de 40 Gm³.

Le Groupe entend également renforcer ses capacités de production dans l'éolien qui représente un marché en forte croissance et à rendement attractif, au travers de ses participations majoritaires ou non (notamment EDF Energies Nouvelles). Le Groupe compte développer, seul ou avec des partenaires, de l'ordre de 3 300 MW de capacité supplémentaire à l'horizon 2010.

Par ailleurs, le Groupe compte recentrer ses positions actuelles dans les PECO sur un noyau dur pérenne pouvant constituer une base future de développement, en participant aux programmes de privatisations attendus et au renouvellement/accroissement des parcs de production. Le Groupe entend également valoriser ses compétences en matière d'ingénierie en participant à de nouveaux projets de développement de capacités de production à l'international sur la base de son savoir-faire, notamment au Laos ou en Chine (voir paragraphe 6.3 du Chapitre IV du Document de Base).

Enfin, le Groupe envisage de développer ses activités dans les services associés à l'énergie dans un double objectif de :

- proposer à l'ensemble de ses clients une offre élargie ;
- offrir à chaque segment de clientèle électricité des services répondant à ses besoins afin de les fidéliser (voir paragraphe 7.1.1 du Chapitre IV du Document de Base).

1.4 Politique d'investissements

La réussite du Projet industriel suppose la réalisation d'un programme d'investissements ciblés évalué à 26 milliards d'euros sur la période 2006-2008. Environ 18 milliards d'euros correspondent à des investissements de renouvellement et de croissance organique (sur la base du périmètre d'actifs existants, dont environ deux tiers en France et environ un tiers dans les filiales et participations internationales), et environ 8 milliards d'euros à des projets de développement et de croissance externe, essentiellement à l'international.

Le Groupe entend financer cet effort d'investissements grâce à sa capacité d'autofinancement (voir paragraphe 5.4 du Chapitre V de la présente actualisation), à son programme de cessions (voir Chapitre VII de la présente actualisation), à

l'endettement — dans le respect de son objectif de stabilisation de la dette financière nette (voir Chapitre VII de la présente actualisation) et à l'augmentation de capital annoncée par le Gouvernement.

Les investissements de renouvellement et de croissance organique sont destinés à maintenir l'outil industriel, valoriser et renforcer la flexibilité du parc de production, développer les capacités au rythme du marché européen et rentabiliser les actifs de réseaux.

A titre indicatif, EDF envisage à ce jour pour ces investissements la répartition suivante, sur la période 2006-2008 :

- en France :
 - activités régulées : environ 66 %
 - activités non régulées : environ 34 %
- pour les filiales et participations internationales :
 - Royaume-Uni : environ 45 %
 - Allemagne : environ 15 %
 - Italie : environ 15 %
 - autres : environ 25 %

Les investissements de développement et de croissance externe visent à compléter, de manière sélective et rentable, les activités cœur du Groupe, notamment par le renforcement des activités dans le gaz, l'éolien et les services, prioritairement en Europe de l'Ouest.

Ces investissements seront réalisés selon une gouvernance stricte et des critères d'investissement rigoureux, privilégiant la création de valeur :

- le ratio valeur actuelle nette/investissement doit être supérieur à 10 % ;
- effet relatif sur le résultat net avant trois ans.

2. Présentation de l'activité du Groupe EDF en France

2.1 Débats publics

2.1.1 DÉBAT PUBLIC RELATIF À LA GESTION DES DÉCHETS DE HAUTE ACTIVITÉ À VIE LONGUE⁽⁵⁾

L'option retenue par la France concernant la gestion des déchets de haute activité à vie longue doit être définie par une loi devant être adoptée, conformément aux termes de la loi « Bataille » de 1991, durant l'année 2006. Cette question fait l'objet d'un débat public organisé par la Commission Nationale du Débat Public (« CNDP »).

Le 25 juillet 2005, la CNDP a arrêté le calendrier du débat public qui aura lieu du 12 septembre 2005 au 13 janvier 2006 ainsi que ses modalités d'organisation : (i) auditions du public près des sites concernés (Meuse et Haute-Marne, Vallée du Rhône, Manche) mi-septembre, (ii) journées de débat scientifique et technique en octobre à la Cité des Sciences à Paris sur chacun des thèmes et des options associées (entreposage de longue durée — séparation/transmutation — stockage), (iii) conférences — débats en novembre dans diverses régions et réunions de synthèse. Le compte-rendu du débat établi par la Commission Particulière du Débat Public et son bilan dressé par le Président de la CNDP seront rendus publics, au plus tard le 31 janvier 2006.

2.1.2 DÉBATS PUBLICS RELATIFS À L'EPR ET À LA LIGNE TRÈS HAUTE TENSION ASSOCIÉE⁽⁶⁾

Le Conseil d'administration d'EDF du 22 juin 2004 a décidé d'engager le processus de construction d'une tranche nucléaire EPR en France. Le Conseil d'administration du 21 octobre 2004 a décidé que la tête de série EPR serait implantée à Flamanville. Ce projet fera l'objet d'un débat public organisé par la CNDP. Le projet de construction de la ligne très haute tension associée fera l'objet d'un débat public distinct mais coordonné avec celui relatif à l'EPR.

(5) Page 78 du Document de Base.

(6) Page 82 du Document de Base.

La Commission Particulière du Débat Public, chargée par la CNDP d'organiser et animer ce débat public, a publié courant juillet 2005 l'agenda des débats relatif au projet EPR. A partir du 19 octobre 2005, et durant 4 mois, une vingtaine de réunions publiques se tiendront, en Normandie comme sur le reste du territoire, et aborderont des sujets allant des préoccupations locales aux enjeux énergétiques du futur. Par ailleurs, le « dossier du Maître d'Ouvrage » qui présente la position d'EDF sur les différents thèmes liés à l'EPR, ainsi que le cahier collectif d'acteurs présentant les positions d'acteurs nationaux, sont disponibles sur les sites internet de la CNDP et d'EDF. Les conclusions du débat devraient être disponibles au printemps 2006.

2.2 Stockage géologique des déchets radioactifs à moyenne et haute activité et à vie longue⁽⁷⁾

Dans l'attente des décisions à venir dans le cadre de la future loi sur la gestion des déchets radioactifs, EDF a retenu l'hypothèse d'un stockage géologique profond, pour dimensionner le montant des provisions assurant la couverture des charges futures relatives à la gestion à long terme de ses déchets. (voir paragraphe 5.1.1.2.5 B du Chapitre IV du Document de Base).

Un groupe de travail réunissant les pouvoirs publics, l'ANDRA et les producteurs de déchets nucléaires (EDF, AREVA, CEA) a travaillé de juin 2004 au 1^{er} semestre 2005 sur l'évaluation du coût d'un stockage géologique des déchets de moyenne et haute activité à vie longue, afin de disposer d'un référentiel commun et partagé.

EDF a effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus de ces travaux, en s'assurant également de la cohérence avec les données internationales. Cette déclinaison prend en compte la part relative des déchets dont EDF est responsable et les volumes produits à la date de l'arrêté comptable (voir Note 20.2.2 aux comptes semestriels consolidés au 30 juin 2005).

2.3 Projet EPR⁽⁸⁾

Concernant la chaudière nucléaire de la tête de série EPR, EDF a signé avec Framatome (groupe Areva) le 18 juillet 2005 un accord qui définit le périmètre de sa fourniture, son coût et l'ordonnancement des contrats qui permettront de la réaliser. Avant la fin du débat public, seuls seront engagés des contrats d'études avec Framatome.

Les principaux appels d'offres relatifs au projet EPR ont été lancés (relatifs notamment au groupe turbo alternateur, au génie civil, etc.) ou vont l'être d'ici la fin de l'année 2005 (par exemple, le contrôle-commande opérationnel). Certains dossiers de réponse sont d'ores et déjà en cours d'analyse. Le lancement et l'étude de ces appels d'offre permettent à EDF de se préparer à la réalisation d'une tête de série EPR, mais ne préjugent en rien de l'issue du débat public. En particulier les contrats de réalisation ne seront signés qu'après la fin du débat.

2.4 Cession des participations d'EDF et de Charbonnages de France dans la SNET⁽⁹⁾

Un appel d'offres a été lancé dans le cadre de la relance du processus de cession des participations d'EDF (18,75 %) et Charbonnages de France (16,25 %) dans la SNET. La période de consultation des acquéreurs potentiels a débuté le 26 juillet 2005 et la date de remise des offres préliminaires a été fixée au lundi 12 septembre 2005.

En lien avec cette participation en capital, l'acquéreur aurait la possibilité d'avoir un accès progressif anticipé à des moyens de production de semi-base détenus par EDF à concurrence de 35 % des capacités de la SNET, soit 700 MW, et ce jusqu'en 2009.

Conformément aux statuts de la SNET, les cessions ou transmissions d'actions à un tiers sont soumises à l'agrément préalable du Conseil d'administration et au droit de préemption des autres actionnaires tel que décrit ci-après. Si la société n'agrée pas le cessionnaire proposé, et à moins que le cédant ne décide de renoncer à la cession envisagée, le Conseil d'administration est tenu de faire acquérir les actions, soit par un ou plusieurs actionnaires ou par un ou plusieurs tiers, soit, avec le consentement du cédant, par la société en vue d'une réduction de capital. Le Conseil d'administration devra accorder aux autres actionnaires la priorité pour acquérir les actions dont la cession est envisagée.

(7) Page 79 du Document de Base.

(8) Page 82 du Document de Base.

(9) Page 83 du Document de Base.

2.5 Actifs dédiés⁽¹⁰⁾

Le 5 septembre 2005, le Conseil d'administration d'EDF a validé la proposition consistant à :

- intégrer dans l'assiette des actifs dédiés à constituer :
 - les centrales à l'arrêt, déjà en cours de déconstruction (provision de 2,2 milliards d'euros au 30 juin 2005) ;
 - la part de la provision pour dernier cœur correspondant au retraitement du combustible ;
- accélérer le rythme de constitution des actifs dédiés.

Ainsi, le montant de l'allocation annuelle aux actifs dédiés, exprimé en euros 2005, sera de 2,7 milliards d'euros en 2006, puis de 2,35 milliards d'euros par an de 2007 à 2010, de manière à ce que leur encours soit, fin 2010, au niveau de celui des provisions concernées.

Cette proposition est cohérente avec les conclusions de la mission de réflexion confiée par l'Etat à l'Inspection générale des finances et au Conseil général des mines sur la problématique des actifs dédiés.

Au 30 juin 2005, le montant des provisions du Groupe pour fin de cycle du combustible nucléaire était de 14 492 millions d'euros (voir Note 20.2 aux comptes semestriels consolidés au 30 juin 2005) et le montant des provisions du Groupe pour déconstruction et derniers cœurs était de 12 810 millions d'euros (voir Note 20.3 aux comptes semestriels consolidés au 30 juin 2005). A cette même date, la juste valeur des actifs dédiés d'EDF SA était de 2 906 millions d'euros (voir Note 18.3.2.1 aux comptes semestriels consolidés au 30 juin 2005).

2.6 Renouvellement des concessions hydrauliques⁽¹¹⁾

EDF est aujourd'hui le concessionnaire de la majorité des chutes hydroélectriques en France.

Le décret n° 94-894 du 13 octobre 1994 modifié, pris en application de la loi du 16 octobre 1919, précise les conditions d'instruction d'une demande ou d'un renouvellement de concession. Ce décret intègre les modalités d'application de la loi n° 93/122 du 29 janvier 1993 (dite loi Sapin) qui impose, dans les délégations de service public, une procédure de mise en concurrence des différents candidats. La loi Sapin prévoit toutefois dans son article 41 une exception à l'obligation de mise en concurrence, qui ne s'impose pas lorsque le candidat est un EPIC dont le principe de spécialité contient l'objet de la délégation de service public, ce qui correspondait au cas d'EDF avant sa transformation en société anonyme en 2004.

Ce décret intègre également, dans son article 29, la prise en compte d'un droit de préférence au bénéfice du concessionnaire sortant. Ainsi, à la suite de la phase de négociation des offres, l'administration établit le cahier des charges de la concession et, si le concessionnaire sortant accepte ce nouveau cahier des charges, il bénéficie d'un droit de préférence par rapport aux autres candidats. Il s'agit donc d'un droit de préférence, à dossier égal, au bénéfice du concessionnaire sortant.

La Commission européenne a indiqué le 13 juillet 2005 avoir saisi la Cour de Justice des Communautés Européennes pour non-respect par la France du principe communautaire de liberté d'établissement. Selon elle, ce mécanisme de préférence dénaturerait la procédure de mise en concurrence en conduisant à une rupture de l'égalité de traitement entre différents opérateurs économiques, privilégiant en cela les concessionnaires déjà établis. La Commission estime, en outre, que la préférence ne pourrait être justifiée par des raisons de sécurité des installations ou de l'approvisionnement énergétique.

Ce recours pourrait entraîner la suppression du droit de préférence au concessionnaire sortant. Ce risque a été identifié par le Groupe EDF au titre des activités qu'il exerce dans le cadre de concessions de droit public (voir paragraphe 8.4.2 du Chapitre IV du Document de Base).

EDF estime que la suppression de ce droit de préférence n'entraînerait pas de conséquences importantes dans l'immédiat. En effet, la durée moyenne résiduelle des titres de concession d'EDF est de 23 ans. Des concessions représentant une proportion limitée de la puissance totale installée arrivent à échéance d'ici 2020. Enfin, 50 % de la puissance hydraulique installée actuelle d'EDF en France repose sur des concessions dont la date d'échéance est comprise entre 2020 et 2045.

2.7 Arrêté relatif à la centrale de Vazzio⁽¹²⁾

Dans son arrêté du 4 décembre 2000, le préfet de Corse avait autorisé la poursuite de l'exploitation de la centrale thermique de Vazzio, près d'Ajaccio (132 MW), bien que le niveau des rejets de dioxyde d'azote de celle-ci soit supérieur

(10) Page 86 et 332 du Document de Base.

(11) Page 90 du Document de Base.

(12) Page 96 du Document de Base.

au seuil réglementaire autorisé. Cet arrêté prévoyait notamment qu'EDF devait se mettre en conformité avec la réglementation d'ici 2010. Le 28 juillet 2005, le préfet de Corse a pris un nouvel arrêté limitant au 31 décembre 2006 la durée de cette dérogation.

Dans ce nouveau contexte, EDF complète et accélère son programme d'équipement des sept moteurs du Vazio en dispositifs de dénitrification. Les investissements correspondants (environ 11 millions d'euros, dont 6 millions d'euros déjà engagés) entreront dans l'assiette de la rémunération (via la CSPE) des capitaux engagés dans l'activité de production d'électricité dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

Compte tenu de l'impossibilité technique d'équiper la totalité des moteurs d'ici fin 2006, EDF étudie cependant les moyens d'obtenir un report à 2007 de l'échéance fixée par l'arrêté du 28 juillet 2005.

2.8 Optimisation amont/aval

2.8.1 UNE GESTION GLOBALE DE LA MARGE AMONT/AVAL⁽¹³⁾

EDF estime aujourd'hui qu'une hausse de 1 euro/MWh sur le prix de gros aurait pour effet un gain d'excédent brut d'exploitation, à horizon 3-4 ans, à un niveau d'environ 100 millions d'euros. Elle estime également qu'une hausse de 1 % du tarif intégré, en année pleine, correspondrait à un gain d'excédent brut d'exploitation d'environ 200 millions d'euros.

2.8.2 CONTRATS LONG TERME⁽¹⁴⁾

Avant l'ouverture du marché européen de l'électricité, dont les principes ont été fixés par la directive 96/92/CE (la « Directive »), nombre d'opérateurs du secteur électrique avaient souscrit des contrats long terme de fourniture d'électricité transfrontaliers. EDF a ainsi conclu des contrats de ce type avec de nombreux opérateurs étrangers (voir paragraphes 5.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF — Contrats d'allocation de production » et 5.1.3.5 « Contrats d'achat/vente d'électricité en gros » du Chapitre IV du Document de Base).

La Directive n'a pas aménagé le sort de ces contrats, qui dans le cadre de l'ouverture à la concurrence (accès des tiers aux interconnexions), se sont vus octroyer une priorité d'accès.

Saisie pour avis dans le cadre d'un contentieux néerlandais relatif à la légalité d'une décision réservant prioritairement à un opérateur (Sep/NEA) une partie de la capacité du réseau transfrontalier en vue d'une importation, la Cour de Justice des Communautés Européennes a jugé, le 7 juin 2005, que ces accès prioritaires aux interconnexions accordées en application d'engagements antérieurs à l'entrée en vigueur de la Directive, étaient discriminatoires, et donc contraires aux dispositions de celle-ci, dès lors que le gouvernement néerlandais n'avait pas sollicité et obtenu le régime dérogatoire prévu par la Directive au titre de son article 24.

Pour leur part, certains Etats Membres, ainsi que la Commission européenne, avaient fait valoir dans cette procédure que la priorité d'accès était encadrée par le Règlement n° 1228/2003 du 26 juin 2003, qui prévoyait, selon eux, qu'une telle priorité ne puisse être remise en cause que lors du renouvellement de ces contrats ou en cas de contrariété avec les articles 81 (entente) ou 82 (abus de position dominante) du Traité des Communautés Européennes.

L'arrêt n'a pas un effet juridique direct sur l'ensemble des contrats long terme en vigueur, mais il s'impose, dans son principe, à toutes les juridictions nationales. Par ailleurs, il place les régulateurs et les gestionnaires de réseaux transport européens devant la nécessité d'aménager les règles de gestion de la capacité d'interconnexion concernant ces contrats.

Sous réserve d'une modification de la réglementation communautaire en la matière, donnant un fondement juridique à l'existence de priorités d'accès pour les contrats long terme, il est désormais probable que l'ensemble des régulateurs et gestionnaires de réseaux concernés procéderont très prochainement à la suppression progressive de ces priorités d'accès.

La conséquence pratique est qu'il faudra désormais acquérir les capacités nécessaires auprès des gestionnaires de réseaux, selon les mécanismes de marché qui seront proposés, sans garantie d'obtenir les volumes souhaités. A défaut d'avoir pu obtenir les capacités d'interconnexion nécessaires, un recours au marché de gros pourrait être envisageable.

Ces éléments remettent potentiellement en cause l'équilibre économique des contrats conclus par EDF. Ceci pourrait conduire les contreparties d'EDF à demander une renégociation des contrats, sans qu'il soit possible à ce jour de préjuger de l'étendue des négociations, ni de leur issue.

(13) Page 108 du Document de Base.

(14) Pages 66 et 113 du Document de Base.

2.9 RTE

2.9.1 APPROBATION DES APPORTS CONSENTIS PAR EDF À C5⁽¹⁵⁾

L'Assemblée Générale Extraordinaire d'EDF en date du 31 août 2005 a approuvé les apports consentis par EDF à C5 au titre du traité d'apport conclu le 30 juin 2005. L'Assemblée Générale Extraordinaire de C5 en date du 1^{er} septembre 2005 a également approuvé ces apports. En outre, les statuts de C5, société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance renommée RTE EDF Transport, ont été approuvés par un décret en date du 30 août 2005.

Conformément à l'article L. 236-16 du Code de commerce, les commissaires à la scission désignés dans le cadre de cette opération d'apport ont conclu que :

- la valeur des apports s'élevant à 4 029 920 372 euros n'est pas surévaluée et, en conséquence, que l'actif net apporté est au moins égal au montant de l'augmentation de capital de la société bénéficiaire de l'apport augmentée de la prime d'apport ;
- que la rémunération proposée pour l'apport conduisant à émettre 213 224 869 actions de la société C5 est équitable.

2.9.2 GESTION DU RÉSEAU DE TRANSPORT⁽¹⁶⁾

2.9.2.1 Conseil de surveillance de RTE EDF Transport

Composition

RTE EDF Transport est contrôlé par un Conseil de surveillance composé de douze membres, dont la durée du mandat est de cinq ans.

Le Conseil de surveillance est ainsi composé des trois collèges suivants :

- un tiers de représentants des salariés ;
- des représentants de l'Etat nommés par décret, dans la limite du tiers des effectifs du Conseil ;
- des membres désignés par l'assemblée générale des actionnaires, dont le nombre est fonction du nombre de membres représentant l'Etat.

Le Conseil de surveillance de RTE EDF Transport est composé, à la date de la présente actualisation, des personnes suivantes :

- six personnes nommées par l'Assemblée Générale Ordinaire de RTE EDF Transport : Michel Francony, Anne Le Lorier, Marianne Laigneau, Marc Espalieu, Paul Godin, Pierre Gassiat.
- deux représentants de l'Etat, nommés par décret du 31 août 2005 : Bernard Maître et Pierre Fontaine.

L'élection des représentants des salariés au Conseil de surveillance de RTE EDF Transport doit intervenir dans les six mois qui suivent la création de la société.

Le Conseil de surveillance nomme, dans le respect des dispositions de l'article 7 de la loi du 9 août 2004 précitée, un Président. La fonction de Président du conseil de surveillance est incompatible avec l'exercice de toute responsabilité en lien direct avec des activités concurrentielles au sein des structures dirigeantes d'autres entreprises du secteur de l'énergie. Le Conseil de surveillance nomme également un Vice-Président, choisi parmi les membres du Conseil de surveillance conformément aux dispositions de l'article L. 225-81 du Code de commerce.

Michel Francony a été nommé Président du Conseil de surveillance le 1^{er} septembre 2005.

Paul Godin a été nommé Vice-Président du Conseil de surveillance le 1^{er} septembre 2005.

Pouvoirs

Le Conseil de surveillance exerce le contrôle permanent de la gestion de RTE EDF Réseau de Transport par le Directoire, sous réserve des opérations qui doivent lui être soumises pour accord, décrites ci-dessous. Il procède aux contrôles et vérifications qu'il juge opportuns. Il délibère en outre sur les grandes orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques de l'activité de l'entreprise. Le Président du Directoire est tenu de communiquer à chaque membre du Conseil de surveillance tous les documents et informations nécessaires à l'accomplissement de sa mission.

Le Conseil de surveillance se réunit conformément à la loi aussi souvent que l'intérêt de la société l'exige, et au moins une fois tous les deux mois, sur convocation du Président ou du Vice-Président du Conseil de surveillance au lieu désigné dans la convocation.

(15) Page 121 du Document de Base.

(16) Page 121 du Document de Base.

Délibérations

Les délibérations du Conseil de surveillance sont prises aux conditions de quorum et de majorité prévues par la loi, sous réserve des dispositions décrites ci-dessous. En cas de partage des voix, celle du Président est prépondérante.

Le Conseil de surveillance a compétence pour statuer, à la majorité simple, sur les délibérations relevant de sa compétence en application des dispositions du Code de commerce.

Les décisions du Directoire portant sur les opérations suivantes, réalisées par RTE EDF Transport ou par des sociétés qu'il contrôle directement ou indirectement au sens de l'article L. 233-3 du Code de commerce, doivent en outre recueillir l'autorisation préalable du Conseil de surveillance :

- tout acte en vue de consentir ou d'obtenir tous prêts, emprunts, crédits ou avances de trésorerie lorsque leur montant unitaire est supérieur au seuil déterminé chaque année par le Conseil de surveillance ;
- toute transaction et tout compromis, en cas de litige portant sur un montant supérieur à un million d'euros, ou à tout autre montant que le Conseil de surveillance pourra substituer.

Conformément à l'article 6 de la loi du 9 août 2004, les délibérations suivantes doivent, pour être adoptées, obtenir un vote favorable de la majorité des membres du Conseil de surveillance présents et représentés, et en outre un vote favorable de la majorité des membres du Conseil de surveillance nommés par les actionnaires :

- Les délibérations relatives au budget : approbation du plan financier à moyen terme, approbation du budget annuel dont, en tant qu'il concerne le réseau public de transport, la partie relative aux investissements doit être conforme au programme des investissements approuvé par la CRE en application de l'article 14 de la loi du 10 février 2000.
- Les délibérations relatives à la politique de financement.
- Les délibérations relatives à tous achats, transferts et ventes d'actifs, en ce compris les acquisitions ou cessions de biens ou droits immobiliers, la souscription, l'apport, l'échange, la cession ou l'achat de valeurs mobilières et la prise de participation immédiate ou différée, ainsi que tous les autres achats, apports et ventes d'actifs, l'acquisition de fonds de commerce ou de valeurs incorporelles, l'apport ou l'échange avec ou sans soulte portant sur des biens, valeurs mobilières ou titres lorsque ces opérations ne concourent pas directement à l'exploitation, à l'entretien et au développement du réseau public de transport, mais portent notamment sur la valorisation du réseau public de transport d'électricité, pour un montant unitaire supérieur à cinq millions d'euros.

Par exception, l'achat et la vente de valeurs mobilières de placement réalisés dans le cadre de la gestion de la trésorerie courante ne requièrent pas l'autorisation préalable du Conseil de surveillance, ce dernier devant toutefois être informé de telles opérations.
- La constitution de sûretés ou garanties de toute nature, selon certaines conditions.
- Les délibérations relatives à la création de toute société, groupement d'intérêt économique ou autre entité juridique.

Les opérations qui concourent directement à l'exploitation, à l'entretien et au développement du réseau public de transport d'électricité, prévues dans le programme des investissements approuvé par la CRE en application de l'article 14 de la loi du 10 février 2000, sont décidées par le Directoire qui en informe le Conseil de surveillance.

2.9.2.2 Directoire de RTE EDF Transport

RTE EDF Transport est dirigé par un Directoire composé au maximum de cinq membres, personnes physiques, qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance.

Le Conseil de surveillance désigne, après accord du ministre chargé de l'énergie, le Président du Directoire ainsi que, sur proposition de ce dernier, les autres membres du Directoire.

André Merlin a été nommé Président du Directoire avec l'accord du ministre en charge de l'énergie en date du 9 septembre 2005.

Les autres membres du Directoire, nommés le 9 septembre 2005, sont Pierre Bornard, Jean-Yves Broyelle et Alain Cavret.

Le Directoire est nommé pour une durée de cinq ans.

Sous réserve des pouvoirs que la loi, le règlement et les statuts attribuent expressément et en propre aux assemblées d'actionnaires et au Conseil de surveillance, le Directoire est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toute circonstance au nom de la société.

En particulier, le Directoire est seul compétent pour mettre en oeuvre les opérations qui concourent directement à l'exploitation, à l'entretien et au développement du réseau public de transport d'électricité.

Le Directoire présente au Conseil de surveillance, au moins une fois par trimestre, un rapport qui retrace les principaux actes ou faits intervenus dans la gestion de la société.

Après clôture de chaque exercice et dans un délai de trois mois, le Directoire présente au Conseil de surveillance aux fins de vérification et de contrôle, les comptes annuels, ainsi que son rapport destiné à l'assemblée générale des actionnaires.

Le Président du Directoire est responsable de la définition et de la mise en œuvre du code de bonne conduite, prévu par l'article 6 de la loi du 9 août 2004 précitée et relatif aux mesures d'organisation interne prises pour prévenir les risques de pratique discriminatoire en matière d'accès des tiers au réseau. Il en rend compte annuellement à la CRE.

En application de l'article 14 de la loi du 10 février 2000, le Président du Directoire soumet chaque année à l'approbation de la CRE le programme d'investissement du réseau public de transport d'électricité, compatible avec le plan financier à moyen terme de RTE EDF Transport.

Les membres du Directoire, qui ne peuvent être membres du Conseil de surveillance, ne peuvent exercer de responsabilité directe ou indirecte dans la gestion d'activités de production et de fourniture d'électricité ou de gaz, dans quelque entreprise que ce soit, en France ou à l'étranger, au moment de leur nomination et pendant toute la durée de leur mandat.

2.9.3 MODE DE CONSOLIDATION⁽¹⁷⁾

La filialisation de l'activité transport par apport partiel d'actifs à RTE EDF Transport, détenue à 100 % par EDF, se traduira par la sortie du bilan des comptes sociaux d'EDF, rétroactivement au 1^{er} janvier 2005, de l'ensemble des actifs et passifs apportés au bilan de RTE EDF Transport. Ces apports, effectués à leur valeur nette comptable pour un montant d'environ 4 milliards d'euros, auront pour contrepartie à l'actif d'EDF l'inscription de titres de participation pour un montant équivalent. Conformément à l'article 9 de la Loi du 9 août 2004, RTE EDF Transport reprendra au passif de son bilan une dette synthétique d'un montant d'environ 7 milliards d'euros correspondant aux dettes financières présentées dans les derniers comptes séparés de RTE.

Cette opération n'aura pas d'impact significatif sur les comptes consolidés du Groupe EDF, RTE EDF Transport étant consolidée à 100 % en intégration globale.

Voir Note 4.1.1 aux comptes semestriels consolidés au 30 juin 2005.

2.10 Affectation des charges entre EDF et Gaz de France au sein de l'opérateur commun EDF Gaz de France Distribution⁽¹⁸⁾

Il existe au sein de l'opérateur commun EDF Gaz de France Distribution différentes catégories de charges :

- Les charges afférentes aux activités d'EDF Gaz de France Distribution qui relèvent directement de l'une des entreprises, et ce quelle que soit leur nature, sont directement imputées à cette entreprise. Elles ne donnent donc pas lieu à des flux financiers entre les deux entreprises. Ainsi, pour le personnel de l'opérateur commun affecté de manière fixe à des activités électricité uniquement, les charges correspondantes sont directement imputées à EDF.
- Les charges relatives aux activités exercées de manière simultanée et indifférenciée pour le compte d'EDF et de Gaz de France, et ce quelle que soit leur nature, font l'objet d'une répartition entre les parties en application de clés de répartition contractuelles. Ces charges sont réparties entre EDF et Gaz de France à la source, c'est-à-dire dès le fait générateur de la dépense, et la quote-part revenant à chaque entreprise est directement enregistrée dans la comptabilité de l'entreprise concernée. Elles ne donnent donc pas non plus lieu à des flux financiers entre EDF et Gaz de France. La définition des éléments de calcul (assiette...) de chaque clé de répartition est identique entre EDF et Gaz de France. La clé de répartition la plus fréquemment utilisée est celle du nombre des abonnements électricité et gaz. A titre indicatif, les clés de répartition en vigueur au sein de l'ancienne EDF GDF Services aboutissaient à un partage global d'environ 75 % pour EDF et 25 % pour Gaz de France en 2004. Cet équilibre n'est pas substantiellement remis en cause par les nouvelles clés de répartition qui aboutissent à un partage global d'environ 75 % pour EDF et 25 % pour Gaz de France en 2005. Ainsi, pour le personnel de l'opérateur commun affecté de manière fixe à des activités mixtes électricité/gaz, les charges correspondantes sont directement réparties, et imputées en comptabilité, entre EDF et Gaz de France selon la clé de répartition applicable.
- En revanche, certaines charges peuvent être d'abord comptabilisées dans les comptes de l'une des deux entreprises et ensuite donner lieu à refacturation à l'autre entreprise. Ainsi, certains membres du personnel de l'opérateur commun sont rattachés administrativement (et donc comptablement) à l'une des deux entreprises, mais peuvent, de manière variable, effectuer des tâches pour le compte de l'autre entreprise. Les heures travaillées pour l'autre entreprise sont collectées quotidiennement et sont refacturées chaque mois. En 2004, 80 millions d'euros ont ainsi été facturés par EDF à Gaz de France, et 77 millions d'euros ont été facturés par Gaz de France à EDF. De même, pour le reste, certaines prestations de service effectuées pour l'ensemble de l'opérateur commun sont assurées (et prises en charge comptablement) par l'une des deux entreprises, puis celle-ci refacture l'autre, toujours sur la base d'une clé de répartition contractuelle. Il s'agit principalement de

(17) Page 121 du Document de Base.

(18) Page 130 du Document de Base.

l'informatique et des télécommunications, des services automobiles et de l'immobilier. En 2004, au titre de ces services communs, 128 millions d'euros ont ainsi été facturés par EDF à Gaz de France et 82 millions d'euros ont été facturés par Gaz de France à EDF.

2.11 Proposition tarifaire de la CRE aux Ministres chargés de l'économie et de l'énergie (« TURP 2 »)⁽¹⁹⁾

Pour préparer sa proposition de tarif d'utilisation des réseaux publics (« TURP »), la Commission de Régulation de l'Énergie (« CRE ») a consulté les principaux gestionnaires de réseaux concernés à partir du premier trimestre 2003. Au premier trimestre 2004, elle a également procédé à une consultation publique sur les principes tarifaires qu'elle envisageait d'appliquer. Sur cette base, la CRE a préparé des règles tarifaires comprenant la mise à jour des barèmes tarifaires applicables aux différentes catégories d'utilisateurs. Ces règles ont fait l'objet d'une nouvelle consultation publique lancée le 4 juillet 2005 et d'auditions des différentes catégories d'acteurs concernés pendant le mois de juillet 2005.

La proposition de la CRE aux Ministres chargés de l'économie et de l'énergie (destinée à remplacer le tarif en vigueur depuis le 1^{er} novembre 2002), transmise le 29 juillet 2005, tient compte des évolutions introduites par la loi du 9 août 2004 et le règlement européen du 26 juin 2003. Celles-ci concernent les périmètres respectifs des actifs relevant du transport et de la distribution, le montant des charges de retraites supportées par les opérateurs de réseaux, ainsi que les recettes résultant des mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions internationales.

Compte tenu des incertitudes sur l'organisation de la distribution qui sera retenue dans le contexte de l'ouverture totale à la concurrence au 1^{er} juillet 2007, la CRE estime que les règles tarifaires devront être à nouveau adaptées vers la fin de 2007. Sa proposition est donc conçue pour une durée de deux ans.

Pour établir cette proposition, la CRE a procédé à une évaluation des recettes et des coûts prévisionnels des gestionnaires de réseaux de distribution et de transport.

Les coûts prévisionnels se décomposent en charges d'exploitation⁽²⁰⁾, nécessaires au bon fonctionnement et à la maintenance des réseaux et installations, et en charges de capital. Les charges de capital sont constituées de la rémunération financière et de l'amortissement industriel des biens utilisés au titre des activités de transport et de distribution.

Pour le transport, la rémunération financière est égale au produit de la base d'actifs régulée estimée au 1^{er} janvier 2006 à 10 799 millions d'euros et du taux de rémunération fixé à 7,25 % nominal avant impôt (ce taux est de 6,5 % dans le tarif actuellement en vigueur).

La valeur de la base d'actifs régulée du RTE correspond à la valeur nette comptable de ses actifs (hors immobilisations financières) au 1^{er} janvier de l'année, diminuée des subventions prévisionnelles de l'exercice.

Pour la distribution, la rémunération financière est égale au produit de la base d'actifs régulée estimée au 1^{er} janvier 2006 à 26 324 millions d'euros et du taux de rémunération fixé à 7,25 % nominal avant impôt (ce taux est de 6,5 % dans le tarif actuellement en vigueur). La valeur de la base d'actifs régulée d'ERD est calculée à partir de la valeur nette comptable des immobilisations, diminuée des financements initiaux des concédants arrêtés au 31 décembre 2004 à hauteur de 11 300 millions d'euros. Après cette date, les actifs mis en service à partir du 1^{er} janvier 2005 entrent dans la base d'actifs régulée pour la totalité de leur montant. En contrepartie les charges de capital sont diminuées du montant des financements des concédants de l'année. Le montant de la base d'actifs régulée estimée au 1^{er} janvier 2006 (26 324 millions d'euros) incorpore un montant estimé d'investissements d'environ 2 300 millions d'euros, dont environ 1 500 millions d'euros de financements prévus par EDF, et donc environ 800 millions d'euros de financements externes (essentiellement des remises gratuites par les concédants).

Dans la méthode de construction des tarifs de distribution, cette déduction des financements externes annuels, économiquement assimilables à des flux d'investissements, minore les recettes et impacte l'excédent brut d'exploitation.

La CRE estime en outre nécessaire de mettre en place un mécanisme — le compte de régulation des charges et des produits (« CRCP ») — qui vise à compenser les effets, sur les charges et les produits des gestionnaires des réseaux, de facteurs externes (tels que la variation des prix de marché de l'électricité) dont les gestionnaires de réseaux pourraient ne pas pouvoir maîtriser complètement les évolutions (achats d'énergie destinés à couvrir les pertes sur les réseaux). Le CRCP, par nature, n'a pas vocation à apparaître dans la comptabilité sociale du gestionnaire de réseau. Seront enregistrés dans ce compte, le cas échéant, tout ou partie des trop perçus et tout ou partie des manques à gagner du gestionnaire de réseau. Selon que le solde de ce compte est positif ou négatif, son apurement s'effectuera par des diminutions ou des augmentations des charges à recouvrer par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité au cours des années suivantes. La durée proposée par la CRE de cet apurement est de cinq ans, avec des annuités constantes.

(19) Page 132 du Document de Base.

(20) qui ne comprennent pas les dotations à la provision pour renouvellement (voir paragraphe 5.4.3 du Chapitre V du Document de Base), alors que ces dernières viennent en déduction de l'excédent brut d'exploitation dans les comptes d'EDF.

Pour tenir compte des conclusions des audits des comptes dissociés 2000 et 2002 d'EDF, qui ont corrigé à la baisse l'assiette des coûts imputés aux gestionnaires de réseaux, le CRCP ferait l'objet, selon la proposition de la CRE, d'un solde initial positif de 1 312 millions d'euros pour la distribution et de 127 millions d'euros pour le transport, dont l'apurement s'effectuera par une diminution des charges à recouvrer par le TURP.

La proposition de la CRE aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie, transmise le 29 juillet 2005, devrait conduire au total à une baisse moyenne des tarifs de réseaux. Néanmoins, sur la période d'application de TURP 2, l'impact du nouveau cadre tarifaire serait marginal sur le compte de résultat du Groupe, car, pour les clients au tarif intégré, une réduction des recettes provenant des tarifs des réseaux de transport et de distribution serait intégralement compensée par une hausse mécanique de la part fourniture du tarif intégré. En effet, dans la mesure où :

- il est prévu que le tarif intégré évolue à un rythme proche de la hausse des prix à la consommation (voir paragraphe 4.3.2 ci-dessous), et
- les clients au tarif intégré représentent environ 77 % du portefeuille de clients (en volume d'électricité vendue — voir paragraphe 1.1 ci-dessus),

pour les ventes au tarif intégré, une réduction des recettes provenant des tarifs des réseaux de transport perçues par la nouvelle filiale RTE EDF Transport et de distribution perçues par EDF Réseau de Distribution, serait intégralement compensée par une hausse mécanique de la part fourniture du tarif intégré perçue par la Direction EDF Commerce.

En application de l'article 4 de la loi du 10 février 2000, telle que modifiée par la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005, la décision ministérielle sera réputée acquise, sauf opposition de l'un des ministres dans un délai de deux mois suivant la réception des propositions de la CRE, soit le 29 septembre 2005.

3. Présentation de l'activité du Groupe EDF à l'international

3.1 EDF Energy⁽²¹⁾

Processus de révision tarifaire

Le processus de révision tarifaire relatif aux trois réseaux de distribution d'EDF Energy a été achevé au début de l'année 2005 et les nouveaux tarifs sont entrés en vigueur le 1^{er} avril 2005. Cette révision tarifaire est considérée comme globalement satisfaisante par EDF Energy. Les points essentiels de satisfaction relatifs à la révision tarifaire sont :

- une augmentation moyenne des dépenses d'investissement de 67 % par rapport aux montants investis au cours des cinq dernières années par EDF Energy sur ses trois réseaux, contre une moyenne de 48 % pour l'industrie ;
- des incitations financières (à hauteur de 66,6 millions de livres sterling) dans des domaines clés, dont notamment la qualité de fourniture (minutes perdues par client, nombre de coupures de courant par client) ;
- un taux de rémunération de la base d'actifs de 6,9 % (avant impôts et hors ajustement pour l'inflation), contre 6,5 % au cours de la période tarifaire précédente ;
- le droit d'intégrer dans le tarif une part significative du financement des déficits des fonds de pension d'EDF Energy liés aux engagements à l'égard des personnels travaillant dans les activités de réseaux.

En revanche, l'Ofgem a décidé une diminution du niveau des dépenses d'exploitation autorisées par rapport à la période tarifaire précédente, à la suite de quoi la Branche Réseaux a engagé un important programme de réduction des coûts.

Décision d'augmentation des tarifs de vente

Les trois filiales d'EDF Energy, London Energy, Seeboard Energy et SWEB Energy ont décidé, en raison de l'augmentation des prix de gros de l'électricité et du gaz, et des coûts liés aux émissions de CO₂, d'augmenter leur prix de vente d'électricité à compter du 5 août 2005, à hauteur de 10,7 % pour l'électricité et de 12 % pour le gaz, pour les particuliers.

(21) Page 146 du Document de Base.

Enquête à l'encontre d'EDF Energy en matière de droit de la concurrence

L'Ofgem a ouvert le 28 juillet 2005 une enquête formelle en application du *Competition Act* à l'encontre d'EDF Energy pour suppression de services de relève de compteurs. L'Ofgem a indiqué dans sa requête qu'elle a des motifs raisonnables de penser qu'EDF Energy a violé les dispositions du chapitre II du *Competition Act* et/ou de l'article 82 du traité des Communautés Européennes en supprimant les services de collecte et de consolidation de données réalisés pour le compte de fournisseurs tiers dans les régions de Londres et SWEB.

Si, à l'issue de cette enquête, des conclusions défavorables à EDF Energy étaient rendues, des sanctions financières pourraient être prononcées en application de la *Section 36* du *Competition Act*. Toutefois, EDF Energy considère qu'une telle sanction est peu probable, dans la mesure où elle n'a en réalité pas cessé de fournir de tels services à un quelconque fournisseur tiers, à l'exception des fournisseurs ayant déjà retenu un nouveau prestataire. En conséquence, aucune provision n'a été constatée dans les comptes d'EDF Energy.

3.2 EnBW

3.2.1 ENQUETE PRELIMINAIRE

Le bureau du procureur de Manheim a engagé une enquête préliminaire, au sujet de l'évaluation de certaines participations d'EnBW dans ses comptes pour les exercices 2002 et 2003, sur plusieurs anciens membres du directoire d'EnBW ainsi que sur son actuel Président, Monsieur Utz Claassen (pour les comptes 2003 uniquement).

L'enquête porte en particulier sur la question de savoir si les ajustements apportés à l'évaluation de ces participations en 2003 ne conduisaient pas à une sous évaluation par rapport à leur valeur de marché.

EDF n'est pas partie à cette enquête préliminaire et n'est donc pas en position de la commenter.

3.2.2 PARTICIPATION DANS LA STADTWERKE DE DUSSELDORF⁽²²⁾

EnBW a acquis le 1^{er} janvier 2002 une participation de 29,9 % dans le capital de la Stadtwerke de Düsseldorf (« SWD »). EnBW a par ailleurs consenti à la Ville de Düsseldorf deux options de vente portant chacune sur 25,05 % du capital. La période d'exercice de la première option se termine le 31 décembre 2005 et celle de la seconde option débute le 1^{er} janvier 2005 et se termine le 31 décembre 2007. EnBW dispose en outre de la faculté de prolonger ces périodes d'exercice, par période d'un an, sur notification écrite de sa part envoyée au plus tard le 31 octobre de l'année au cours de laquelle la période d'exercice concernée expire.

Le prix d'exercice de ces options est compris dans le montant de 1 299,8 millions d'euros d'engagements financiers figurant au hors bilan d'EnBW au 31 décembre 2004. Ce montant de 1 299,8 millions d'euros est mentionné au paragraphe 6.1.2.6 du Chapitre IV du Document de Base (voir également Note 35.2.5 au comptes consolidés au 31 décembre 2004, pages 461-462 du Document de Base).

3.3 Edison

3.3.1 ADOPTION DE LA LOI 131 DU 13 JUILLET 2005⁽²³⁾

Jusqu'en mai 2005, les droits de vote d'EDF dans Edison et IEB étaient limités à 2 % par l'effet de la loi italienne n°301 du 20 juillet 2001. Le 14 mai 2005, le Gouvernement italien a adopté un décret-loi modifiant les conditions d'application de cette limitation. Ce décret-loi a été converti en loi par la loi n°131 du 13 juillet 2005.

La loi 131 prévoit que cette limitation ne s'applique pas aux sujets contrôlés directement ou indirectement par un État-membre de l'Union Européenne ou par ses administrations publiques bénéficiant d'une position dominante sur leur propre marché national, dès lors que les Autorités compétentes des États concernés ont approuvé des règles, défini des orientations et lancé des processus de privatisations desdits sujets, y compris la cotation sur les marchés financiers réglementés ou d'autres procédures équivalentes, et qu'ont été négociés des accords avec le Gouvernement italien destinés à garantir la sécurité des approvisionnements énergétiques et l'ouverture du marché, encourageant l'exercice effectif des libertés fondamentales garanties par le Traité instituant la Communauté européenne eu égard à l'accès aux marchés de l'énergie électrique et du gaz naturel.

EDF considère que ces conditions sont d'ores et déjà remplies puisque (i) EDF a été transformé en société anonyme par l'effet du décret n°2004-2224 du 17 novembre 2004 et le Gouvernement français prépare le processus d'ouverture de son capital avec le décret n°2005-761 du 7 juillet 2005, et (ii) un protocole d'accord de coopération dans le secteur de l'énergie a été signé à Gênes par les Gouvernements français et italien le 11 juin 2005.

(22) Page 159 du Document de Base.

(23) Page 166 du Document de Base.

3.3.2 REGLEMENT LIVRAISON DES OPTIONS DE VENTE ITALENERGIA-BIS (« IEB »)⁽²⁴⁾

- Cession par la société Carlo Tassara Finanziaria à EDF de sa participation dans IEB

Le 26 juillet 2005, EDF a acquis les 20,01 % du capital d'IEB détenus par la société Carlo Tassara Finanziaria (société détenue par Monsieur Zaleski), en application du contrat d'option signé en septembre 2002, pour un montant de 800 millions d'euros, soit 4,41 euros par action IEB⁽²⁵⁾. Sur l'éventuel complément de prix à payer à la société Carlo Tassara Finanziaria, voir la Note 4.2.1 aux comptes d'EDF au 30 juin 2005.

Du fait de l'accord de la Commission européenne au projet de prise de contrôle commun d'Edison du 12 août 2005, il n'a pas été nécessaire de recourir au mécanisme des fiduciaires (voir paragraphe 6.1.3.2.2.c du Chapitre IV du Document de Base).

- Cession par les Banques Italiennes à EDF de leur participation de 23,37 % dans IEB, des warrants attachés et de leurs actions détenues directement dans Edison

Le 1^{er} septembre 2005, EDF a acquis la participation de 23,37 % des Banques Italiennes au capital d'IEB et leurs warrants attachés à ces actions permettant la souscription de 79,4 millions d'actions IEB, ainsi que leur participation de 2,9 % au capital d'Edison, pour un montant total de 1 159 millions d'euros⁽²⁶⁾.

- Cession par Fiat Energia et les Banques Italiennes de leurs participations respectives de 24,6 et 14 % dans IEB, ainsi que des warrants attachés.

EDF a acquis de Fiat Energia, le 9 septembre 2005, les 24,6 % d'actions IEB et les warrants possédés par Fiat Energia pour un montant de 1,147 milliards d'euros⁽²⁷⁾.

Le même jour, EDF a acquis des Banques Italiennes les 14 % d'actions IEB et les warrants attachés qu'elles détenaient pour un montant de 653 millions d'euros.

A la suite de ces acquisitions, la répartition du capital d'IEB est la suivante au 9 septembre 2005 :

EDF	45 %
Ixis	35 %
Barclays	20 %

Pour une description de l'impact financier de la prise de contrôle conjointe d'Edison, voir la Note 4.2.3.3 des comptes consolidés d'EDF au 30 juin 2005.

3.3.3 ABANDON DES PROCEDURES D'ARBITRAGE⁽²⁸⁾

EDF a initié en décembre 2004 des procédures d'arbitrage demandant la suspension, et se réservant le droit de demander la résiliation, de l'ensemble des contrats d'option (voir paragraphe 6.1.3.2.2 du Chapitre IV du Document de Base pour une description des ces contrats), motivées par l'adoption de la loi Marzano.

A la suite des événements décrits ci-dessus (voir paragraphes 3.3.2 et 3.3.3 ci-dessus), EDF a abandonné ces procédures d'arbitrage, à l'exception de la procédure d'arbitrage à l'encontre des Banques Italiennes, relative aux 123 396 768 warrants détenus par ces dernières dans Edison. En effet, celles-ci contestent devant le Tribunal arbitral le fait que leur option de vente à EDF de leur participation de 2,9 % au capital d'Edison couvre aussi les 123 396 768 warrants Edison qu'elles ont souscrits dans le cadre de l'augmentation de capital décidée fin 2002. EDF soutient au contraire que l'exercice de l'option lui permet d'acquérir les actions et les warrants Edison.

Il est rappelé que, sur la base des prix de l'offre publique d'achat volontaire sur les warrants Edison dans le projet d'offre publique déposé auprès de la Consob par AEM Milan et EDF de 0,87 euros par warrant, le montant à verser par TdE si l'intégralité des warrants non détenus par TdE ou EDF sont apportés à l'offre, est de 803 millions d'euros (voir paragraphe 6.1.3.2.3(a) du Document de Base, page 169). Ce montant prend comme hypothèse que les 123 396 768 warrants ci-dessus seront apportés à l'offre, sans préjudice des résultats de l'arbitrage.

(24) Page 167 du Document de Base.

(25) EDF a, le 31 août 2005, provisoirement cédé ces titres IEB à la banque Barclays. Ces titres devraient revenir à EDF avant la fin du mois de septembre 2005.

(26) Sur les 23,37 % ainsi rachetés, 17,3 % ont été provisoirement cédés le 7 septembre 2005 à Ixis, qui exerce les droits de vote attachés sur instruction d'EDF. Ces titres devraient être rétrocédés à EDF à la fin du mois de septembre 2005.

(27) 70 % de cette participation a été provisoirement cédée à Ixis le 9 septembre 2005, qui exerce les droits de vote attachés sur instruction d'EDF. Ces titres devraient être rétrocédés à EDF à la fin du mois de septembre 2005.

(28) Page 168 du Document de Base.

3.3.4 CONDITIONS SUSPENSIVES AU STRUCTURE AGREEMENT⁽²⁹⁾

Le *Structure Agreement* conclu le 12 mai 2005 entre EDF, AEM Milan, WGRM Holding S.p.A et Delmi S.p.A prévoyait deux conditions suspensives à la mise en œuvre de l'acquisition du contrôle conjoint d'Edison qui ont été levées :

- Cession par Edison de sa participation dans AEM Milan

Edison a cédé en juillet 2005 sa participation de 5,1 % dans AEM Milan pour un montant de 161,5 millions d'euros.

- Autorisation des autorités communautaires de la concurrence

La Commission européenne avait reçu, le 7 juillet 2005, notification du projet de prise de contrôle d'Edison par EDF et AEM Milan.

La Commission européenne a autorisé, le 12 août 2005, ce projet d'acquisition du contrôle commun d'Edison. Elle a estimé en effet que cette opération n'entraverait pas de manière significative une concurrence effective dans le marché commun ou une partie substantielle de celui-ci.

3.3.5 PROCHAINES ETAPES⁽³⁰⁾

Il devrait être procédé à la vente des actions Edison possédées par IEB au cours de la semaine du 12 septembre 2005. La Consob sera saisie peu de temps après pour approuver le lancement formel de l'OPA et dispose à ce titre d'un délai de 15 jours pour répondre. Il est donc vraisemblable que l'OPA puisse être lancée fin septembre/début octobre 2005.

3.3.6 EVOLUTION DE LA REPARTITION DU CAPITAL DE DELMI⁽³¹⁾

Au moment de la conclusion des accords entre EDF et AEM Milan le 12 mai 2005, AEM Milan détenait 95 % de Delmi SpA, la société destinée à porter la participation d'AEM Milan dans Transalpina di Energia SpA, la société commune avec EDF. Conformément à ce qu'elle avait annoncé, AEM Milan a procédé à une cession d'une participation minoritaire dans Delmi, dont elle continue de détenir 51 % du capital et des droits de vote. Les nouveaux partenaires d'AEM Milan au sein de Delmi sont, au 18 juillet 2005 :

Partenaires industriels

• ENIA	15 %
• SEL	10 %
• DOLOMITI ENERGIA	10 %

Ces partenaires sont des régies locales intervenant dans la production et la distribution d'énergie, situées dans la région nord de l'Italie (Trentin, Emilie Romagne).

Banques

• Mediobanca	6 %
• CRT (<i>Cassa di Risparmio di Torino</i>)	5 %
• Bpm (<i>Banca popolare di Milano</i>)	3 %

3.3.7 PACTE D'ACTIONNAIRES ET COMPOSITION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION DE TdE⁽³²⁾

AEM Milan et ses partenaires au sein de Delmi ont conclu un pacte d'actionnaires relatif à Delmi dans lequel ils ont notamment convenu de se répartir les cinq sièges du Conseil d'administration de TdE réservés à Delmi au titre du *Shareholders' Agreement* conclu entre EDF et AEM Milan. Le Conseil d'administration de TdE sera donc composé comme suit :

- cinq représentants d'EDF ;
- trois représentants d'AEM Milan ;
- un représentant de SEL ;
- un représentant de ENIA.

(29) Page 170 du Document de Base.

(30) Page 169 du Document de Base.

(31) Page 168 du Document de Base.

(32) Page 171 du Document de Base.

Le *Shareholders' Agreement* prévoit que les représentants de Delmi au Conseil d'administration de TdE seront également membres du Conseil d'administration d'Edison. Les partenaires d'AEM Milan au sein de Delmi disposeront donc de deux sièges au sein du Conseil d'administration d'Edison.

Le pacte d'actionnaires rappelle par ailleurs qu'AEM Milan doit rester actionnaire à au moins 51 % de Delmi.

3.3.8 RESULTATS SEMESTRIELS D'EDISON⁽³³⁾

Le 12 septembre 2005, Edison a publié ses résultats semestriels (communiqué de presse d'Edison en date du 12 septembre 2005).

Les volumes de vente de gaz du groupe Edison ont augmenté de 22,2 %, passant de 5 781 millions de m³ à 7 063 millions de m³, en raison principalement de l'augmentation de la demande des clients résidentiels et des centrales thermoélectriques. Les volumes de vente d'électricité sont restés stables à 25,2 TWh.

Le groupe Edison a réalisé un chiffre d'affaires de 3 556 millions d'euros (en hausse de 24 % par rapport au premier semestre 2004). La marge opérationnelle brute (*marginale operativo lordo*) s'est élevée à 606 millions d'euros, soit une baisse de 14 % par rapport au premier semestre 2004. Cette baisse est due notamment à l'expiration des contrats CIP6/92 pour certaines des centrales du groupe (pour un impact d'environ 70 millions d'euros) et au coût d'utilisation des réserves stratégiques de gaz durant la période exceptionnelle de froid des trois premiers mois de l'année 2005. Ces facteurs ont également eu un impact négatif sur la marge opérationnelle nette (*risultato operativo*) qui s'est élevée à 325 millions d'euros (soit une baisse de 24,9 % par rapport au premier semestre 2004).

Le groupe Edison a réalisé un résultat net (*utile/perdita d'esercizio di competenza del Gruppo*) de 198 millions d'euros (en hausse de 29 % par rapport au premier semestre 2004). Cette augmentation reflète les progrès réalisés dans le renforcement de l'organisation de la société et de son bilan, réalisés au travers d'opérations de réorganisation qui ont engendré (i) une diminution des frais financiers, (ii) un plus faible montant d'impôt, et (iii) une diminution des pourcentages d'intérêts minoritaires.

L'endettement net (*indebitamento finanziario netto*) du groupe Edison s'élève à 4 865 millions d'euros au 30 juin 2005, en diminution par rapport à l'endettement net au 31 décembre 2004 qui s'élevait à 4 906 millions d'euros. En effet, les flux de trésorerie (*cash flow*) provenant des activités électricité et gaz d'Edison ont permis de financer le programme d'investissement (d'un montant de 261 millions d'euros).

3.3.9 CESSION PAR EDISON DE TECNIMONT⁽³⁴⁾

Edison a annoncé avoir conclu le 20 juillet 2005 un contrat de cession de 100 % des actions de Tecnimont, sa filiale d'ingénierie, à Maire Holding Spa, pour un montant de plus de 180 millions d'euros. Edison participera à une augmentation de capital de cette société qui lui permettra de conserver une participation indirecte de 19,5 % dans une société résultant de la fusion de Tecnimont et de Maire Engineering. Cette société est destinée à devenir un important pôle italien dans le secteur de l'ingénierie. La finalisation de cette opération devrait intervenir en octobre 2005.

3.4 Suisse⁽³⁵⁾

EDF International et EnBW détiennent respectivement 20 % et 4,94 % de Motor Columbus (maison-mère d'ATEL), EDF International détenant également 1,23 % d'Atel en direct ; EDF International dispose jusqu'en novembre 2006 d'un droit d'agrément sur toute cession à un tiers par UBS, actionnaire majoritaire avec 55,6 % de Motor Columbus depuis juillet 2004, date à laquelle elle a racheté la participation de RWE.

UBS a annoncé publiquement son intention de céder sa participation dans Motor Columbus. A l'occasion de cette évolution de l'actionnariat de Motor Columbus, EDF souhaite sécuriser ses positions actuelles et poursuivre son rôle de partenaire industriel.

Des discussions sont en cours entre UBS, EDF et plusieurs acteurs suisses. EDF privilégie une solution qui lui permettrait de protéger durablement ses intérêts sans prise de contrôle mais en disposant de droits d'actionnaire pérennisés au sein d'un holding élargi.

Si ces négociations devaient aboutir, EDF pourrait être amenée à détenir une participation de 25 %, une représentation et des droits renforcés et pérennisés dans Motor Columbus.

(33) Page 174 du Document de Base.

(34) Page 176 du Document de Base.

(35) Page 186 du Document de Base.

3.5 Edenor⁽³⁶⁾

Le contrat de cession de 65 % du capital d'Edenor conclu le 10 juin 2005 entre EDF et Dolphin, pour un montant de 100 millions de dollars américains, comprenait différentes conditions suspensives, dont l'autorisation de l'autorité de la concurrence argentine. Cette autorité a autorisé l'opération par une décision en date du 22 août 2005.

En outre, les conseils d'administration d'EDFI (filiale à 100 % d'EDF qui détient 90 % d'Edenor) et de Dolphin, ont approuvé les termes et conditions de la cession et des contrats afférents par des décisions en date respectivement des 8 juillet et 12 juin 2005.

Enfin, conformément aux dispositions de l'article 20 de la loi n°86-912 du 6 août 1986, EDF a été autorisée à céder sa participation de 100 % au capital de la société Electricidad Argentina SA, qui détient 51 % du capital d'Edenor, par un décret en date du 26 août 2005.

Sur la base des valeurs figurant dans les comptes au 30 juin 2005, cette cession se traduirait par une réduction de la dette nette du Groupe EDF d'environ 460 millions d'euros.

La réalisation de la cession reste toutefois soumise aux conditions suspensives suivantes :

- l'absence d'opposition préalable par l'autorité de régulation de l'énergie argentine (ENRE), qui, à la date de la présente actualisation, n'a émis aucun avis s'opposant à cette cession,
- la réalisation par le repreneur d'une offre publique obligatoire, conformément à la réglementation argentine, au profit des détenteurs d'actions de catégorie C d'Edenor ou l'obtention d'une dérogation à l'obligation de devoir déposer une telle offre,
- la conclusion de certains contrats relatifs à la cession (en particulier, un pacte d'actionnaires à conclure entre le Groupe EDF, Dolphin et EASA, un accord à conclure entre le Groupe EDF, Dolphin et EASA relatif à la dette d'Edenor et un engagement de conclure un contrat d'assistance technique d'EDF au profit d'Edenor) dont les termes et conditions ont été annexées au contrat de cession.

3.6 Light⁽³⁷⁾

Le 28 juin 2005, la BNDES avait approuvé l'octroi à Light d'un programme d'aide consistant en un prêt à taux d'intérêt bonifié, convertible jusqu'à 50 % en capital. Le 29 juillet 2005, la BNDES a versé à Light le montant de ce prêt bonifié s'élevant à 735 millions de reais (y compris 727 millions de reais de nominal et les intérêts de retard, soit environ 250 millions d'euros sur la base du taux de change au 31 août 2005). Ce versement permet de réaliser une étape importante du processus de restructuration financière de Light conclue avec les banques créancières en mai 2005 (voir paragraphe 6.2.2.2 du Chapitre IV du Document de Base). Fin juillet 2005, EDF a par ailleurs converti en capital la dette d'environ 327 millions d'euros de Light envers sa société mère.

3.7 Egypte⁽³⁸⁾

EDF exploite en Egypte deux centrales thermiques classiques d'une capacité installée de 680 MW chacune (voir paragraphe 6.4 du Chapitre IV du Document de Base). EDF est entré le 13 juillet 2005 en négociation exclusive avec la société Powertek (société exploitant des centrales en Malaisie) en vue de la cession de 100 % de ses actifs en Egypte.

(36) Page 189 du Document de Base.

(37) Page 194 du Document de Base.

(38) Page 199 du Document de Base.

4. Autres activités et fonctions transverses

4.1 Dalkia

4.1.1 PACTE D'ASSOCIES⁽³⁹⁾

Dans le cadre du pacte d'associés signé en décembre 2000 et de l'avenant en date du 19 avril 2005, EDF et Veolia Environnement poursuivent actuellement des discussions sur l'évolution de leur partenariat industriel et commercial de décembre 2000 et le pacte d'associés concernant leur participation respective dans Dalkia.

Conformément à ce pacte, EDF bénéficiait d'une option d'achat lui permettant de porter sa participation au capital et des droits de vote de Dalkia de 34 % (participation actuelle) à 50 %. EDF a exercé cette option le 28 juillet 2005. L'exercice de l'option ne sera toutefois définitif qu'à la date de conclusion par les parties d'un accord relatif notamment au réaménagement de leurs relations nées de l'accord industriel et commercial et de leurs droits et obligations au titre du pacte d'associés, en ce compris les règles de gouvernance.

A défaut d'un accord conclu au plus tard le 30 septembre 2005, l'option deviendra de plein droit caduque et son exercice sans effet, sans que le partenariat d'origine ne soit affecté.

4.1.2 ACQUISITION DE LA SOCIETE ZEC LODZ⁽⁴⁰⁾

Dalkia International a annoncé, le 11 août 2005, que sa filiale polonaise Dalkia Polska a signé avec le Ministère du Trésor Public Polonais un contrat d'acquisition de la société ZEC Lodz assurant la gestion du réseau de chauffage urbain de la ville de Lodz et la production par cogénération de chaleur et d'électricité (trois centrales de cogénération, totalisant une puissance thermique de 2 560 MW et une capacité électrique de 479,5 MW). Avec cette opération, Dalkia International double son activité en Pologne.

4.2 Activité gaz⁽⁴¹⁾

Le Groupe EDF a signé deux contrats d'achat de gaz naturel avec Gaz de France et avec la société italienne ENI.

Le contrat d'approvisionnement en gaz naturel conclu le 6 juin 2005 avec Gaz de France permet à EDF d'acquérir 12 TWh (soit environ 1,2 milliards de m³) sur une durée de 3 ans.

Le contrat d'approvisionnement en gaz naturel avec la société ENI a été signé le 27 juillet 2005 pour une durée de 8 ans à partir d'octobre 2005. Il comporte deux phases, une phase « plateau » portant sur un volume d'environ 10 TWh par an (soit environ 1 milliard de m³/an) précédée d'une phase de montée en puissance progressive au cours des deux premières années.

EDF estime que ces accords vont contribuer à la constitution d'un portefeuille d'approvisionnement gaz diversifié, sûr, adapté à ses besoins en Europe et au développement d'une offre commerciale gaz/électricité compétitive en France.

Par ailleurs, au 30 août 2005, EDF comptait environ 3 000 clients gaz, représentant l'équivalent de 2,4 TWh de consommation annualisée.

4.3 Développement durable, environnement et service public

4.3.1 DECRET DU 10 AOUT 2005 RELATIF A LA PROCEDURE APPLICABLE EN CAS D'IMPAYES DES FACTURES D'ELECTRICITE⁽⁴²⁾

A la suite des vives réactions suscitées par certaines interruptions de fournitures d'électricité pour impayés survenues au cours de l'été 2004, un décret du 10 août 2005 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité a été adopté.

(39) Page 203 du Document de Base.

(40) Page 205 du Document de Base.

(41) Page 213 du Document de Base.

(42) Page 220 du Document de Base.

Ce décret prévoit différentes obligations à la charge des fournisseurs d'électricité.

Ainsi, lorsqu'un consommateur est en situation d'impayé, son fournisseur d'électricité l'informe :

- qu'à défaut de règlement dans un délai de quinze jours sa fourniture d'électricité pourra être réduite ;
- de la possibilité de saisine du fonds de solidarité pour le logement.

Le fournisseur doit également lui indiquer que, sauf opposition de sa part, il informera de sa situation d'impayé le président du conseil général et le maire de la commune de son lieu de résidence. Le consommateur bénéficie d'un délai, qui ne peut être inférieur à huit jours, pour exprimer son opposition à cette transmission d'information.

En outre, dès la mise en œuvre d'une procédure de réduction de puissance, le fournisseur d'électricité doit en informer :

- le Président du Conseil général ou, le cas échéant, l'organisme auquel ce dernier a délégué, par convention, la gestion de l'octroi des aides du fonds de solidarité pour le logement ;
- le maire de la commune du lieu de résidence en sa qualité de président du centre communal d'action sociale.

Le consommateur bénéficie du maintien d'une puissance réduite pendant une période de quinze jours, afin de permettre le dépôt d'un dossier auprès du fonds de solidarité pour le logement. En cas de dépôt d'un dossier auprès du fonds de solidarité pour le logement, le fonds en informe le fournisseur. A compter de la date de dépôt du dossier, le consommateur bénéficie du maintien de la fourniture d'électricité prévue à l'article L. 115-3 et au deuxième alinéa de l'article R. 261-1 du code de l'action sociale et des familles.

EDF considère que ces mesures viennent renforcer sa politique de solidarité sociale (Service de Maintien d'Energie notamment), sans pénaliser la gestion des créances clients.

4.3.2 CONTRAT DE SERVICE PUBLIC⁽⁴³⁾

Le Groupe EDF avait signé un contrat de service public avec l'Etat le 19 avril 2002. En application de l'article 1^{er} de la Loi du 9 août 2004, un nouveau contrat de service public entre l'Etat et EDF devait être conclu et ainsi venir remplacer le contrat du 19 avril 2002.

Objet du nouveau contrat de service public

Le projet de nouveau contrat de service public, en cours de finalisation, porte sur la période 2005 — 2007. Il contient tous les engagements d'EDF en matière de missions de service public. Il précise, pour chaque engagement, les sources de financement permettant d'assurer la compensation financière de ses missions (à savoir le tarif intégré, la CSPE ou le TURP). Le projet de contrat prévoit à cet égard qu'en cas de difficultés particulières quant à la mise en œuvre des mesures de compensation des coûts entraînés par l'exécution du contrat, l'Etat et EDF conviennent de se rencontrer au plus tôt pour renégocier l'équilibre du financement des missions de service public confiées à EDF.

Le projet de contrat de service public a notamment pour objet de réaffirmer le service public de l'électricité dans le cadre du changement de statut de l'entreprise et du projet d'ouverture du capital d'EDF, avec la finalité de définir clairement le financement du service public pour le rendre pérenne. Il constitue en conséquence la garantie du service public dans le cadre de l'ouverture des marchés de l'électricité dont EDF est un des acteurs, en particulier en France.

EDF estime que le projet de nouveau contrat de service public constitue un accord équilibré entre EDF et l'Etat puisque chaque partie prend des engagements tant sur le plan financier que réglementaire.

Evolution pluriannuelle des tarifs de vente de l'électricité

Conformément à l'article 1^{er} de la Loi du 9 août 2004, l'un des engagements du nouveau contrat de service public porte sur l'évolution pluriannuelle des tarifs de vente de l'électricité. En application de l'article 4 de la loi du 10 février 2000, les tarifs de vente aux clients non éligibles et éligibles n'ayant pas fait valoir leur éligibilité restent réglementés. Dans cet article, il est précisé que ces tarifs doivent couvrir « l'ensemble des coûts supportés (...) par EDF et par les distributeurs non nationalisés ».

Dans le cadre de ces dispositions, l'Etat et EDF s'accordent dans le projet de contrat de service public sur la nécessité de faire évoluer progressivement les tarifs de vente intégrés afin que la structure générale des tarifs de vente et la structure propre à certaines options tarifaires reflètent la structure des coûts.

L'Etat et EDF ont en outre convenu de la nécessité de faire évoluer dans les prochaines années les tarifs de vente de l'électricité à un rythme proche de la hausse des prix à la consommation. Cette évolution ne sera pas supérieure au taux de l'inflation les deux premières années.

Le projet de contrat de service public prévoit dans ce cadre les modalités d'évaluation et de compensation des coûts entraînés par la mise en œuvre du contrat.

(43) Page 218 du Document de Base.

Engagements d'EDF (hors gestionnaires de réseau)

Les engagements incombant à EDF en matière de service public concernent :

- **L'accès au service public de l'électricité et la fourniture d'électricité aux clients non-éligibles.** Il s'agit notamment des missions relatives :
 - *A la fourniture d'électricité aux clients non éligibles et à la maîtrise de la demande d'énergie.* Ces deux missions sont couvertes par le tarif intégré.
 - *A la cohésion sociale.* Les conditions de compensation des coûts liés à cette mission par la CSPE et le tarif intégré sont précisées par la loi du 10 février 2000.
 - *A l'accès au service public.* Ces actions sont couvertes par le tarif intégré ainsi que par le TURP.
- **La production et la commercialisation.** Cette mission comprend :
 - La mise en œuvre de la politique énergétique (participation à l'élaboration de la programmation pluriannuelle des investissements et contribution à ses objectifs, maîtrise de la demande d'énergie/certificats d'économies d'énergie etc.).
 - Le maintien d'une production électrique sûre et respectueuse de l'environnement.

EDF dégagera les ressources nécessaires à ces deux missions dans les recettes générées soit par le tarif intégré, soit par les prix de vente de l'électricité pour l'électricité vendue à des clients ayant exercé leur éligibilité ou sur les marchés.
- **La contribution à la sûreté du système électrique.** EDF s'engage à ce titre à conclure différents contrats avec RTE EDF Transport relatifs notamment à l'optimisation des interventions sur les ouvrages de production et à la disponibilité des moyens nécessaires à l'équilibre du réseau.

Engagements des gestionnaires de réseau

Au travers du projet de nouveau contrat de service public, les gestionnaires de réseau EDF Réseau de Distribution et RTE EDF Transport ont pris des engagements concernant la gestion des réseaux publics et la sûreté du système électrique. Le financement de ces engagements est assuré par le tarif d'utilisation des réseaux.

Ces engagements concernent en particulier la sécurisation des réseaux, la qualité d'alimentation, la sécurité des tiers et la préservation de l'environnement, quatre domaines où les attentes identifiées des clients et des collectivités locales sont particulièrement fortes.

En particulier, l'Etat estime que RTE EDF Transport consacrera à la politique de sécurisation de l'ordre de 100 millions d'euros par an.

Afin de mettre en oeuvre ces programmes de sécurisation et les actions en faveur de la sécurité et de l'environnement, EDF s'engage à accroître ses investissements bruts de distribution d'au moins 6 % en 2006 et 6 % en 2007. Dans sa proposition tarifaire du 29 juillet 2005, la CRE a retenu une hypothèse de stabilité des investissements. La part non prévue par la CRE dans les amortissements et la rémunération de la base d'actifs régulée est éligible au CRCP (Compte de régularisation des charges et des produits (voir paragraphe 2.11 du chapitre IV de la présente actualisation)), et sera rémunérée dans le cadre de ce dispositif. Au-delà de la période de validité de TURP 2, cet accroissement d'investissements sera rémunéré au travers de la base d'actifs régulée.

4.4 Ressources humaines

4.4.1 COMITE D'ENTREPRISE EUROPEEN⁽⁴⁴⁾

Un accord triennal signé en novembre 2001 avait créé le Comité d'entreprise européen (« CEE ») d'EDF. Arrivé à échéance, un nouvel accord a été signé le 18 mai 2005. Les principales dispositions de ce nouvel accord sont les suivantes :

- des règles de composition du CEE qui permettent de prendre en compte les modifications intervenues dans les filiales du Groupe afin de désigner les représentants des salariés au sein du CEE ;
- une ambition de parité hommes — femmes au sein du comité ;
- une représentativité de tous les pays au Secrétariat de l'instance (chaque pays nomme un secrétaire adjoint) ;
- un engagement sur l'information en continu sur la vie du Groupe ;
- une référence explicite à la politique d'anticipation et d'accompagnement des restructurations industrielles et à l'accord sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise.

(44) Page 228 du Document de Base.

4.4.2 ACCORD SALARIAL⁽⁴⁵⁾

Un accord salarial pour l'année 2005 a été signé le 6 juin avec la CFDT. Cet accord prévoit une augmentation du salaire national de base de 1,8 % pour 2005 se décomposant en + 0,575 % au 1^{er} février, + 0,925 % au 1^{er} juillet et +0,3 % au 1^{er} septembre. Cet accord prévoit dans le même temps une résorption de 0,55 point de la prime exceptionnelle de compensation de la hausse de la cotisation de retraite mise en place au 1^{er} janvier 2005. Cette prime mensuelle passe ainsi de 4,5 % à 3,95 % de la rémunération principale pour les salariés actifs au 1^{er} juillet 2005.

4.4.3 ACCORD D'INTERESSEMENT⁽⁴⁶⁾

Un accord d'intéressement (EDF met en place un intéressement pour ses salariés depuis 15 ans) portant sur les années 2005-2007 a été signé par EDF, la CFDT et la CFE-CGC le 3 juin 2005. Cet accord contient des dispositions particulières pour le calcul de l'intéressement dans le cas où EDF SA deviendrait assujettie, par décision des pouvoirs publics au régime légal de participation. Il prévoit notamment une modération de l'intéressement versé dans cette hypothèse.

4.4.4 PLAN D'EPARGNE GROUPE ET COMPTE-EPARGNE TEMPS⁽⁴⁷⁾

Le 13 juillet 2005, deux accords ont été signés avec les partenaires sociaux :

- Le premier accord, signé par trois organisations syndicales (CFDT, CFE-CGC et CFTC), est un avenant à l'accord du 29 novembre 2004 qui portait sur la création du Plan d'Epargne Groupe EDF. Cet avenant porte notamment sur la création du Fonds Commun de Placement d'Entreprise (FCPE) investi en actions EDF au sein du Plan d'Epargne Groupe (PEG EDF).
- Le second accord, signé par la CFE-CGC et la CFTC, ouvre la possibilité aux détenteurs d'un Compte épargne temps (« CET »), salariés d'EDF et des services communs d'EDF et de Gaz de France, d'utiliser, sous certaines conditions, jusqu'à 50 % du montant de leurs droits accumulés sur le CET pour investir dans le cadre du PEG EDF.

4.5 Assurances dommages aux installations nucléaires⁽⁴⁸⁾

Les dommages matériels affectant les installations nucléaires d'EDF ne sont actuellement pas couverts par un programme d'assurance (voir paragraphe 7.10.4 du Chapitre IV du Document de Base). EDF a mené une réflexion en vue de se couvrir contre ce type de risque et a décidé de lancer prochainement un appel d'offres européen. La mise en place du programme d'assurance devrait intervenir au début de l'année 2006.

4.6 Loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique⁽⁴⁹⁾

La loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (la « LPOPE ») contient de nombreuses dispositions concernant EDF.

En définissant les priorités de la politique énergétique de la France (sécurité d'approvisionnement, prix compétitif de l'énergie, lutte contre l'effet de serre et cohésion sociale et territoriale), cette nouvelle loi donne de la visibilité à l'ensemble des acteurs et un cadre favorable au développement des activités de l'entreprise.

Elle conforte le parc de production d'EDF, notamment nucléaire en prévoyant explicitement la construction du réacteur EPR et en réaffirmant le rôle du nucléaire, peu émetteur de CO₂, au sein d'un bouquet énergétique français soucieux de la protection de l'environnement. Elle réorganise également le dispositif d'incitation au développement de l'énergie éolienne et consacre le rôle de la production hydraulique au sein des énergies nouvelles renouvelables, notamment à l'occasion d'arbitrages liés à la conciliation entre les divers usages de l'eau.

En matière de maîtrise de la demande d'énergie (« MDE »), la LPOPE institue un système novateur de certificats d'économies d'énergie, dits « certificats blancs » qui associe contraintes réglementaires et mécanismes de marchés et devrait offrir de nouvelles possibilités de développement à EDF dans les services associés à la MDE.

Les principales dispositions de la LPOPE concernant EDF sont exposées ci-dessous.

(45) Page 231 du Document de Base.

(46) Page 232 du Document de Base.

(47) Page 232 du Document de Base.

(48) Page 238 du Document de Base.

(49) Pages 56, 79, 218, 238 et 270 et 290 du Document de Base.

4.6.1 DISPOSITIONS RELATIVES A LA STRATEGIE ENERGETIQUE DE LA FRANCE

Définition de la politique énergétique

La LPOPE prévoit que la politique énergétique repose sur un service public de l'énergie qui garantit l'indépendance stratégique de la nation et favorise sa compétitivité économique. Sa conduite nécessite le maintien et le développement d'entreprises publiques nationales et locales dans le secteur énergétique.

Cette politique vise à :

- contribuer à l'indépendance énergétique nationale et garantir la sécurité d'approvisionnement ;
- assurer un prix compétitif de l'énergie ;
- préserver la santé humaine et l'environnement, en particulier en luttant contre l'aggravation de l'effet de serre ;
- garantir la cohésion sociale et territoriale en assurant l'accès de tous à l'énergie.

L'article 2 précise que la lutte contre le changement climatique constitue une priorité de la politique énergétique et prévoit les objectifs de la France en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre (notamment un objectif de diminution de 3 % par an en moyenne).

La LPOPE indique également que l'Etat cherche à favoriser la réduction de l'impact sanitaire et environnemental de la consommation énergétique. Son action vise notamment à limiter les perturbations engendrées par les ouvrages hydroélectriques sur les cours d'eau, l'impact paysager des éoliennes et des lignes électriques ainsi que les conséquences des rejets radioactifs et de l'accumulation des déchets radioactifs.

4.6.2 MAITRISE DE LA DEMANDE D'ENERGIE

Au titre de la maîtrise de la demande d'énergie et afin de baisser l'intensité énergétique finale de 2 % par an dès 2015 et de 2,5 % d'ici à 2030, la LPOPE prévoit en particulier la création de certificats d'économie d'énergie. Ces dispositions doivent toutefois être complétées par plusieurs décrets en Conseil d'Etat qui ne sont pas encore publiés à la date de la présente actualisation.

Personnes assujetties à des obligations d'économies d'énergie

Les personnes soumises à des obligations d'économies d'énergie sont :

- les personnes morales qui vendent de l'électricité, du gaz, de la chaleur ou du froid aux consommateurs finals et dont les ventes annuelles excèdent un seuil à définir par décret en Conseil d'Etat ;
- les personnes physiques et morales qui vendent du fioul domestique aux consommateurs finals.

L'autorité administrative répartit le montant d'économies d'énergie à réaliser, exprimé en kwh d'énergie finale économisés, entre ces personnes et notifie à chacune d'entre elles le montant de ses obligations et la période au titre de laquelle elles lui sont imposées.

Réalisation des obligations d'économies d'énergie

Les personnes soumises à des obligations d'économies d'énergies peuvent se libérer de ces obligations, en réalisant directement ou indirectement des économies d'énergie ou en acquérant des certificats d'économies d'énergie.

L'article 14-V de la LPOPE prévoit que les coûts liés à l'accomplissement des obligations s'attachant aux ventes à des clients qui bénéficient de tarifs de vente d'énergie réglementés sont pris en compte dans les évolutions tarifaires arrêtées par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie. Cette prise en compte ne peut donner lieu à subventions croisées entre les clients éligibles et les clients non éligibles.

Obtention des certificats d'économies d'énergie

Toute personne soumise à des obligations d'économies d'énergie ou toute autre personne morale dont l'action, additionnelle par rapport à son activité habituelle, permet la réalisation d'économies d'énergie d'un volume supérieur à un seuil fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie obtient, sur sa demande, en contrepartie, des certificats d'économies d'énergie délivrés par l'Etat ou, pour son compte, par un organisme habilité à cet effet par le ministre chargé de l'énergie.

Les certificats d'économies d'énergie sont des biens meubles négociables, dont l'unité de compte est le kwh d'énergie finale économisé.

Ils sont délivrés par l'Etat (ou un organisme habilité) et matérialisés par une inscription à un registre national tenu par l'Etat (ou une personne morale désignée par l'Etat). Ce registre, qui n'a pas encore été créé, est destiné à tenir la comptabilité des certificats obtenus, acquis ou restitués à l'Etat et sera accessible par le public. Les premiers certificats sont délivrés dans un délai maximal d'un an à compter de la publication de la LPOPE. La durée de validité des certificats, qui sera déterminée par décret, ne pourra pas être inférieure à 5 ans.

Sanctions

Les personnes qui n'ont pas produit les certificats d'économies d'énergie nécessaires sont mises en demeure d'en acquérir ou tenues de se libérer par un versement au Trésor Public calculé sur la base d'une pénalité maximale de 0,02 euro par kwh. Son montant est doublé, sauf pendant la première période triennale d'application du dispositif, si les personnes n'apportent pas la preuve qu'elles n'ont pu acquérir les certificats manquants.

4.6.3 DIVERSIFICATION DES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT ENERGETIQUE

Au titre de la diversification du bouquet énergétique de la France, à l'horizon 2010, 10 % des besoins énergétiques de la France devront être couverts à partir de sources d'énergie renouvelables.

Diversification en matière d'électricité

La LPOPE prévoit que l'Etat veille à conserver, dans la production électrique française, une part importante de production d'origine nucléaire qui concourt à la sécurité d'approvisionnement, à l'indépendance énergétique, à la compétitivité, à la lutte contre l'effet de serre et au rayonnement d'une filière industrielle d'excellence, même si, à l'avenir, il fait reposer, à côté du nucléaire, la production d'électricité sur une part croissante d'énergies renouvelables et, pour répondre aux pointes de consommation, sur le maintien du potentiel de production hydroélectrique et sur les centrales thermiques.

L'Etat se fixe donc trois priorités :

- maintenir l'option nucléaire ouverte à l'horizon 2020 en disposant, vers 2015, d'un réacteur nucléaire de nouvelle génération opérationnel permettant d'opter pour le remplacement de l'actuelle génération;
- assurer le développement des énergies renouvelables et viser l'objectif indicatif d'une production intérieure d'électricité d'origine renouvelable égale à 21 % de la consommation intérieure d'électricité totale à l'horizon 2010;
- garantir la sécurité d'approvisionnement de la France dans le domaine du pétrole, du gaz et du charbon pour la production d'électricité en semi-base et en pointe.

A cet effet, l'article 33 de la LPOPE prévoit que le gestionnaire du réseau public de transport ou les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité délivrent aux producteurs raccordés à ces réseaux qui en font la demande des garanties d'origine pour la quantité d'électricité injectée sur leurs réseaux et produite en France à partir d'énergies renouvelables ou par cogénération. Lorsqu'ils en font la demande, le gestionnaire du réseau public de transport délivre des garanties d'origine aux producteurs non raccordés au réseau et aux autoconsommateurs d'électricité issue d'énergies renouvelables ou de cogénération. Le coût du service ainsi créé pour délivrer les garanties d'origine est à la charge des demandeurs.

En outre, l'article 36 de la LPOPE prévoit que les contrats d'obligation d'achat d'électricité produite à partir d'énergie renouvelable et de cogénération pourront prévoir, à partir du 31 mars 2006, une rémunération supplémentaire du producteur sous forme de prime. La disposition nouvelle vise à récompenser l'effort consenti par le producteur, en plus de la seule prise en compte des coûts évités.

D'autre part, la LPOPE modifie également les conditions d'accès de l'énergie éolienne au bénéfice du régime de l'obligation d'achat :

- Seules les installations éoliennes situées dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (« ZNI ») conservent le bénéfice du régime de l'obligation d'achat dans sa rédaction antérieure à la LPOPE.
- Les autres installations devront être situées dans le périmètre d'une zone de développement de l'éolien (« ZDE ») pour bénéficier de l'obligation d'achat conformément aux conditions de plancher et de plafond de puissance dont la ZDE sera assortie. Les ZDE seront définies par le préfet, sur demande des communes ou des établissements publics de coopération intercommunale, en tenant compte du potentiel éolien, des possibilités de raccordement et de la protection des paysages et des sites.
- A titre transitoire, le régime de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, dans sa version antérieure à la LPOPE reste applicable pendant deux ans, à la demande des exploitants obtenant un certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat et dont le dossier de permis de construire est complet dans ce délai de deux ans. L'impact de la réforme se fera donc essentiellement sentir au-delà de 2007 et dépendra de la manière dont seront définies par les autorités publiques les zones de développement de l'éolien.

Ces dispositions ne requièrent pas de mesures réglementaires d'application. Il appartient désormais aux communes et établissements publics de coopération intercommunale de proposer la définition de ZDE dans leur espace territorial. Il en va de même du dispositif transitoire.

La loi vise à concilier le nécessaire développement de la production d'électricité d'origine éolienne avec la protection des sites et des paysages peu compatible avec le mitage du territoire résultant de l'« éparpillement » des éoliennes.

Diversification en matière de production directe de chaleur

Les énergies renouvelables thermiques se substituant en très large partie aux énergies fossiles et permettant donc de réduire fortement les émissions de gaz à effet de serre, la LPOPE prévoit que leur développement constitue une priorité

essentielle et doit permettre, d'ici à 2010, une augmentation de 50 % de la production de chaleur d'origine renouvelable.

4.6.4 DEVELOPPEMENT DE LA RECHERCHE DANS LE SECTEUR DE L'ENERGIE

L'article 5 de la LPOPE prévoit que l'Etat s'attache à intensifier l'effort de recherche public et privé français dans le domaine de l'énergie, à assurer une meilleure articulation de l'action des organismes publics de recherche et à organiser une plus grande implication du secteur privé.

Ainsi, la politique de recherche doit permettre à la France d'ici à 2015 de conserver sa position de premier plan dans le domaine de l'énergie nucléaire et du pétrole et d'en acquérir une dans de nouveaux domaines.

Parmi les objectifs que l'Etat doit poursuivre à cet effet, la LPOPE mentionne notamment le soutien à l'industrie nucléaire nationale pour la mise au point et le perfectionnement du réacteur de troisième génération EPR et au développement des combustibles nucléaires innovants. Elle se donne également comme objectif d'améliorer la compétitivité des énergies renouvelables, notamment par l'approfondissement de la recherche sur le stockage de l'énergie ainsi produite. Elle soutiendra les efforts en matière d'efficacité énergétique.

4.6.5 ASSURER DES MOYENS DE TRANSPORT ET DE STOCKAGE DE L'ENERGIE ADAPTES AUX BESOINS

S'agissant du transport et de la distribution d'énergie, la LPOPE prévoit qu'il importe notamment :

- de développer les réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel afin de concourir à l'aménagement équilibré du territoire et garantir la sécurité d'approvisionnement de chaque région française ;
- de renforcer les interconnexions électriques avec les pays européens limitrophes sans que celles-ci ne dispensent quelque pays européen que ce soit de se doter d'une capacité de production minimum.

La LPOPE ajoute, par rapport à la loi du 10 février 2000, un article 21.1 qui impose aux gestionnaires du réseau public de transport et aux gestionnaires de réseaux publics de distribution le respect de prescriptions techniques en matière de qualité qui seront fixés par décret et prévoit qu'en cas de non respect des niveaux de qualité prescrits, les gestionnaires de réseaux de distribution pourront se voir contraints de remettre une somme d'argent entre les mains d'un comptable public qui sera restituée après constat du rétablissement du niveau de qualité.

En outre, la LPOPE prévoit que le gestionnaire du réseau public de transport et les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité conçoivent et exploitent ces réseaux de façon à assurer une desserte en électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique.

Enfin, s'agissant des tarifs d'utilisation des réseaux, la LPOPE substitue une procédure d'homologation, plus souple, à la procédure de fixation des tarifs par les ministres qui était jusqu'alors applicable. Il est ainsi prévu que la décision des ministres sur la proposition de la CRE soit « réputée acquise sauf opposition d'un des ministres dans un délai de deux mois suivant la réception des propositions ».

Il est également précisé, dans un souci de limiter la consommation d'énergie pendant les périodes de pointe, que les tarifs d'utilisation des réseaux peuvent être horosaisonnalisés.

4.6.6 AUTRES DISPOSITIONS

Dispositions relatives à l'éligibilité

Mettant fin à une controverse juridique, l'article 66 prévoit qu'un client éligible peut prétendre, pour un site de consommation donné, au bénéfice des tarifs intégrés si ni lui-même ni personne d'autre avant lui n'a exercé son éligibilité pour ce site.

Les personnes soumises au Code des marchés publics peuvent exercer leur éligibilité site par site, les procédures de publicité et de mise en concurrence étant déterminées en fonction de la consommation du site pour lequel ces personnes exercent leur éligibilité.

En outre, concernant les Distributeurs Non Nationalisés (« DNN »), la LPOPE précise notamment que l'activité d'achat pour revente des DNN est limitée à l'approvisionnement des clients éligibles et non éligibles situés dans leur zone de desserte.

Dispositions relatives aux responsables d'équilibre

La LPOPE prévoit que chaque producteur d'électricité raccordé aux réseaux publics de transport ou de distribution, et chaque consommateur d'électricité pour les sites pour lesquels il a fait valoir son éligibilité, est responsable des écarts entre les injections et les soutirages d'électricité auxquels il procède. Il peut soit définir les modalités selon lesquelles lui sont financièrement imputés ces écarts par contrat avec le gestionnaire du réseau public de transport, soit mandater un responsable d'équilibre qui les prend en charge.

La LPOPE prévoit également que lorsque l'ampleur des écarts pris en charge par un responsable d'équilibre compromet la sûreté du réseau, le gestionnaire du réseau public de transport peut le mettre en demeure de réduire ces écarts dans les huit jours.

A l'issue de ce délai, le gestionnaire du réseau public de transport prend directement en charge, pour une période qui ne peut excéder cinq jours, l'équilibre du périmètre du responsable d'équilibre défaillant et la fourniture d'électricité de secours aux clients de celui-ci.

A l'issue de cette période, un consommateur mandant d'un responsable d'équilibre défaillant bénéficie pour les sites concernés, sauf demande contraire de sa part et, au plus, jusqu'au terme du contrat qui liait ce consommateur au responsable d'équilibre défaillant, d'une fourniture de dernier recours.

Le fournisseur de dernier recours, désigné par appel d'offres, assure la fourniture d'électricité et la responsabilité des écarts.

Dispositions relatives à la CSPE

La LPOPE comprend diverses dispositions relatives à la CSPE.

La LPOPE précise notamment qu'à défaut de publication d'un arrêté fixant le montant de la CSPE pour une année donnée, le montant de CSPE applicable l'année précédente continue de s'appliquer.

L'article 5 de la loi du 10 février 2000 limite le montant de la contribution due, par site de consommation, par les consommateurs finals redevables de la CSPE à 500 000 euros. A ce plafonnement, la LPOPE ajoute un second plafonnement applicable aux seules « société[s] industrielle[s] consommant plus de 7 GWh d'électricité par an ». Il s'établit, pour la totalité de la CSPE due par la société, à 0,5 % de la valeur ajoutée de la société et entrera en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2006.

4.7 Litiges

A l'exception des procédures décrites au paragraphe 8.1 du Chapitre IV du Document de Base et dans la présente actualisation et hors filiales et participations dont le Groupe n'assure pas le contrôle opérationnel, notamment EnBW, Edison et Dalkia, il n'existe pas de procédure gouvernementale, judiciaire, y compris toute procédure dont le Groupe EDF a connaissance, qui est en suspens ou dont il est menacé, susceptible d'avoir ou ayant eu au cours des 12 derniers mois, des effets significatifs sur la situation financière ou la rentabilité du Groupe.

Pour une description des litiges relatifs aux sociétés Dalkia et EnBW et concernant l'exercice 2004, voir, pour Dalkia, le Rapport Annuel 2004 de Veolia Environnement (page 69) et le Rapport Financier 2004 de Dalkia (pages 8, 29, 30 et 60) et, pour EnBW, son Rapport Annuel 2004 (version en français, page 142), qui sont tous disponibles sur le site internet des sociétés concernées.

Litiges en matière fiscale⁽⁵⁰⁾

Les sociétés EDF, EDEV, EDFI et Electricité de Strasbourg ont fait l'objet d'un contrôle fiscal portant sur les exercices 2002 et 2003. Ces sociétés ont aujourd'hui reçu les propositions de rectifications. Sur cette base, le Groupe a procédé à une évaluation du risque et en a tiré les conséquences financières dans ses comptes consolidés semestriels. A ce titre et pour la clôture au 30 juin, une provision de 563 millions d'euros (dont 499 millions d'euros concernent EDF et devraient, pour la majeure partie, être payés prochainement) a été constatée, en partie compensée par la reconnaissance d'impôts différés actifs à hauteur de 319 millions d'euros.

(50) Page 259 du Document de Base.

Chapitre V.

Patrimoine – Situation
financière – Résultats

5.1 Présentation des états financiers

Les comptes présentés dans le présent Chapitre sont issus des comptes consolidés du Groupe EDF publiés au titre du 1^{er} semestre 2005 en conformité avec les règles comptables internationales IFRS, incluant les effets des normes IAS 32 et IAS 39 relatives aux instruments financiers et IFRS 4 relative aux contrats d'assurance appliquées à compter du 1^{er} janvier 2005, à l'exception des règles relatives au traitement comptable des contrats de concession⁽¹⁾. Les états financiers présentés dans le présent Chapitre incluent :

- Le compte de résultat et le tableau de flux de trésorerie du 1^{er} semestre 2005 (« 1^{er} semestre 2005 ») et le bilan au 30 juin 2005 ;
- Le bilan au 1^{er} janvier 2005, prenant en compte les retraitements relatifs à la mise en œuvre de IAS 32 et 39 et IFRS 4, (« 1^{er} janvier 2005 »), et le bilan au 31 décembre 2004, hors effet de l'application des normes IAS 32 et 39 et hors IFRS 4 (« 31 décembre 2004 ») ;
- Le compte de résultat et le tableau de flux de trésorerie du 1^{er} semestre 2004 retraités selon les mêmes règles à l'exception des normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers et IFRS 4 relative aux contrats d'assurance et à l'exception des règles relatives au traitement comptable des contrats de concession (« 1^{er} semestre 2004 ») ;
- Le compte de résultat du 1^{er} semestre 2004 retraité selon les mêmes règles que l'alinéa précédent, comprenant les retraitements pro forma de l'impact de la loi du 9 août 2004 sur les retraites et les concessions en France tels que présentés dans les Notes 3.2 et 3.3 de l'annexe aux comptes consolidés du 1^{er} semestre 2005 (« 1^{er} semestre 2004 pro forma »).

Dans le cas où les données du 1^{er} semestre 2004 et du 1^{er} semestre 2004 pro forma sont identiques, il sera fait mention du « 1^{er} semestre 2004 & pro forma » dans les commentaires.

Le référentiel comptable retenu par le Groupe EDF dans le cadre de la préparation de ses états financiers consolidés est décrit à la Note 1.1 de l'annexe aux comptes consolidés du 1^{er} semestre 2005. La Note 2 de l'annexe précise les impacts sur le bilan d'ouverture au 1^{er} janvier 2005 des normes IAS 32 et 39. Les comptes consolidés au 31 décembre 2004, établis au titre de la transition aux normes IAS/IFRS, sont présentés au paragraphe 5.9.4 du présent document.

En outre, la Note 3 de cette même annexe décrit la base de préparation des informations financières du 1^{er} semestre 2004 et du 1^{er} semestre 2004 pro forma ainsi que les retraitements qui ont été effectués. Les bases de préparation des informations financières du 1^{er} semestre 2004 pro forma reposent sur des conventions qui présentent les principales limites inhérentes suivantes :

- Ces informations financières sont, par construction, des simulations faites sur la base de la méthodologie décrite en Note 3.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés du 1^{er} semestre 2005, et ne peuvent être considérées comme représentatives des résultats, de la situation financière, de la trésorerie et des performances du Groupe, qui auraient été constatés si la loi du 9 août 2004 (dans ses dispositions relatives à la réforme du financement du régime des retraites et aux concessions) avait été adoptée au 1^{er} janvier 2004 ou à une date antérieure à sa publication effective.
- Ainsi, ces informations financières retraitées pro forma sont publiées à seule fin d'illustration. A ce titre, elles ne reflètent pas nécessairement les résultats, la situation financière ou l'évolution de la trésorerie que le Groupe aurait pu enregistrer aux dates ou pour les périodes indiquées, pas plus qu'elles ne permettent d'établir une base d'informations comparables aux exercices futurs. Elles ne préjugent pas non plus de ses résultats d'exploitation, de sa situation financière et de l'évolution de sa trésorerie au cours d'exercices futurs.

5.2 Introduction générale à l'analyse des comptes

Sur le 1^{er} semestre 2005, les résultats consolidés du Groupe sont marqués par une croissance globale du chiffre d'affaires de 5,2 % par rapport au 1^{er} semestre 2004 et de 6,6 % par rapport au 1^{er} semestre 2004 pro forma, et par une variation globale de l'excédent brut d'exploitation (EBE) de -0,3 % par rapport au 1^{er} semestre 2004 et de +5,8 % par rapport au 1^{er} semestre 2004 pro forma.

(1) Se référer à la Note 1 de l'Annexe aux comptes consolidés du 1^{er} semestre 2005

Au 1^{er} semestre 2005, 94,6 % du chiffre d'affaires et 96,5 % de l'EBE du Groupe sont générés en Europe (segments France, Royaume-Uni, Allemagne, Reste de l'Europe).

- En France, le chiffre d'affaires progresse de 2,4 % par rapport au 1^{er} semestre 2004 et de 4,6 % par rapport au 1^{er} semestre 2004 pro forma. Pour les activités régulées, la période a été caractérisée par une hausse des volumes dans un contexte de climat favorable associé à une stabilisation des dépenses d'exploitation. Concernant les activités non régulées, les résultats de la période ont été affectés par les conditions défavorables d'hydraulicité et des surcoûts d'achat de combustibles et d'énergie pendant la vague de froid, malgré la bonne disponibilité du parc nucléaire et la hausse des prix de marché. Dans ce contexte, l'EBE progresse de 1,0 % par rapport au 1^{er} semestre 2004 pro forma.
- Au Royaume-Uni, le chiffre d'affaires de EDF Energy progresse de 6,0 % et, hors effets périmètre et de change, de 11,0 %. La période a été marquée par une hausse des tarifs, par la hausse des coûts d'approvisionnement et par l'impact de la mise en équivalence de Metronet au 1^{er} juillet 2004. Hors effets de périmètre et de change, l'EBE de EDF Energy progresse de +2,0 %.
- En Allemagne, la contribution de EnBW au chiffre d'affaires du Groupe progresse de 6,1 % et de 9,2 % hors effets périmètre et normes. La période a été caractérisée par la hausse des prix et des tarifs et par la poursuite des gains de productivité. Hors effets de périmètre et normes, la contribution de EnBW à l'EBE du Groupe est en augmentation de 16,9 %.

Le résultat net part du Groupe progresse de 73,4 % par rapport au 1^{er} semestre 2004 et de 23,9 % par rapport au 1^{er} semestre 2004 pro forma. La forte progression par rapport au 1^{er} semestre 2004 s'explique principalement par la réforme du financement du régime des retraites des IEG induisant notamment un allègement des provisions pour avantages du personnel et donc des charges d'actualisation de celles-ci. La progression par rapport au 1^{er} semestre 2004 est principalement la résultante de l'augmentation de l'EBE et de l'absence de pertes de valeur au 1^{er} semestre 2005 (254 millions d'euros au 1^{er} semestre 2004).

L'endettement financier net du Groupe s'établit à 19 063 millions d'euros au 30 juin 2005 en diminution de 614 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2004. Après prise en compte des normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers, l'endettement financier net du Groupe au 1^{er} janvier 2005 s'élève à 20 297 millions d'euros. La diminution de 1 234 millions d'euros par rapport au 1^{er} janvier 2005, malgré le paiement de la soulte pour le démantèlement des installations nucléaires du site de Marcoule et des soultes liées à la réforme du financement du régime des retraites, s'explique principalement par le niveau élevé de trésorerie généré par l'exploitation.

5.2.1 ACQUISITIONS, CESSIONS ET EVOLUTION DU PERIMETRE DE CONSOLIDATION

1^{er} semestre 2005

Le périmètre de consolidation n'a pas évolué de façon significative au cours du 1^{er} semestre 2005. Les opérations réalisées concernent principalement :

- le 30 mars 2005, le Groupe a finalisé la cession de sa participation dans la société argentine de distribution d'électricité Edemsa à la société Iadesa. En conséquence, la société Sodemsa et sa filiale Edemsa ont été déconsolidées au 1^{er} avril ;
- en avril 2005, OEW est revenue à parité avec le Groupe au sein de EnBW. La quote-part d'intérêt du Groupe EDF dans le capital de EnBW est ainsi passée de 48,43 % à la clôture de l'exercice 2004 à 46,12 % à partir du second trimestre ;

Au premier semestre 2005, EnBW a consolidé pour la première fois en intégration proportionnelle les sociétés tchèques Pražská Energetika A.S. et Pražská Teplárenská holding A.S.

Globalement les évolutions de périmètre se traduisent dans les comptes du 1^{er} semestre 2005 par une diminution du chiffre d'affaires du Groupe de 218 millions d'euros et par une augmentation du résultat net part du Groupe de 12 millions d'euros par rapport au 1^{er} semestre 2004.

Année 2004

Les principales évolutions de pourcentages d'intérêts avaient concerné :

- La participation d'EDF à l'augmentation de capital de EnBW dans le cadre du processus de refinancement mis en œuvre en juin 2004, qui avait conduit à porter le pourcentage d'intérêt d'EDF de 45,81 % à 48,43 % à fin 2004. Le mode de consolidation par intégration proportionnelle avait été maintenu du fait d'un contrôle conjoint avec OEW ;
- Le renforcement de la participation de EnBW dans le gazier GASO contrôlé majoritairement et consolidé par EnBW depuis le 30 juin 2004. Par ailleurs, la poursuite du désengagement par EnBW de ses activités non stratégiques avait conduit à la cession notamment d'APCOA et d'Hidrocantabrico, de Salamander Industrie Produkte (SIP), Melvo, Ditra et EnRW, ainsi qu'un désengagement partiel dans ESAG ;
- Au Royaume Uni, la modification du mode de consolidation de la société Metronet, détenue à hauteur de 20 % du capital par EDF Energy, suite à la révision des accords d'actionnaires. Antérieurement consolidée par intégration proportionnelle, elle a été mise en équivalence à compter du 30 juin 2004 ;

- En Italie, la cession par Finel de sa participation de 75 % dans ISE au Groupe Edison. En conséquence, ISE a été déconsolidée à compter du 1^{er} décembre 2004.

5.2.2 EVENEMENTS MARQUANTS DU 1^{ER} SEMESTRE 2005

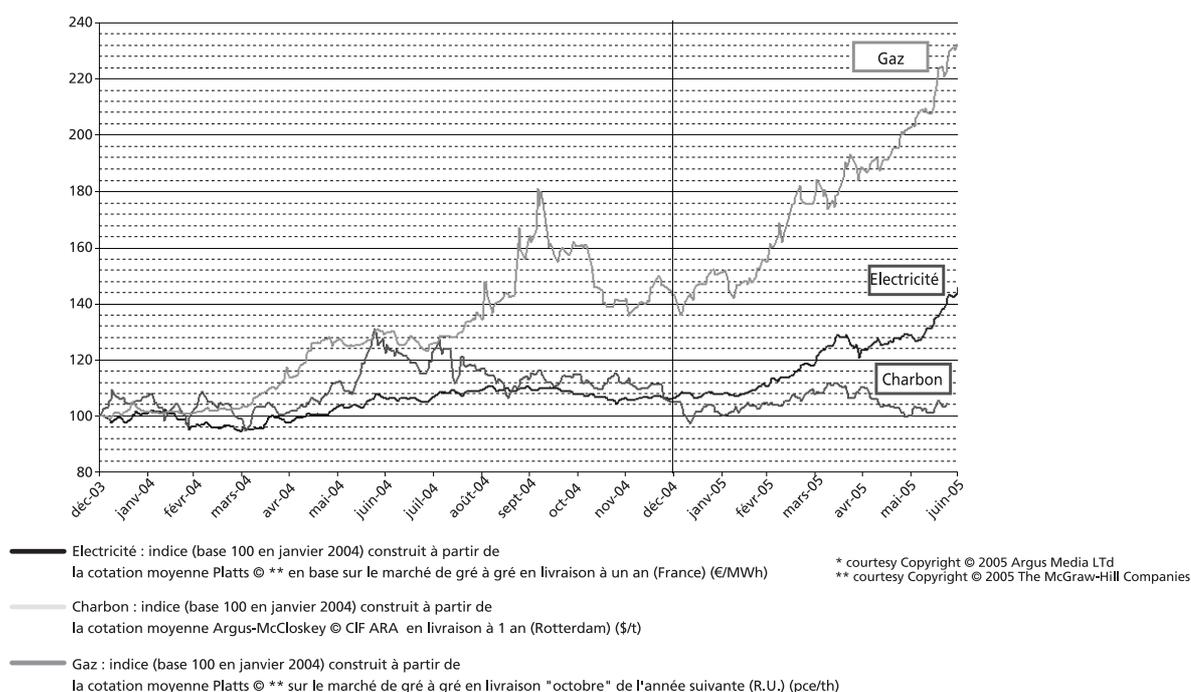
5.2.2.1 Evolution des prix de gros

Le 1^{er} semestre 2005 a été marqué par une forte augmentation des prix de gros de l'électricité en France et dans le reste de l'Europe, en raison principalement de l'impact de la hausse des prix du pétrole et du gaz sur les coûts d'achat de combustibles qui s'est accélérée au 1^{er} semestre, de l'anticipation des charges de renouvellement du parc de production en Allemagne, ainsi que du coût des quotas d'émission de CO₂.

Cette évolution s'est traduite par une hausse des prix de gros, d'environ 25 % en France entre janvier et juin 2005. Ces prix évoluent d'une moyenne de 33,65 €/MWh en janvier 2005 à 42,23 €/MWh en juin 2005 (cotation moyenne « Platts » pour une fourniture en ruban sur le marché à terme de l'électricité pour une livraison en 2006 en France).

Sur la même période et sur une base équivalente, l'évolution des prix de gros moyens de l'électricité au Royaume-Uni et en Allemagne s'est élevée respectivement à environ 52 % et environ 22 %.

Le graphique suivant illustre l'évolution des prix de gros de l'électricité, du charbon et du gaz sur la période janvier 2004 à juin 2005 en Europe :



5.2.2.2 Production nucléaire en France

La signature d'un protocole d'accord le 30 mai 2005 marque l'entrée du numéro un italien de l'électricité, ENEL, dans le programme du réacteur EPR (European Pressurized Reactor) de Flamanville (Manche).

L'accord de coopération prévoit notamment qu'Enel participe à hauteur de 12,5 % au financement du prototype EPR, une tranche de 1 600 MW de puissance installée, dont le coût est estimé à 3 milliards d'euros et la mise en service prévue pour 2012. Enel disposera alors de 12,5 % de l'électricité produite par ce réacteur. Cet accord n'a pas d'impact sur les comptes du 1^{er} semestre 2005.

5.2.2.3 Réforme du financement du régime spécial des retraites des IEG

Les principales mesures de la réforme du financement du régime spécial de retraites des IEG sont entrées en vigueur au 1^{er} janvier 2005. Une description de la réforme du financement du régime spécial de retraites des IEG figure au paragraphe 7.5.7.1 du Chapitre V du Document de Base et à la Note 2.3 de l'annexe aux comptes consolidés annuels.

Au 1^{er} semestre 2005, en application des conventions financières mises en place entre la CNAV et les différents régimes de droit commun (CNAV, AGIRC, ARRCO), EDF a versé un montant de 3 295 millions d'euros au titre de la contribution exceptionnelle, soit 2 724 millions d'euros au profit de la CNAV et 571 millions d'euros au profit des régimes AGIRC et ARRCO.

5.2.2.4 Financement de Light au Brésil

Après deux ans de négociations, Light a signé, le 17 mai 2005, avec l'ensemble de ses banques, un accord de restructuration de sa dette privée portant sur environ 550 millions de dollars US. Cet accord, approuvé le 28 juin 2005, a permis l'apport le 29 juillet 2005 par la Banque Nationale du Brésil (BNDES) de 735 millions de reals à Light dont 727 millions de reals en nominal (soit environ 250 millions d'euros sur la base du taux de change à fin août 2005) en se réservant le droit de convertir en capital, sous certaines conditions, jusqu'à 50 % de ce prêt à taux d'intérêt bonifié. Ce versement permet de réaliser une étape importante du processus de restructuration financière de Light conclue avec les banques créancières en mai 2005 (voir paragraphe 6.2.2.2 du Chapitre IV du Document de Base). Au cours du 2^{ème} semestre, EDF a par ailleurs converti en capital la dette d'environ 327 millions d'euros de Light envers sa maison mère. La finalisation et la mise en œuvre de cette restructuration sont prévues au cours du second semestre 2005.

5.2.2.5 Italie — Groupe Edison

Le Groupe EDF a conclu le 12 mai 2005 des accords avec la société AEM S.p.A., régie de la région de Milan, qui prévoient la prise de contrôle conjointe d'Edison par EDF et AEM. La Commission européenne a avalisé le 12 août les accords signés entre EDF et AEM, permettant le lancement d'une offre publique d'achat (OPA) sur l'ensemble du capital d'Edison opération qui devrait se dérouler en septembre et octobre 2005. Après réalisation de l'opération, Edison sera consolidée dans les comptes du Groupe EDF.

Sur la base des prix des offres publiques indiqués ci-dessus et dans l'hypothèse où elles conduiraient EDF à détenir, directement ou indirectement, 50 % des actions ordinaires et warrants Edison, l'opération globale de montée au capital d'Edison par EDF se traduirait par un accroissement estimé de la dette financière nette du Groupe de l'ordre de 7 milliards d'euros au 31 décembre 2005. Un peu moins de la moitié de cet accroissement serait dû à la consolidation de la dette nette de TdE et du groupe Edison dans les comptes consolidés du Groupe (en cas d'intégration proportionnelle à 50 %), le solde étant lié au financement de l'opération globale de montée au capital d'Edison par EDF. En ce qui concerne EDF, ce financement sera assuré par la trésorerie disponible du Groupe et par ses lignes de crédit disponibles. Une information détaillée sur l'opération et ses conséquences financières notamment en termes d'endettement financier net pour EDF, figure en Note 4.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 1^{er} semestre 2005 ainsi qu'au paragraphe 3.3 du présent document.

5.2.2.6 Argentine — Edenor

Le 29 juin 2005, le Conseil d'administration d'EDF a approuvé le projet d'accord conclu avec le fonds d'investissement argentin Grupo Dolphin pour la cession de 65 % du capital d'Edenor. L'autorité de la concurrence argentine a autorisé cette opération qui reste néanmoins soumise à des conditions suspensives qui n'étaient pas encore toutes levées au 30 juin 2005. En conséquence, Edenor reste consolidée par intégration globale dans les comptes semestriels.

5.2.2.7 Mises en service

Plusieurs centrales de production ont été mises en service au cours du 1^{er} semestre 2005 dans le segment « Reste du monde » :

- au Mexique, la centrale Valle Hermoso (Rio Bravo IV) est entrée en opération en avril 2005 ;
- au Vietnam, mise en service commerciale de MECO en février 2005.

5.2.3 SAISONNALITE ET CONDITIONS CLIMATIQUES

Les résultats du Groupe sont affectés par le climat et par la nature saisonnière de la consommation de l'électricité, plus importante en hiver qu'en été en raison de l'utilisation de l'électricité pour le chauffage, particulièrement en France. Le chiffre d'affaires et l'excédent brut d'exploitation (« EBE ») du premier semestre sont en conséquence régulièrement supérieurs à ceux du second semestre.

Des conditions climatiques peuvent avoir des effets significatifs sur l'activité du Groupe tant en termes de volumes que de prix et de coûts. Elles se traduisent typiquement par une hausse du chiffre d'affaires (augmentation des consommations et/ou des prix de marché), par des augmentations des coûts (achats d'énergie sur les marchés de gros à des prix élevés ou consommations externes accrues) et/ou par des opérations de maintenance additionnelles.

5.2.4 EVENEMENTS RECENTS

5.2.4.1 France — SNET

EDF a confirmé le 19 juillet 2005 étudier les modalités de la cession de sa part de 18,75 % dans la SNET aux côtés de Charbonnage de France (CDF) qui en détient 16,25 %. La SNET est contrôlée à 65 % par Endesa.

5.2.4.2 Egypte

EDF a indiqué le 13 juillet 2005 être entré en négociations exclusives avec la société malaise Powertek pour lui céder 100 % de ses actifs en Egypte. Ces actifs se composent de deux centrales thermiques alimentées au gaz, d'une puissance totale de 1 366 mégawatts, et d'une société commune d'exploitation de ces centrales.

5.2.4.3 Royaume-Uni

Faisant suite à l'augmentation significative des prix d'achat du gaz, EDF Energy a augmenté ses tarifs au 5 août 2005 de 12 % pour le gaz, pour les particuliers, et de 10,7 % pour l'électricité.

5.2.4.4 Dalkia

En application des accords conclus en 2000 et renouvelés en 2005 entre EDF et Veolia Environnement, EDF a décidé d'exercer, en juillet 2005, l'option d'achat de titres de participation dans Dalkia pour porter sa participation à 50 % dans l'ensemble du Groupe Dalkia. La réalisation définitive de cette opération est subordonnée notamment à la conclusion d'un accord réaménageant les relations entre les actionnaires avant le 30 septembre 2005. A ce jour aucun accord n'est intervenu. Le prix de la transaction sera déterminé après accord entre les actionnaires ou à défaut à dire d'expert.

5.2.4.5 Gaz naturel

EDF a signé fin juillet 2005 deux contrats d'achats de gaz naturel avec Gaz de France (GDF) et la société italienne ENI. Le contrat d'approvisionnement en gaz naturel avec la société ENI a été signé le 27 juillet 2005 pour une durée de 8 ans à partir d'octobre 2005. Il comporte deux phases, une phase « plateau » portant sur un volume d'environ 10 TWh par an (soit environ 1 milliard de m³/an) précédée d'une phase de montée en puissance progressive au cours des deux premières années.

5.2.4.6 Filialisation du gestionnaire du réseau de transport d'électricité

En application de la loi du 9 août 2004, EDF a conclu le 30 juin 2005 un traité d'apport partiel d'actif avec la société C5, société détenue à 100 % par EDF. Ce traité prévoit l'apport par EDF à C5 des ouvrages du réseau public de transport d'électricité ainsi que des biens, droits, autorisations et obligations de toute nature dont EDF est propriétaire et qui sont liés à l'activité de transport d'électricité. Le 31 août 2005, s'est tenue une assemblée générale extraordinaire approuvant l'apport partiel d'actifs par EDF SA au bénéfice de la société C5 (renommée « RTE EDF Transport ») de l'activité relative au réseau public de transport d'électricité.

La filialisation de l'activité Transport par apport partiel d'actifs à RTE EDF Transport, détenue à 100 % par EDF, se traduira par la sortie du bilan des comptes sociaux d'EDF, rétroactivement au 1^{er} janvier 2005, de l'ensemble des actifs et passifs apportés à RTE EDF Transport. Ces apports, effectués à leur valeur nette comptable pour un montant d'environ 4 milliards d'euros, auront pour contrepartie l'inscription de titres de participation à l'actif du bilan d'EDF pour un montant équivalent. Conformément à l'article 9 de la Loi du 9 août 2004, RTE EDF Transport reprendra au passif de son bilan une dette synthétique d'un montant d'environ 7 milliards d'euros correspondant aux dettes financières présentées dans les derniers comptes séparés de RTE.

Cette opération n'aura pas d'impact significatif sur les comptes consolidés du Groupe EDF, RTE EDF Transport étant consolidée à 100 % en intégration globale (voir Note 4.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés du 1^{er} semestre 2005 qui précise les dates de réalisation de cette opération).

5.2.4.7 Réduction de capital

L'assemblée générale extraordinaire d'EDF SA du 31 août 2005 a autorisé une réduction de capital de EDF SA d'un montant maximum de 7 316 millions d'euros par virement au compte de réserves, et en a délégué la mise en œuvre au Conseil d'administration.

5.3 Analyse comparative des comptes du 1^{er} semestre 2005 et du 1^{er} semestre 2004

5.3.1 CHIFFRES CLES DU 1^{ER} SEMESTRE 2005

Les tableaux ci-dessous présentent des extraits des comptes consolidés du Groupe EDF pour les périodes du 1^{er} semestre 2005 et du 1^{er} semestre 2004 ainsi que l'information financière au 1^{er} semestre 2004 « pro forma ».

Les analyses sont réalisées par rapport aux comptes du 1^{er} semestre 2004 (retraités selon les méthodes retenues pour le 1^{er} semestre 2005 à l'exception des normes IAS 32 et 39 et IFRS 4 et des règles relatives au traitement comptable des contrats de concession) et par rapport aux comptes du 1^{er} semestre 2004 « pro forma » (retraités pro forma de l'impact de la loi du 9 août 2004 sur les retraites et les concessions en France tels que présentés dans les Notes 3.2 et 3.3 de l'annexe aux comptes consolidés du 1^{er} semestre 2005). Dans les cas où les données du 1^{er} semestre 2004 et du

1^{er} semestre 2004 pro forma sont identiques, il sera fait mention du « 1^{er} semestre 2004 & pro forma » dans les commentaires.

Extraits des comptes de résultat consolidés :

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA	1 ^{ER} SEMESTRE 2004
Chiffre d'affaires	25 202	23 633	23 952
Excédent brut d'exploitation	7 551	7 138	7 570
Résultat d'exploitation	5 129	4 489	4 920
Résultat avant impôts des sociétés intégrées(1)	3 320	2 886	2 130
Résultat net part du Groupe	2 130	1 717	1 228

(1) Le résultat avant impôts des sociétés intégrées correspond au résultat net d'EDF avant prise en compte de l'impôt sur le résultat, de la quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence, du résultat net des activités en cours d'abandon et des intérêts minoritaires.

Extraits des bilans consolidés :

(en millions d'euros)	30 JUIN 2005	1 ^{ER} JANVIER 2005(1)	31 DECEMBRE 2004
Total Actif non courant(2)	119 961	115 590	114 880
— dont domaine concédé	38 091	36 741	36 741
— dont domaine propre	56 751	57 330	57 330
Total Actif courant	35 105	35 784	34 651
Total de l'actif	155 066	151 374	149 531
Capitaux propres — part du Groupe	11 253	9 066	8 436
Intérêts minoritaires	888	897	899
Provisions non courantes	41 887	40 227	41 480
Passifs spécifiques des concessions	34 668	33 694	33 694
Emprunts et dettes financières diverses	44 545	41 773	37 186
Autres dettes(3)	21 825	25 717	27 836
Total du passif	155 066	151 374	149 531

(1) Après prise en compte de l'application des normes IAS 32 et 39 au 1^{er} janvier 2005.

(2) Comprend les postes « Actif non courant » et « Actifs non courants détenus en vue de la vente ».

(3) Comprend les postes « Fournisseurs et comptes rattachés », « Autres créditeurs » et les « Impôts différés ».

Extraits des tableaux de flux de trésorerie consolidés et Endettement financier net :

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	3 946	2 929
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(2 550)	(2 606)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	(949)	(1 228)
Variation nette de la trésorerie	447	(905)

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} JANVIER 2005	31 DECEMBRE 2004
Endettement financier net(1)	19 063	20 297	19 677

(1) L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des actifs financiers courants. Pour une information sur l'endettement financier net du Groupe, voir paragraphe 5.4.2 du présent Chapitre et la Note 22.3 de l'annexe aux comptes consolidés du 1^{er} semestre 2005.

5.3.2 PRESENTATION DE L'INFORMATION FINANCIERE

5.3.2.1 Segmentation de l'information financière

La segmentation de l'information financière retenue par le Groupe a évolué par rapport à celle utilisée pour les exercices précédents et dans l'analyse comparative des comptes 2002, 2003 et 2004 au paragraphe 5.2.1 du Chapitre V du Document de Base. Elle distingue désormais le « Royaume Uni » et l'« Allemagne », précédemment inclus dans un ensemble « Europe ». Elle regroupe au sein du segment « Reste de l'Europe » EDF Trading précédemment présentée

distinctement, les autres filiales européennes, et les participations et activités nouvelles précédemment présentées dans un segment « Autres ». Elle est la suivante :

- « **France** » (61,5 % du chiffre d'affaires du Groupe au 1^{er} semestre 2005) désigne EDF SA et regroupe ses activités régulées (principalement Distribution et Transport) et ses activités non régulées (principalement Production et Commercialisation) ;
- « **Royaume-Uni** » (12,8 % du chiffre d'affaires du Groupe au 1^{er} semestre 2005) regroupant EDF Energy et ses filiales ;
- « **Allemagne** » (9,8 % du chiffre d'affaires du Groupe au 1^{er} semestre 2005) regroupant EnBW et ses filiales ;
- « **Reste de l'Europe** » (soit au total 10,5 % du chiffre d'affaires du Groupe au 1^{er} semestre 2005) regroupant « **EDF Trading** » (0,9 % du chiffre d'affaires du Groupe au 1^{er} semestre 2005), et les autres filiales européennes situées notamment en Italie, en Europe continentale, les participations et activités nouvelles dont Electricité de Strasbourg, Dalkia, Tiru, Asa, EDF Energies Nouvelles ;
- « **Reste du monde** » (5,4 % du chiffre d'affaires du Groupe au 1^{er} semestre 2005), regroupant les filiales en Amérique latine et en Asie.

5.3.2.2 Ventilation de l'information financière du segment « France »

Afin d'apprécier l'évolution globale de l'activité en France en complément aux informations sectorielles figurant en annexe aux comptes consolidés du 1^{er} semestre 2005, la contribution du segment France au résultat du Groupe est également présentée selon la ventilation suivante :

- « **Activités régulées** » : regroupent les activités qui relèvent des périmètres respectifs des réseaux publics de transport et de distribution publique tels que précisés par la loi du 9 août 2004, à savoir :
 - **Transport** en métropole, correspondant à l'ensemble des compétences et actifs nécessaires à la gestion du réseau public de transport d'électricité haute et très haute tension ;
 - **Distribution**, correspondant à :
 - En métropole, l'ensemble des compétences et actifs nécessaires à la gestion du réseau de distribution public basse et moyenne tension ;
 - En métropole, la gestion de la clientèle non-éligible en partie refacturée à l'Activité non régulée Commercialisation ;
 - Dans les Systèmes Energétiques Insulaires (SEI), toutes les activités d'EDF en tant qu'opérateur intégré (production, commercialisation et distribution).

Les activités **Transport** et **Distribution** sont soumises à régulation par les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics (TURP) (voir paragraphes 5.2.4 du Chapitre IV du Document de Base et 2.11 du Chapitre IV du présent document), alors que les activités dans les SEI sont soumises à régulation par la Contribution aux Charges de Service Public de l'Electricité pour les activités de production (CSPE) (voir paragraphe 5.1.2.3 du Chapitre V du Document de Base).

Par ailleurs, depuis le 1^{er} juillet 2004, et jusqu'à l'ouverture totale du marché français de l'électricité et du gaz prévue au 1^{er} juillet 2007, les flux financiers liés à la gestion des clients résidentiels sont comptabilisés dans l'activité Distribution. Les coûts afférents à cette activité sont répartis entre la Distribution et la Commercialisation (Activités non régulées) selon les principes de répartition énoncés par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE).

- « **Activités non régulées** » regroupent les activités de :
 - **Production et Commercialisation** en métropole, correspondant à l'ensemble des compétences et actifs nécessaires à la production d'énergie et à sa vente à la clientèle déjà éligible en métropole hors Corse, incluse dans les SEI ;
 - Ventes de prestations d'ingénierie et de conseil notamment liées à la production d'énergie en France et à l'international ;
 - Services supports du Groupe correspondant principalement aux services fournis au secteur Régulé et aux autres segments géographiques.

5.3.3 PRESENTATION GENERALE DES RESULTATS DU 1^{ER} SEMESTRE 2005

5.3.3.1 France

Le tableau ci-dessous présente les principaux indicateurs financiers concernant la France :

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA	EXERCICE 2004 PRO FORMA(1)
Chiffre d'affaires	15 488	14 813	28 702
Excédent brut d'exploitation	5 210	5 158	8 462
Résultat d'exploitation	3 430	3 428	4 830
Résultat net part du groupe	1 300	1 364	1 727

(1) Indicateurs financiers au titre de l'année 2004 (12 mois), incluant les retraitements et reclassements IFRS réalisés pour l'établissement de l'information financière sur la transition aux normes internationales IFRS, à l'exception des règles relatives au traitement comptable des contrats de concession, excluant également les effets des normes IAS 32 et IAS 39 relatives aux instruments financiers et IFRS 4 relative aux contrats d'assurance appliquées à compter du 1^{er} janvier 2005, et incluant les retraitements pro forma de l'impact de la loi du 9 août 2004 sur les retraites et les concessions en France.

La contribution de la France au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 15 488 millions d'euros pour le 1^{er} semestre 2005, en augmentation de 2,4 % par rapport au 1^{er} semestre 2004 et de 4,6 % par rapport au 1^{er} semestre 2004 pro forma. L'écart entre le 1^{er} semestre 2004 et 2004 pro forma provient essentiellement de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) mise en place au 1^{er} janvier 2005 et dont l'effet a été simulé dans les comptes 2004 pro forma à fins de meilleure comparabilité (voir paragraphe 5.3.5.1 du présent document).

La croissance de 4,6 % du chiffre d'affaires par rapport au 1^{er} semestre 2004 pro forma résulte à hauteur de 1,7 % d'un changement de pratique, depuis juillet 2004, relatif à l'externalisation des achats pour la compensation des pertes électriques du distributeur et, à hauteur de 2,9 % d'effets prix, liés à l'évolution des cours sur les marchés de gros, et d'effets volume liés à l'activité.

La contribution de la France à l'EBE du Groupe s'établit à 5 210 millions d'euros en diminution de 6,8 % par rapport au 1^{er} semestre 2004 et en augmentation de 1,0 % par rapport au 1^{er} semestre 2004 pro forma. Des achats d'énergie sur les marchés à un prix élevé ainsi qu'un recours plus important au nucléaire et au thermique classique, dont les coûts de production sont plus élevés, ont affecté défavorablement la croissance de l'EBE.

La contribution de la France au résultat net part du Groupe est de 1 300 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en augmentation de 48,7 % par rapport au 1^{er} semestre 2004 et en diminution de 4,7 % par rapport au 1^{er} semestre 2004 pro forma, notamment en raison d'une provision dans le cadre de la perspective de l'offre publique d'achat sur Edison constatée au 1^{er} semestre 2005.

5.3.3.2 Royaume-Uni

Le tableau ci-dessous présente les principaux indicateurs financiers concernant le Royaume-Uni :

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004	EXERCICE 2004(1)
Chiffre d'affaires	3 234	3 051	5 957
Excédent brut d'exploitation	688	706	1 428
Résultat d'exploitation	478	496	1 004
Résultat net part du groupe	235	238	475

(1) Indicateurs financiers au titre de l'année 2004 (12 mois), incluant les retraitements et reclassements IFRS réalisés pour l'établissement de l'information financière sur la transition aux normes internationales IFRS, à l'exception des règles relatives au traitement comptable des contrats de concession, excluant également les effets des normes IAS 32 et IAS 39 relatives aux instruments financiers et IFRS 4 relative aux contrats d'assurance appliquées à compter du 1^{er} janvier 2005.

Le chiffre d'affaires de EDF Energy s'élève à 3 234 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en augmentation de 6,0 % par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma. En excluant les effets de périmètre et de change, la croissance liée à l'activité est de +11,0 %, et reflète principalement l'augmentation des tarifs des segments Résidentiel et PME/PMI, ainsi que la répercussion de la hausse des prix de gros sur les prix appliqués à la clientèle industrielle.

L'EBE de EDF Energy s'établit à 688 millions d'euros en diminution de 2,5 % par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma. A change et périmètre constants, la variation de l'EBE, liée à l'activité, est de + 2,0 %, marquée principalement par une hausse significative de plus de 20 % des prix d'achat du gaz, par les charges relatives aux quotas d'émission de CO₂ et par la stabilité des autres coûts.

La contribution de EDF Energy au résultat net part du Groupe est de 235 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, stable par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma à change et périmètre constants.

5.3.3.3 Allemagne

Le tableau ci-dessous présente les principaux indicateurs financiers concernant l'Allemagne :

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004	EXERCICE 2004(1)
Chiffre d'affaires	2 466	2 324	4 627
Excédent brut d'exploitation	549	447	907
Résultat d'exploitation	380	237	512
Résultat net part du groupe	184	124	152

(1) Indicateurs financiers au titre de l'année 2004 (12 mois), incluant les retraitements et reclassements IFRS réalisés pour l'établissement de l'information financière sur la transition aux normes internationales IFRS, à l'exception des règles relatives au traitement comptable des contrats de concession, excluant également les effets des normes IAS 32 et IAS 39 relatives aux instruments financiers et IFRS 4 relative aux contrats d'assurance appliquées à compter du 1^{er} janvier 2005.

La contribution de EnBW au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 2 466 millions d'euros, en augmentation de 6,1 % par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma. Hors effet de périmètre (sortie d'Hydrocantabrico, d'Apcoa et de Salamander en 2004, entrée de GASO au second semestre 2004 et des sociétés tchèques en 2005, ainsi que de l'effet du taux de participation de EDF dans EnBW) et de l'impact des normes IAS 32 et 39, l'activité est en croissance de +9,2 %. Celle-ci résulte des hausses de tarifs et de prix, principalement sur le gaz.

Hors effet de périmètre et de l'impact des normes IAS 32 et 39, la contribution de EnBW à l'EBE du Groupe est en hausse de 16,9 %, liée notamment à la croissance de l'activité.

La contribution de EnBW au résultat net part du Groupe est de 184 millions d'euros, en augmentation de +48,5 %, conséquence de la croissance de l'EBE et de la diminution des charges financières sur une dette réduite. La croissance est de 30,8 % à périmètre et normes constants.

5.3.3.4 Reste de l'Europe

Le tableau ci-dessous présente les principaux indicateurs financiers concernant le Reste de l'Europe :

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004	EXERCICE 2004(1)
Chiffre d'affaires	2 657	2 420	4 748
Excédent brut d'exploitation	838	592	1 241
Résultat d'exploitation	647	296	628
Résultat net part du groupe	318	120	396

(1) Indicateurs financiers au titre de l'année 2004 (12 mois), incluant les retraitements et reclassements IFRS réalisés pour l'établissement de l'information financière sur la transition aux normes internationales IFRS, à l'exception des règles relatives au traitement comptable des contrats de concession, excluant également les effets des normes IAS 32 et IAS 39 relatives aux instruments financiers et IFRS 4 relative aux contrats d'assurance appliquées à compter du 1^{er} janvier 2005.

La contribution du Reste de l'Europe au chiffre d'affaires du Groupe est de 2 657 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en augmentation de 9,8 % par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma. Cette variation correspond à une progression de l'activité de +6,8 % et incorpore un effet de change de +2,6 %. Edison n'est pas consolidée dans les comptes du Groupe au 30 juin 2005.

La contribution de **EDF Trading** au chiffre d'affaires correspondant à la marge réalisée sur les activités de négoce est de 233 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en augmentation de 52,8 %. Les marges sont en progression sur l'électricité et le gaz et en diminution sur le charbon. L'EBE de **EDF Trading** est de 186 millions d'euros en augmentation de 61,8 % par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma.

La contribution du Reste de l'Europe à l'EBE du Groupe est de 838 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en augmentation de 41,6 % du fait de la croissance de l'activité sur la zone et de produits de cessions en France, notamment immobilières, pour 84 millions d'euros.

La contribution du Reste de l'Europe au résultat net part du Groupe est de 318 millions d'euros, en hausse de 198 millions d'euros par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma en raison notamment des pertes de valeur constatées en 2004.

5.3.3.5 Reste du monde

Le tableau ci-dessous présente les principaux indicateurs financiers concernant le Reste du monde :

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004	EXERCICE 2004(1)
Chiffre d'affaires	1 357	1 025	2 115
Excédent brut d'exploitation	266	235	519
Résultat d'exploitation	193	33	(819)
Résultat net part du groupe	93	(128)	(1 143)

(1) Indicateurs financiers au titre de l'année 2004 (12 mois), incluant les retraitements et reclassements IFRS réalisés pour l'établissement de l'information financière sur la transition aux normes internationales IFRS, à l'exception des règles relatives au traitement comptable des contrats de concession, excluant également les effets des normes IAS 32 et IAS 39 relatives aux instruments financiers et IFRS 4 relative aux contrats d'assurance appliquées à compter du 1^{er} janvier 2005.

Le chiffre d'affaires des filiales dans le Reste du monde est de 1 357 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en augmentation de 32,3 %. Hors effet de change favorable (+5,5 %), notamment au Brésil, et effet de périmètre (-2,5 %), la croissance liée à l'activité est de 29,3 %.

En chiffre d'affaires, au **Brésil**, hors effet de change, la croissance de l'activité (soit +21,9 %) résulte essentiellement d'un effet volume favorable dû à des températures plus élevées qu'en 2004, ainsi qu'à la reprise de la consommation des particuliers. En **Argentine**, hors effets de change et de périmètre, la croissance de l'activité est de 25,8 %, principalement portée par la répercussion sur les clients finaux des hausses de prix sur les achats d'énergie. Au **Mexique**, hors effet de change, la croissance organique est de +31,0 % en raison de la mise en service et de la montée en puissance des nouvelles centrales. La contribution des filiales en **Asie** est en hausse de 76,6 %, notamment grâce à la mise en service commerciale de MECO au Vietnam en février 2005.

La contribution du **Reste du monde** à l'EBE du Groupe est de 266 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en augmentation de 12,9 % par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma.

La contribution du Reste du monde au résultat net part du Groupe est de 93 millions d'euros, en hausse de 220 millions d'euros par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma du fait notamment de pertes de valeur d'actifs au 1^{er} semestre 2004 au Mexique pour 75 millions d'euros. La contribution des filiales asiatiques est en progression de +56,3 %.

5.3.4 COMPTES DE RESULTAT CONSOLIDES DU 1^{ER} SEMESTRE 2005 ET DU 1^{ER} SEMESTRE 2004

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA	1 ^{ER} SEMESTRE 2004
Chiffre d'affaires	25 202	23 633	23 952
Achats de combustibles et d'énergie	(7 905)	(6 849)	(6 849)
Autres consommations externes	(3 984)	(4 054)	(4 054)
Charges de personnel	(4 661)	(4 665)	(4 512)
Impôts et taxes	(1 536)	(1 408)	(1 408)
Autres produits et charges opérationnels	435	481	441
Excédent brut d'exploitation (EBE)	7 551	7 138	7 570
Dotations aux amortissements	(2 422)	(2 395)	(2 396)
Pertes de valeur	—	(254)	(254)
Autres produits et charges d'exploitation	—	—	—
Résultat d'exploitation	5 129	4 489	4 920
Coûts de l'endettement financier brut	(679)	(818)	(818)
Charges d'actualisation	(1 240)	(1 213)	(2 450)
Autres produits et charges financiers	110	428	478
Résultat financier	(1 809)	(1 603)	(2 790)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	3 320	2 886	2 130
Impôts sur les résultats	(1 232)	(1 217)	(950)
Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence	120	38	38
Résultat net des activités en cours d'abandon	(1)	—	—
Résultat net consolidé	2 207	1 707	1 218
dont résultat net part des minoritaires	77	(10)	(10)
dont résultat net part du Groupe	2 130	1 717	1 228
Résultat net par action en euros (€)	1,31	—	—

Les normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers sont appliquées à compter du 1^{er} janvier 2005 sans retraitement sur l'exercice 2004.

L'information financière pro forma 2004 intégrant les seuls effets de la loi du 9 août 2004 est communiquée pour le compte de résultat à fin de meilleure comparabilité. Un tableau de passage du compte de résultat du 1^{er} semestre 2004 au compte de résultat pro forma au titre du 1^{er} semestre 2004 figure en Note 3.3 de l'annexe aux comptes consolidés du 1^{er} semestre 2005.

5.3.5 ANALYSE COMPARATIVE DES COMPTES DU 1^{ER} SEMESTRE 2005 ET DU 1^{ER} SEMESTRE 2004

5.3.5.1 Chiffre d'affaires

Le tableau suivant présente l'évolution de la contribution au chiffre d'affaires du Groupe de chaque segment entre le 1^{er} semestre 2005 et le 1^{er} semestre 2004 :

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA	1 ^{ER} SEMESTRE 2004	VARIATIONS		VARIATIONS	
				05/04 PRO FORMA	05/04 PRO FORMA (%)	05/04	05/04 (%)
France	15 488	14 813	15 132	675	4,6 %	356	2,4 %
Royaume-Uni	3 234	3 051	3 051	183	6,0 %	183	6,0 %
Allemagne	2 466	2 324	2 324	142	6,1 %	142	6,1 %
Reste de l'Europe	2 657	2 420	2 420	237	9,8 %	237	9,8 %
Reste du monde	1 357	1 025	1 025	332	32,3 %	332	32,3 %
Total Groupe	25 202	23 633	23 952	1 569	6,6 %	1 250	5,2 %

Au 1^{er} semestre 2005, le chiffre d'affaires du Groupe s'établit à 25 202 millions d'euros, en augmentation de 1 250 millions d'euros par rapport au 1^{er} semestre 2004 (soit +5,2 %) et de 1 569 millions d'euros par rapport au 1^{er} semestre 2004 pro forma (soit +6,6 %). Il intègre pour le premier semestre 2005 la mise en place de la contribution tarifaire d'acheminement pour un montant de 370 millions d'euros et l'application des normes IAS 32 et 39.

Hors effets de change (+0,3 %) et de périmètre, de normes comptables et de changement de pratique relatif à l'externalisation des achats pour la compensation des pertes électriques du réseau de distribution en France (+0,2 %), la croissance de l'activité ressort à 6,1 %.

La décomposition du chiffre d'affaires du Groupe a évolué par rapport à celle utilisée pour les exercices précédents. Le chiffre d'affaires du Groupe est désormais présenté selon l'analyse suivante :

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA	1 ^{ER} SEMESTRE 2004	VARIATIONS		VARIATIONS	
				05/04 PRO FORMA	05/04 PRO FORMA (%)	05/04	05/04 (%)
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie(1)	23 290	21 672	21 991	1 618	7,5 %	1 299	5,9 %
Autres ventes de biens et de services(2)	1 647	1 809	1 809	(162)	(9,0)%	(162)	(9,0)%
Variation de la juste valeur des contrats de matières premières(3)	32	—	—	32	n.s.	32	n.s.
EDF Trading(4)	233	152	152	81	53,3 %	81	53,3 %
Total Groupe	25 202	23 633	23 952	1 569	6,6 %	1 250	5,2 %

- (1) « Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie » comprend les ventes d'électricité et de gaz livrées aux clients finals ou aux contreparties du marché de gros sur le réseau de transport, y compris les recettes d'acheminement.
- (2) « Autres ventes de biens et de services » comprend les prestations d'ingénierie et de conseil, ainsi que les services énergétiques. En France, le chiffre d'affaires généré par ces ventes provient principalement de l'activité Production-Commercialisation.
- (3) « Variation de la juste valeur des contrats de matières premières » comprend les variations positives et négatives de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie sur chiffre d'affaires.
- (4) « EDF Trading » comprend les résultats réalisés (ensemble des paiements reçus / versés au titre des instruments négociés dans le cadre des activités de trading) et tous les résultats latents (variations positives et négatives de juste valeur de l'ensemble des dérivés).

Les ventes d'énergie et de services liés à l'énergie proviennent des segments suivants :

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA	1 ^{ER} SEMESTRE 2004	VARIATIONS		VARIATIONS	
				05/04 PRO FORMA	05/04 PRO FORMA (%)	05/04	05/04 (%)
France	15 176	14 486	14 805	690	4,8 %	371	2,5 %
Royaume-Uni	3 092	2 841	2 841	251	8,9 %	251	8,9 %
Allemagne	2 328	2 088	2 088	240	11,5 %	240	11,5 %
Reste de l'Europe	1 337	1 232	1 232	105	8,5 %	105	8,5 %
Reste du monde	1 357	1 025	1 025	332	32,3 %	332	32,3 %
Total Groupe	23 290	21 672	21 991	1 618	7,5 %	1 299	5,9 %

A l'exception du segment **Reste de l'Europe**, ces ventes représentent l'essentiel du chiffre d'affaires de chacun des segments géographiques (97,9 % en France, 95,6 % au Royaume-Uni, 94,4 % en Allemagne, 50,3 % dans le Reste de l'Europe, 100 % dans le Reste du monde).

Les autres ventes de biens et de services sont essentiellement réalisées par Dalkia dont la totalité du chiffre d'affaires est réalisée au travers de services énergétiques et en France par des prestations d'ingénierie. Dans une moindre mesure, EDF Energy, EnBW, Fenice en Italie et Tiru en France contribuent également au chiffre d'affaires généré par les autres ventes de biens et de services.

En **France**, dans un contexte de quasi-stabilité de la production industrielle, le chiffre d'affaires s'établit à 15 488 millions d'euros en 2005, en progression de 2,4 % par rapport au 1^{er} semestre 2004 et de 4,6 % par rapport au 1^{er} semestre 2004 pro forma.

L'écart entre le 1^{er} semestre 2004 et le 1^{er} semestre 2004 pro forma (319 millions d'euros) provient de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA), dont l'effet a été simulé dans les comptes 2004 pro forma et qui a été mise en place au 1^{er} janvier 2005. Cette contribution a été créée dans le cadre de la réforme du financement du régime des retraites de la branche des Industries Electriques et Gazières (« IEG »), (voir les Notes 3.2.2.1 et 3.3 de l'annexe aux comptes consolidés du 1^{er} semestre 2005, le paragraphe 7.5.7.1 du Chapitre IV et le paragraphe 5.1.2.2 du Chapitre V du Document de Base). Elle s'élève à 370 millions d'euros pour le 1^{er} semestre 2005 et figure pour 319 millions d'euros dans les comptes du 1^{er} semestre 2004 pro forma.

L'augmentation du chiffre d'affaires de 675 millions d'euros (soit +4,6 %) par rapport au 1^{er} semestre 2004 pro forma se décompose en :

- un effet favorable de +1,7 %, dû à un changement de pratique relatif à l'externalisation des achats pour la compensation des pertes électriques du réseau de distribution, effectuées pour l'essentiel à l'extérieur du Groupe en 2005, qui a généré, toutes choses étant égales par ailleurs, une capacité supplémentaire de vente sur les marchés à partir du 1^{er} juillet 2004 ;
- une croissance de l'activité de +2,9 % incluant un effet prix favorable principalement lié à la hausse des prix sur les ventes par EDF sur les marchés de gros et un effet volume favorable dû en partie à un climat plus froid qui a contribué à l'accroissement du chiffre d'affaires des activités non régulées et régulées. Cet effet climatique est calculé par rapport au 1^{er} semestre 2004, et déterminé en retenant le prix du marché.

Le tableau suivant détaille l'évolution du chiffre d'affaires du segment France, selon la distinction « Activités régulées / Activités non régulées », entre le 1^{er} semestre 2005 et le 1^{er} semestre 2004 pro forma.

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA	VARIATIONS	
			05/04 PRO FORMA	05/04 PRO FORMA (%)
Activités régulées(1)	6 831	6 628	203	3,1 %
Activités non régulées	9 250	9 106	144	1,6 %
Eliminations	(593)	(921)	328	(35,6)%
Chiffre d'affaires France	15 488	14 813	675	4,6 %

(1) Le chiffre d'affaires des activités régulées comprend la part Acheminement incluse dans les tarifs intégrés.

Le chiffre d'affaires des **Activités régulées** au 1^{er} semestre 2005 s'élève à 6 831 millions d'euros, en augmentation de 203 millions d'euros par rapport au 1^{er} semestre 2004 pro forma, soit une hausse de 3,1 %. Cette augmentation s'explique essentiellement par la croissance globale des volumes acheminés par les réseaux (clients éligibles et clients non éligibles) dans les activités Distribution et Transport, et par la croissance des ventes aux enchères de capacités d'interconnexions dans l'activité Transport.

Le chiffre d'affaires des **Activités non régulées** au 1^{er} semestre 2005 s'élève à 9 250 millions d'euros, en augmentation de 144 millions d'euros par rapport au 1^{er} semestre 2004 pro forma, soit une hausse de 1,6 % principalement due à l'augmentation des prix de marchés et à un effet volume favorable dû notamment au climat.

Les **éliminations** du chiffre d'affaires au 1^{er} semestre 2005 s'élèvent à 593 millions d'euros, en diminution de 328 millions d'euros par rapport au 1^{er} semestre 2004 pro forma. Les opérations internes faisant l'objet d'éliminations concernent essentiellement les flux d'énergie entre activités. La diminution constatée en 2005 est essentiellement due à la baisse des achats internes d'énergie à la production par les réseaux de distribution pour compenser les pertes techniques. Ces achats sont réalisés sur le marché depuis le 1^{er} juillet 2004.

Au **Royaume-Uni**, le chiffre d'affaires de EDF Energy s'établit à 3 234 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005 en augmentation de 183 millions d'euros, soit +6,0 %. L'effet de périmètre est négatif à hauteur de 102 millions d'euros, dû au changement de mode de consolidation de la société Metronet, mise en équivalence à compter du 1^{er} juillet 2004. L'effet de change est négatif, de -51 millions d'euros. En excluant les effets de périmètre et de change, la variation au titre de l'activité est de +336 millions d'euros (soit +11,0 %). Elle reflète principalement la répercussion de la hausse des prix d'achat d'énergie et de combustibles sur les prix de vente aux clients industriels, ainsi que l'augmentation des tarifs des segments Résidentiels et PME/PMI.

En **Allemagne**, la contribution d'EnBW au chiffre d'affaires du Groupe s'établit à 2 466 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005 en augmentation de +142 millions d'euros, soit +6,1 % par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma. L'effet de périmètre net est de -97 millions d'euros, lié principalement aux cessions de Hidrocantabrico, APCOA et Salamander à hauteur de -272 millions d'euros, partiellement compensé par l'entrée de périmètre de GASO, à la consolidation par intégration proportionnelle des sociétés tchèques Pražská Energetika et de Pražská Teplárenská, ainsi qu'au changement de la quote-part d'intérêt de EDF dans EnBW.

Hors ces effets, la croissance de l'activité constitue le principal élément de l'évolution à +214 millions d'euros (soit +9,2 %) et résulte en premier lieu des hausses de tarifs et de prix sur l'électricité et le gaz au cours du second semestre 2004 et du 1^{er} semestre 2005, et sur les tarifs d'accès aux réseaux très haute tension. Les volumes ont progressé essentiellement sur les activités de vente en gros et de +12 % en moyenne pour les activités gaz (+1 % hors effet périmètre), et de +1,4 % pour les activités électriques.

Dans le **Reste de l'Europe**, le chiffre d'affaires s'établit à 2 657 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en augmentation de 237 millions d'euros (soit +9,8 %) par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma. Hors effets de périmètre, de change et de normes, cette évolution est de +164 millions d'euros (soit +6,8 %).

La contribution de **EDF Trading** au chiffre d'affaires du Groupe est passée de 152 millions d'euros au 1^{er} semestre 2004 à 233 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, soit une variation de +52,6 %. Les marges sur l'électricité, le gaz et les produits pétroliers ont augmenté dans un contexte de forte progression des prix, alors que le marché sur le charbon, moins volatil qu'au 1^{er} semestre 2004, est moins favorable. Hors EDF Trading, les principales progressions viennent :

- de **Dalkia** (+12 %) principalement grâce à de nouveaux contrats en Europe Centrale,
- de **EnXco** par la vente clé en mains d'un parc éolien de 150 MW,
- des **filiales d'Europe centrale** (+8 %) suite à la mise en service de la centrale gaz et vapeur de Zielona Gora en Pologne, et de Demasz suite à la hausse des prix après l'ouverture du marché.

Dans le **Reste du monde**, le chiffre d'affaires s'établit à 1 357 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en augmentation de 332 millions d'euros (soit 32,3 %) par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma. Hors effets de périmètre (-2,5 %) et de change (+5,5 %), la croissance de l'activité est de +29,3 %.

Au **Brésil**, le chiffre d'affaires s'établit à 726 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en augmentation de 193 millions d'euros (soit 36,2 %) par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma. Hors effet de change, la hausse du chiffre d'affaires de +21,9 % s'explique essentiellement par un effet climatique favorable et par une reprise de la consommation des particuliers.

En **Argentine**, le chiffre d'affaires s'établit à 191 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en augmentation de +13 millions d'euros (soit +7,3 %) par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma. Cette croissance est principalement obtenue grâce à des effets prix sur la composante énergie, sans impact significatif sur le résultat, ces hausses de prix de vente provenant principalement de la répercussion de la forte hausse des achats d'énergie.

Au **Mexique**, le chiffre d'affaires s'établit à 293 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en augmentation de 62 millions d'euros (soit 26,8 %) par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma par la mise en service de la centrale RB4 Valle Hermoso en avril 2005 et par la progression de la production de la centrale d'Altamira.

En **Asie**, le chiffre d'affaires s'établit à 147 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en augmentation de 64 millions d'euros (soit +76,6 %) par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma grâce à la mise en service commerciale de MECO au Vietnam en février 2005.

5.3.5.2 Achats de combustibles et d'énergie

Les achats de combustibles et d'énergie s'établissent à 7 905 millions d'euros, en augmentation de 1 056 millions d'euros (soit +15,4 %) par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma, portés par la croissance de 18,8 % des achats d'énergie qui représentent plus de 65 % de l'ensemble des achats consommés de combustibles et d'énergie.

L'évolution entre les premiers semestres 2005 et 2004 est de 11,4 % à taux de change et périmètre constants.

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA	1 ^{ER} SEMESTRE 2004	VARIATIONS		VARIATIONS	
				05/04 PRO FORMA	05/04 PRO FORMA (%)	05/04	05/04 (%)
Achats consommés de combustibles — production d'énergie	(2 882)	(2 734)	(2 734)	(148)	5,4 %	(148)	5,4 %
Achats d'énergie	(5 202)	(4 379)	(4 379)	(823)	18,8 %	(823)	18,8 %
Résultat de couverture	(1)	—	—	(1)	n.s.	(1)	n.s.
(Dotations) et reprises nettes de provisions(1)	180	264	264	(84)	(31,5)%	(84)	(31,5)%
Total Groupe	(7 905)	(6 849)	(6 849)	(1 056)	15,4 %	(1 056)	15,4 %

(1) liées aux combustibles nucléaires et aux achats d'énergie.

Une part importante de cette variation est due à la France (36 % de la variation), suite notamment à l'externalisation des achats pour la compensation des pertes électriques du distributeur, ainsi qu'au renchérissement des prix de marchés. Le tableau suivant présente l'évolution des achats consommés de combustibles et d'énergie par segment entre le 1^{er} semestre 2005 et le 1^{er} semestre 2004.

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA	1 ^{ER} SEMESTRE 2004	VARIATIONS		VARIATIONS	
				05/04 PRO FORMA	05/04 PRO FORMA (%)	05/04	05/04 (%)
France	(3 354)	(2 973)	(2 973)	(381)	12,8 %	(381)	12,8 %
Royaume-Uni	(1 561)	(1 300)	(1 300)	(261)	20,0 %	(261)	20,0 %
Allemagne	(1 083)	(944)	(944)	(139)	14,8 %	(139)	14,8 %
Reste de l'Europe	(1 059)	(1 012)	(1 012)	(47)	4,7 %	(47)	4,7 %
Reste du monde	(848)	(620)	(620)	(228)	36,7 %	(228)	36,7 %
Total Groupe	(7 905)	(6 849)	(6 849)	(1 056)	15,4 %	(1 056)	15,4 %

En France, l'énergie fournie par EDF au marché au cours du 1^{er} semestre 2005 a été essentiellement issue de la production d'EDF, à hauteur de 243,8 TWh (soit 89 % du total), en légère croissance de +0,8 % par rapport au 1^{er} semestre 2004, le solde (soit 11 % du total) résultant d'achats effectués par EDF sur le marché, en diminution de 10,7 % en volume. La croissance de la production d'EDF résulte de la hausse de la production nucléaire (+4,8 TWh) et de la production thermique fossile (+1,8 TWh) qui ont permis de compenser la baisse sensible de la production hydraulique (-5,2 TWh) du fait des conséquences accrues de la sécheresse constatée sur le 1^{er} semestre 2005 par rapport au 1^{er} semestre 2004.

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA	1 ^{ER} SEMESTRE 2004	VARIATIONS		VARIATIONS	
				05/04 PRO FORMA	05/04 PRO FORMA (%)	05/04	05/04 (%)
Achats consommés de combustibles — production d'énergie	(1 570)	(1 548)	(1 548)	(22)	1,4 %	(22)	1,4 %
Achats d'énergie	(1 946)	(1 699)	(1 699)	(247)	14,5 %	(247)	14,5 %
(Dotations) et reprises nettes de provisions(1)	162	274	274	(112)	(41,0)%	(112)	(41,0)%
Total France	(3 354)	(2 973)	(2 973)	(381)	12,8 %	(381)	12,8 %

(1) liées aux combustibles nucléaires et aux achats d'énergie.

En France, les achats de combustibles et d'énergie s'établissent à 3 354 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en augmentation de 381 millions d'euros (soit +12,8 %) par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma et en augmentation de 4,4 % en excluant l'effet de l'externalisation des achats pour la compensation des pertes électriques du distributeur.

L'augmentation des achats consommés de combustibles (22 millions d'euros) est liée à un effet volume (hausse de la production thermique classique mentionnée plus haut à hauteur de 1,8 TWh) ainsi qu'à un effet prix (20 % d'augmentation des prix moyens du charbon au cours du 1^{er} semestre 2005). L'augmentation correspondante des achats de combustibles fossiles (charbon et fuel) de 130 millions d'euros est compensée par une diminution des charges de retraitement du combustible nucléaire (121 millions d'euros).

L'augmentation des **achats d'énergie** est principalement liée aux achats d'électricité effectués à l'extérieur du Groupe pour compenser les pertes du réseau de distribution, à hauteur de 252 millions d'euros (6,7 TWh). Depuis le 1^{er} juillet 2004, ces achats sont principalement réalisés sur le marché externe par le distributeur.

Les variations observées sur les **dotations nettes aux provisions** proviennent principalement de moindres reprises de provisions liées à la diminution des charges de retraitement du combustible nucléaire sur le semestre, préalablement provisionnées dans les comptes.

Au **Royaume-Uni**, les achats de combustibles et d'énergie s'établissent à 1 561 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en augmentation de 261 millions d'euros (soit +20,0 %) par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma, ceci est principalement dû à l'évolution des prix des matières premières, (notamment le gaz), reflétée par ailleurs par l'évolution des prix du marché de gros d'électricité passés de 24€ / MWh à 33€ / MWh au cours du seul 1^{er} trimestre 2005 et, dans une moindre mesure, à celle des prix du gaz. Hors effet de change, la variation est de +21,7 %.

En **Allemagne**, les achats de combustibles et d'énergie s'établissent à 1 083 millions d'euros, en augmentation de 139 millions d'euros (+14,8 %). Cette hausse résulte essentiellement de l'augmentation des coûts d'approvisionnement de gaz. L'effet de périmètre est globalement faible, les augmentations d'achats dues notamment à la consolidation de Gaso sont compensées par la cession de Hidrocantabrico sur 2004.

Dans le **Reste de l'Europe**, les achats de combustibles et d'énergie s'établissent à 1 059 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en augmentation de 47 millions d'euros (soit +4,7 %) par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma. Cette évolution traduit d'une part, l'augmentation de l'activité et, d'autre part, des effets change défavorables de 25 millions d'euros.

Dans le **Reste du monde**, les achats de combustibles et d'énergie s'établissent à 848 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en augmentation de 228 millions d'euros (soit +36,7 %) par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma. Hors effet change, cette augmentation est de 34,4 %, principalement liée à l'accroissement des coûts d'approvisionnement en gaz.

5.3.5.3 Autres consommations externes

Les autres consommations externes diminuent de 70 millions d'euros (soit -1,7 %) par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma. L'évolution entre les premiers semestres 2005 et 2004 est une diminution de 2,1 % à taux de change et périmètre constants. Elles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA	1 ^{ER} SEMESTRE 2004	VARIATIONS		VARIATIONS	
				05/04 PRO FORMA	05/04 PRO FORMA (%)	05/04	05/04 (%)
Services extérieurs	(3 723)	(3 770)	(3 770)	47	(1,2)%	47	(1,2)%
Autres achats	(1 227)	(1 239)	(1 239)	12	(1,0)%	12	(1,0)%
Production stockée et immobilisée	930	853	853	77	9,0 %	77	9,0 %
(Dotations) et reprises nettes de provisions	36	102	102	(66)	(64,5)%	(66)	(64,5)%
Total Groupe	(3 984)	(4 054)	(4 054)	70	(1,7)%	70	(1,7)%

Le tableau suivant présente l'évolution des autres consommations externes par segment entre le 1^{er} semestre 2005 et le 1^{er} semestre 2004 :

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA	1 ^{ER} SEMESTRE 2004	VARIATIONS		VARIATIONS	
				05/04 PRO FORMA	05/04 PRO FORMA (%)	05/04	05/04 (%)
France	(2 313)	(2 315)	(2 315)	2	(0,1)%	2	(0,1)%
Royaume-Uni	(613)	(709)	(709)	96	(13,5)%	96	(13,5)%
Allemagne	(562)	(571)	(571)	9	(1,6)%	9	(1,6)%
Reste de l'Europe	(413)	(386)	(386)	(27)	7,1 %	(27)	7,1 %
Reste du monde	(83)	(73)	(73)	(10)	14,5 %	(10)	14,5 %
Total Groupe	(3 984)	(4 054)	(4 054)	70	(1,7)%	70	(1,7)%

En **France**, les autres consommations externes s'établissent à 2 313 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, stables par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma. Des gains de productivité ont permis de compenser la hausse des coûts de maintenance liés à la production thermique, ainsi que les coûts de transformation liés à la réorganisation des activités Commercialisation et Distribution dans le cadre de l'ouverture progressive du marché.

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA	1 ^{ER} SEMESTRE 2004	VARIATIONS		VARIATIONS	
				05/04 PRO FORMA	05/04 PRO FORMA (%)	05/04	05/04 (%)
Services extérieurs	(2 512)	(2 422)	(2 422)	(90)	3,7 %	(90)	3,7 %
Autres achats	(411)	(474)	(474)	63	(13,3)%	63	(13,3)%
Production stockée et immobilisée	552	525	525	27	5,3 %	27	5,3 %
(Dotations) et reprises nettes de provisions	58	56	56	2	4,0 %	2	4,0 %
Total France	(2 313)	(2 315)	(2 315)	2	(0,1)%	2	(0,1)%

Au **Royaume-Uni**, les autres consommations externes s'établissent à 613 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en diminution de 96 millions d'euros (soit -13,5 %) par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma. L'effet périmètre qui résulte du changement de méthode de consolidation de Metronet est favorable à hauteur de 83 millions d'euros. L'augmentation des achats due au développement de l'activité réseaux privés est compensée par la diminution des autres achats, principalement due aux réductions de coûts réalisées ainsi qu'à des décalages temporaires dans la réalisation de projets informatiques.

En **Allemagne**, les autres consommations externes s'établissent à 562 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en baisse de 1,6 %. L'effet périmètre est favorable de 67 millions d'euros. Hors cet effet, ces charges sont en hausse de 58 millions d'euros, soit +10,2 %.

Dans le **Reste de l'Europe**, les autres consommations externes s'établissent à 413 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en augmentation de 27 millions d'euros (soit +7,1 %) par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma. Cette croissance est principalement due au développement du chiffre d'affaires de EnXco (+44 millions d'euros) et partiellement compensée par la baisse des coûts de Fenice.

Dans le **Reste du monde**, les autres consommations externes s'établissent à 83 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en augmentation de 10 millions d'euros (soit +14,5 %) par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma.

5.3.5.4 Charges de personnel

Les charges de personnel s'établissent à 4 661 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en augmentation de 149 millions d'euros (soit +3,3 %) par rapport au 1^{er} semestre 2004 et en diminution de 4 millions d'euros par rapport au 1^{er} semestre 2004 pro forma (soit -0,1 %). L'évolution des charges de personnel se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA	1 ^{ER} SEMESTRE 2004	VARIATIONS		VARIATIONS	
				05/04 PRO FORMA	05/04 PRO FORMA (%)	05/04	05/04 (%)
France	(3 671)	(3 671)	(3 518)	–	– %	(153)	4,3 %
Royaume-Uni	(282)	(290)	(290)	8	(2,7)%	8	(2,7)%
Allemagne	(268)	(290)	(290)	22	(7,4)%	22	(7,4)%
Reste de l'Europe	(385)	(366)	(366)	(19)	5,1 %	(19)	5,1 %
Reste du monde	(55)	(48)	(48)	(7)	14,9 %	(7)	14,9 %
Total Groupe	(4 661)	(4 665)	(4 512)	4	(0,1)%	(149)	3,3 %

En **France**, les charges de personnel s'établissent à 3 671 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en hausse de 153 millions d'euros (soit +4,3 %) par rapport au 1^{er} semestre 2004, et sont stables par rapport à leur niveau au 1^{er} semestre 2004 pro forma.

L'augmentation de 153 millions d'euros entre le 1^{er} semestre 2004 et le 1^{er} semestre 2005 s'explique par l'impact de la réforme de financement des retraites dans le cadre de la loi du 9 août 2004 (complément d'information en Note 3.2.2.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 1^{er} semestre 2005).

La stabilité du niveau des charges de personnel entre le 1^{er} semestre 2005 et le 1^{er} semestre 2004 pro forma résulte principalement d'efforts de productivité et de la diminution des dotations nettes aux provisions suite à la constitution en 2004 de provisions pour litiges avec des organismes sociaux. Ces diminutions sont compensées par l'augmentation de la masse salariale dont l'effet de la prime compensatoire versée dans le cadre de la réforme du financement du régime des retraites décrite à la section 5.1.2.2.1 du Document de Base.

Au **Royaume-Uni**, les charges de personnel s'établissent à 282 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en diminution de 8 millions d'euros, soit -2,7 % par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma. Hors effet de change et effet de périmètre, ces charges sont stables.

En **Allemagne**, la contribution de EnBW aux charges de personnel s'établit à 268 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en diminution de 22 millions d'euros (soit -7,4 %) par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma. L'effet périmètre est favorable à hauteur de 25 millions d'euros dont 41 millions d'euros au titre des activités cédées en 2004. Hors effet de périmètre, les charges de personnel sont stables.

Dans le **Reste de l'Europe**, les charges de personnel s'établissent à 385 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en augmentation de 19 millions d'euros (soit +5,1 %) par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma. Hors effet de change sur la monnaie hongroise, la principale hausse provient de Dalkia.

Dans le **Reste du monde**, les charges de personnel s'établissent à 55 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en augmentation de 7 millions d'euros (soit +14,9 %) par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma du fait d'augmentations de salaires au Brésil et en Argentine.

5.3.5.5 Impôts et taxes

Les impôts et taxes, hors impôts sur les sociétés, s'établissent à 1 536 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en augmentation de 128 millions d'euros (soit +9,1 %) par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma.

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA	1 ^{ER} SEMESTRE 2004	VARIATIONS		VARIATIONS	
				05/04 PRO FORMA	05/04 PRO FORMA (%)	05/04	05/04 (%)
France — Taxe professionnelle	(595)	(570)	(570)	(25)	4,4 %	(25)	4,4 %
France — autres taxes	(784)	(693)	(693)	(91)	13,1 %	(91)	13,1 %
Autres — hors France	(157)	(145)	(145)	(12)	8,3 %	(12)	8,3 %
Impôts et taxes	(1 536)	(1 408)	(1 408)	(128)	9,1 %	(128)	9,1 %

Les **autres taxes** augmentent de 91 millions d'euros en France, principalement du fait de l'assujettissement d'EDF à la contribution Organic dont elle est redevable depuis sa transformation en société anonyme en novembre 2004, de l'augmentation de la taxe sur les voies navigables suite à la hausse du prix du m³ d'eau.

L'évolution des impôts et taxes se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA	1 ^{ER} SEMESTRE 2004	VARIATIONS		VARIATIONS	
				05/04 PRO FORMA	05/04 PRO FORMA (%)	05/04	05/04 (%)
France	(1 379)	(1 263)	(1 263)	(116)	9,2 %	(116)	9,2 %
Royaume-Uni	(58)	(58)	(58)	—	(0,3)%	—	(0,3)%
Allemagne	(1)	(10)	(10)	9	(87,1)%	9	(87,1)%
Reste de l'Europe	(89)	(74)	(74)	(15)	21,2 %	(15)	21,2 %
Reste du monde	(9)	(3)	(3)	(6)	n.s.	(6)	n.s.
Total Groupe	(1 536)	(1 408)	(1 408)	(128)	9,1 %	(128)	9,1 %

5.3.5.6 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'établissent à 435 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en diminution de 6 millions d'euros (soit -1,2 %) par rapport au 1^{er} semestre 2004 et de 46 millions d'euros par rapport au 1^{er} semestre 2004 pro forma (soit -9,6 %).

Les autres produits et charges opérationnels se décomposent de la façon suivante :

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA	1 ^{ER} SEMESTRE 2004	VARIATIONS		VARIATIONS	
				05/04 PRO FORMA	05/04 PRO FORMA (%)	05/04	05/04 (%)
Subventions d'exploitation(1)	812	962	962	(150)	(15,6)%	(150)	(15,6)%
Dotations/immobilisations en concessions(2)	(282)	(302)	(342)	20	(6,6)%	60	(17,5)%
Résultat de déconsolidation	78	—	—	78	n.s.	78	n.s.
Résultat de cession d'immobilisations	21	72	72	(51)	(70,8)%	(51)	(70,8)%
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants	(28)	(70)	(70)	42	(60,0)%	42	(60,0)%
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges	—	(22)	(22)	22	n.s.	22	n.s.
Autres	(166)	(159)	(159)	(7)	4,4 %	(7)	4,4 %
Autres produits et charges opérationnels	435	481	441	(46)	(9,6)%	(6)	(1,2)%

(1) Les subventions d'exploitation comprennent essentiellement les montants dus à EDF au titre de la compensation des charges imputables aux missions de service public.

(2) Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concessions.

Les autres produits et charges opérationnels se répartissent géographiquement de la façon suivante :

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA	1 ^{ER} SEMESTRE 2004	VARIATIONS		VARIATIONS	
				05/04 PRO FORMA	05/04 PRO FORMA (%)	05/04	05/04 (%)
France	439	569	529	(130)	(22,8)%	(90)	(16,9)%
Royaume-Uni	(31)	12	12	(43)	n.s.	(43)	n.s.
Allemagne	(4)	(64)	(64)	60	(93,8)%	60	(93,8)%
Reste de l'Europe	126	9	9	117	n.s.	117	n.s.
Reste du monde	(95)	(45)	(45)	(50)	n.s.	(50)	n.s.
Total Groupe	435	481	441	(46)	(9,6)%	(6)	(1,2)%

En **France**, les autres produits opérationnels proviennent des subventions d'exploitation. La variation entre le 1^{er} semestre 2005 et le 1^{er} semestre 2004 pro forma est principalement due à un complément de subvention de 157 millions d'euros et à une réduction de charges de 36 millions d'euros constatée sur le 1^{er} semestre 2004 chez EDF SA au titre du Fonds de service public de la production d'électricité (FSPPE) en vigueur en 2002.

Au **Royaume-Uni**, les autres produits et charges opérationnels comprennent essentiellement des résultats de cession d'actifs immobilisés pour 11 millions d'euros sur le 1^{er} semestre 2005 contre 33 millions d'euros au 1^{er} semestre 2004 & pro forma, ainsi qu'une charge nette de 20 millions d'euros sur le 1^{er} semestre 2005 au titre des droits d'émission de CO₂.

En **Allemagne**, les autres produits et charges opérationnels s'établissent à -4 millions d'euros, en amélioration de 60 millions d'euros par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma. L'essentiel de cette variation provient de la diminution des provisions nettes d'exploitation.

L'amélioration des autres produits et charges opérationnels dans le **Reste de l'Europe** s'explique principalement par des produits de déconsolidation suite à la cession d'une société financière et par des produits de cessions immobilières de sociétés françaises.

Dans le **Reste du monde**, l'augmentation de provisions pour créances au Brésil et en Argentine et la dotation aux provisions pour garantie d'exécution BNDES au Brésil expliquent l'essentiel de la variation.

5.3.5.7 Excédent brut d'exploitation (EBE)

L'EBE s'établit à 7 551 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en diminution de 19 millions d'euros (soit -0,3 %) par rapport au 1^{er} semestre 2004 et en augmentation de 413 millions d'euros (soit +5,8 %) par rapport au 1^{er} semestre 2004 pro forma.

L'EBE se décompose par segment comme suit :

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA	1 ^{ER} SEMESTRE 2004	VARIATIONS		VARIATIONS	
				05/04 PRO FORMA	05/04 PRO FORMA (%)	05/04	05/04 (%)
France	5 210	5 158	5 590	52	1,0 %	(380)	(6,8)%
Royaume-Uni	688	706	706	(18)	(2,5)%	(18)	(2,5)%
Allemagne	549	447	447	102	22,9 %	102	22,9 %
Reste de l'Europe	838	592	592	246	41,6 %	246	41,6 %
Reste du monde	266	235	235	31	12,9 %	31	12,9 %
Total Groupe	7 551	7 138	7 570	413	5,8 %	(19)	(0,3)%

En France, l'EBE s'établit à 5 210 millions d'euros pour le 1^{er} semestre 2005, en baisse de 6,8 % par rapport au 1^{er} semestre 2004 et en augmentation de 1,0 % par rapport au 1^{er} semestre 2004 pro forma. L'écart entre l'EBE du 1^{er} semestre 2004 pro forma et l'EBE du 1^{er} semestre 2004 est de -432 millions d'euros, essentiellement du fait de la prise en compte de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA, pour 319 millions d'euros) et de l'effet de la loi du 9 août 2004 sur les frais de personnel (153 millions d'euros). L'essentiel de la variation provient des Activités régulées et plus particulièrement de la Distribution.

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA	VARIATIONS	
			05/04 PRO FORMA	05/04 PRO FORMA (%)
Activités régulées	2 331	2 163	168	7,8 %
Activités non régulées	2 879	2 995	(116)	(3,9)%
EBE France	5 210	5 158	52	1,0 %

La contribution des **Activités régulées** à l'EBE du Groupe au 1^{er} semestre 2005 s'établit à 2 331 millions d'euros, en augmentation de 168 millions d'euros, soit +7,8 % par rapport au 1^{er} semestre 2004 pro forma. Cette variation est portée par une croissance des volumes, la stabilité des charges de personnel et une diminution des autres achats grâce à la maîtrise des coûts de fonctionnement. Hors l'effet climatique favorable pendant la vague de froid qui a généré un chiffre d'affaires supplémentaire (estimé à environ 50 millions d'euros) sans accroissement notable des charges de transport et de distribution, l'EBE aurait augmenté d'environ 5,5 %.

La contribution des **Activités non régulées** à l'EBE du Groupe au 1^{er} semestre 2005 s'établit à 2 879 millions d'euros, en baisse de 116 millions d'euros par rapport au 1^{er} semestre 2004 pro forma, soit -3,9 %. Cette diminution, malgré la disponibilité du parc nucléaire et la hausse des prix de marchés, est principalement due à l'impact des conditions d'hydraulicité défavorables (soit un impact sur l'EBE d'environ -200 millions d'euros par rapport au 1^{er} semestre 2004, calculé au prix de marché toutes choses étant égales par ailleurs), aux surcoûts d'achats pendant la vague de froid (soit un impact sur l'EBE de -50 millions d'euros toutes choses étant égales par ailleurs), ainsi qu'à l'augmentation des impôts et taxes. Hors les effets climatiques défavorables, l'EBE aurait augmenté d'environ 4,5 %.

Au **Royaume-Uni**, l'EBE de EDF Energy est passé de 706 millions d'euros au 1^{er} semestre 2004 & pro forma à 688 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005 soit une diminution de 2,5 %. Hors effets de périmètre et de change, la croissance de l'EBE liée à l'activité est de +14 millions d'euros, soit +2,0 %, marquée principalement par une hausse significative des prix d'achat de l'énergie ainsi que, dans une moindre mesure, par l'introduction des obligations en matière d'émission de CO₂.

En **Allemagne**, la contribution de EnBW à l'EBE du Groupe est de 549 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005 se comparant à 447 millions d'euros au 1^{er} semestre 2004 & pro forma, en progression de +102 millions d'euros (soit +22,9 %). Les effets de périmètre sont de +6 millions d'euros (activités cédées en 2004, entrée de Gaso et sociétés tchèques notamment) et les effets de l'application des normes IAS 32 et 39 de +21 millions d'euros. Hors ces effets, la progression de l'EBE de EnBW est de +75 millions d'euros (soit +16,9 %).

La contribution du **Reste de l'Europe** à l'EBE du Groupe est de 838 millions d'euros par rapport à 592 millions d'euros au 1^{er} semestre 2004 & pro forma. Cette progression de 246 millions d'euros (soit +41,5 %) s'explique par la progression du résultat de EDF Trading de 61,8 %, de produits de cessions, ainsi que de l'EBE d'Electricité de Strasbourg et de Dalkia.

La contribution du **Reste du monde** à l'EBE du Groupe est de 266 millions d'euros par rapport à 235 millions d'euros au 1^{er} semestre 2004 & pro forma, en progression de 31 millions d'euros (soit +12,9 %).

Les ratios EBE sur chiffre d'affaires sont les suivants :

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA
France	33,6 %	34,8 %
Royaume-Uni	21,3 %	23,1 %
Allemagne	22,3 %	19,2 %
Reste de l'Europe	31,5 %	24,5 %
Reste du monde	19,6 %	23,0 %
Total Groupe	30,0 %	30,2 %

En **France**, le ratio EBE sur chiffre d'affaires est de 33,6 %, en diminution de 1,2 point par rapport au 1^{er} semestre 2004 pro forma. Une partie de cette variation résulte de l'externalisation des achats pour la compensation des pertes électriques du réseau de distribution. Par ailleurs, la faible hydraulicité par rapport au 1^{er} semestre 2004 a un impact défavorable estimé supérieur à un point.

Dans le **Reste du monde**, la réduction du ratio EBE sur chiffre d'affaires par rapport au 1^{er} semestre 2004 est notamment due à la progression des autres charges opérationnelles.

5.3.5.8 Résultat d'exploitation

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA	1 ^{ER} SEMESTRE 2004	VARIATIONS		VARIATIONS	
				05/04 PRO FORMA	05/04 PRO FORMA (%)	05/04	05/04 (%)
Excédent brut d'exploitation	7 551	7 138	7 570	413	5,8 %	(19)	(0,3)%
Dotations aux amortissements	(2 422)	(2 395)	(2 396)	(27)	1,2 %	(26)	1,2 %
Pertes de valeur	—	(254)	(254)	254	n.s.	254	n.s.
Résultat d'exploitation	5 129	4 489	4 920	640	14,2 %	209	4,2 %

Les **dotations aux amortissements** s'établissent à 2 422 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en augmentation de 27 millions d'euros (soit 1,2 %) par rapport au 1^{er} semestre 2004 et en augmentation quasi similaire par rapport au 1^{er} semestre pro forma. Les dotations aux amortissements augmentent en **France** de 45 millions d'euros. Elles sont stables au Royaume-Uni. En **Allemagne**, la contribution de EnBW aux amortissements est en baisse de 17 millions d'euros dont 21 millions du fait de changements de périmètre. Les dotations aux amortissements du **Reste du monde** sont en baisse du fait de la réduction des amortissements de Light suite aux pertes de valeur d'actifs constatées en 2004.

Les **pertes de valeur** sont nulles au 1^{er} semestre 2005. Elles s'élevaient à 254 millions d'euros au 1^{er} semestre 2004.

Le **résultat d'exploitation** s'établit à 5 129 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en augmentation de 209 millions d'euros (soit +4,2 %) par rapport au 1^{er} semestre 2004 et de 640 millions d'euros (soit +14,2 %) par rapport au 1^{er} semestre 2004 pro forma.

L'évolution du résultat d'exploitation se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA	1 ^{ER} SEMESTRE 2004	VARIATIONS		VARIATIONS	
				05/04 PRO FORMA	05/04 PRO FORMA (%)	05/04	05/04 (%)
France	3 431	3 427	3 858	4	0,1 %	(427)	(11,1)%
Royaume-Uni	478	496	496	(18)	(3,7)%	(18)	(3,7)%
Allemagne	380	237	237	143	60,4 %	143	60,4 %
Reste de l'Europe	647	296	296	351	n.s.	351	n.s.
Reste du monde	193	33	33	160	n.s.	160	n.s.
Total Groupe	5 129	4 489	4 920	640	14,2 %	209	4,2 %

En **France**, le résultat d'exploitation s'établit à 3 431 millions d'euros en diminution de 11,1 % par rapport au 1^{er} semestre 2004 et est stable par rapport au 1^{er} semestre 2004 pro forma. L'écart entre le résultat d'exploitation du 1^{er} semestre 2004 pro forma et le résultat d'exploitation du 1^{er} semestre 2004 est de -431 millions d'euros. Il s'explique essentiellement du fait de la prise en compte de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA, pour 319 millions

d'euros) et de l'effet de la loi du 9 août 2004 sur les charges de personnel (153 millions d'euros). La stabilité du résultat d'exploitation par rapport au 1^{er} semestre 2004 pro forma est due à l'augmentation des dotations aux amortissements qui compense l'augmentation de l'EBE. Le ratio résultat d'exploitation/ chiffre d'affaires est également stable à 22,1 %.

Au **Royaume-Uni**, le résultat d'exploitation diminue de 18 millions d'euros, dont -15 millions d'euros d'effet périmètre et -8 millions d'euros d'effet change. Hors effets de périmètre et de change, le résultat d'exploitation est en croissance de +1,2 %. Le ratio résultat d'exploitation/chiffre d'affaires passe de 16,3 % à 14,8 % sous l'effet de la hausse des prix d'achats de combustibles et d'énergie et de leur impact sur le chiffre d'affaires.

En **Allemagne**, le résultat d'exploitation de EnBW progresse de 143 millions d'euros dont 102 millions d'euros proviennent de la progression de l'EBE et 17 millions d'euros de la réduction des dotations aux amortissements. En excluant l'effet périmètre et l'effet des normes, le résultat d'exploitation de EnBW augmente de +40,6 %. Le ratio résultat d'exploitation/ chiffre d'affaires progresse de 10,2 % à 15,4 %.

Dans le **Reste de l'Europe**, le résultat d'exploitation augmente de 351 millions d'euros par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma principalement du fait de la croissance de l'EBE de 246 millions d'euros et de la constatation de pertes de valeur en 2004.

Dans le **Reste du monde**, le résultat d'exploitation augmente de 160 millions d'euros par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma principalement du fait de la constatation de pertes de valeur au Mexique en 2004.

5.3.5.9 Résultat financier

Le résultat financier du Groupe s'établit à (1 809) millions d'euros à fin juin 2005 en amélioration de +982 millions d'euros (+35,2 %) par rapport au 1^{er} semestre 2004 et en diminution de 206 millions d'euros (-12,8 %) par rapport au 1^{er} semestre 2004 pro forma.

L'écart de 1 187 millions d'euros entre le 1^{er} semestre 2004 et le 1^{er} semestre 2004 pro forma provient des charges d'actualisation des provisions pour avantages du personnel en France (1 233 millions d'euros au 1^{er} semestre 2004) dans le cadre de la réforme du régime de financement des retraites des IEG suite à la loi du 9 août 2004 (voir paragraphe 5.7.2.1 du Chapitre V du Document de Base).

L'augmentation de 206 millions d'euros de la charge financière pour le Groupe entre le 1^{er} semestre 2004 pro forma et le 1^{er} semestre 2005 est principalement due à la diminution des autres produits financiers (318 millions d'euros), partiellement compensée par la diminution du coût de l'endettement financier but (139 millions d'euros).

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA	1 ^{ER} SEMESTRE 2004	VARIATIONS		VARIATIONS	
				05/04 PRO FORMA	05/04 PRO FORMA (%)	05/04	05/04 (%)
Coût de l'endettement financier brut	(679)	(818)	(818)	139	(17,0)%	139	(17,0)%
Charges d'actualisation	(1 240)	(1 213)	(2 450)	(27)	2,2 %	1 210	(49,4)%
Autres produits & charges financiers	110	428	478	(318)	(74,3)%	(368)	(76,9)%
Total Groupe	(1 809)	(1 603)	(2 790)	(206)	12,8 %	981	(35,2)%

La diminution du coût de l'endettement financier brut (139 millions d'euros) provient principalement de l'amélioration du résultat net de change sur endettement au Brésil pour 144 millions d'euros.

Les autres produits et charges financiers diminuent de 318 millions d'euros du fait principalement de la constatation d'une provision de 481 millions d'euros dans le cadre de la perspective de l'offre publique d'achat sur Edison.

L'évolution du résultat financier se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA	1 ^{ER} SEMESTRE 2004	VARIATIONS		VARIATIONS	
				05/04 PRO FORMA	05/04 PRO FORMA (%)	05/04	05/04 (%)
France	(1 365)	(1 122)	(2 310)	(243)	21,6 %	945	(40,9)%
Royaume-Uni	(162)	(158)	(158)	(4)	2,5 %	(4)	2,5 %
Allemagne	(84)	(64)	(64)	(20)	31,1 %	(20)	31,1 %
Reste de l'Europe	(140)	(35)	(35)	(105)	n.s.	(105)	n.s.
Reste du monde	(58)	(224)	(223)	166	(74,1)%	165	(74,0)%
Total Groupe	(1 809)	(1 603)	(2 790)	(206)	12,8 %	981	(35,2)%

En **France**, l'augmentation de la charge financière, de + 243 millions d'euros (soit +21,6 %), est principalement due à la constitution de la provision de 481 millions d'euros sur Edison, partiellement compensée par :

- la variation positive de juste valeur de valeurs financières et d'instruments financiers de couverture des actifs internationaux pour 247 millions d'euros ;
- la diminution du coût de l'endettement brut pour 19 millions d'euros.

Au **Royaume-Uni**, l'augmentation de la charge financière (soit +2,5 %) est due à la hausse du coût de l'endettement financier brut.

En **Allemagne**, la diminution de la charge financière est directement liée à la baisse de l'endettement net.

Dans le **Reste de l'Europe**, la variation de valeur des swaps de couvertures des actifs internationaux détenus par EDF International constitue l'essentiel de l'augmentation de 105 millions d'euros de la charge financière.

Dans le **Reste du monde**, l'amélioration du résultat de change en Amérique du Sud (Brésil +144 millions d'euros et Argentine +17 millions d'euros) en raison de la forte appréciation, au cours du 1^{er} semestre 2005, du real brésilien contre l'euro et le dollar US, et du peso argentin contre le dollar US, contribue à l'amélioration du résultat financier par rapport au 1^{er} semestre 2004 qui avait connu une dépréciation de ces devises.

5.3.5.10 Impôts sur les résultats

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA	1 ^{ER} SEMESTRE 2004	VARIATIONS		VARIATIONS	
				05/04 PRO FORMA	05/04 PRO FORMA (%)	05/04	05/04 (%)
Résultat avant impôts	3 320	2 886	2 130	434	15,0 %	1 190	55,9 %
Impôts sur les résultats	(1 386)	(1 217)	(950)	(169)	13,9 %	(436)	45,9 %
Impact net contrôle fiscal	(244)	—	—	(244)	n.s.	(244)	n.s.
Impact Edison	398	—	—	398	n.s.	398	n.s.
Impôts sur les résultats	(1 232)	(1 217)	(950)	(15)	1,2 %	(282)	29,6 %

L'impôt sur les sociétés du semestre résulte de l'application du taux d'impôt prévisionnel de fin d'exercice au résultat avant impôt du 1^{er} semestre 2005 de chacune des entités fiscales. La charge d'impôt ainsi calculée a été complétée des effets fiscaux attendus du contrôle fiscal d'EDF SA et de certaines de ses filiales françaises portant sur les années 2002 et 2003, ainsi que des évolutions du dossier Edison.

Des propositions de rectification ont été reçues le 8 août 2005. Sur cette base, le Groupe est en mesure de procéder à une évaluation du risque et en a tiré les conséquences financières dans ses comptes semestriels. Une dotation aux provisions de 563 millions d'euros a été constatée sur le 1^{er} semestre 2005, en partie compensée par la comptabilisation d'un impôt différé actif de 319 millions d'euros.

Cette dotation correspond au risque maximum (droits et intérêts de retard) résultant de la proposition de rectification adressée à EDF SA pour 514 millions d'euros et des propositions de rectification et de risques fiscaux identifiés se rapportant à quatre filiales françaises pour 64 millions d'euros (voir paragraphe « 5.6 Provisions » du présent Chapitre). Elle complète une provision existante, de 15 millions d'euros, pour couvrir l'ensemble des risques.

Pour EDF SA, le redressement accepté concerne principalement la provision pour dépréciation d'actifs de production (centrales) constatée en 2003 (voir Chapitre V, paragraphe 5.9, Note 1.2.3 du Document de Base, page 394). La décision

d'allonger de 30 à 40 ans la durée d'amortissement des centrales nucléaires s'est traduite par une diminution importante des provisions actualisées pour démantèlement et pour derniers coeurs. En application des recommandations de l'IFRIC, la baisse des provisions s'est traduite par la dépréciation des actifs de contrepartie et, pour le surplus, par la dépréciation des centrales elles-mêmes. Cette dernière dépréciation n'a pas été considérée comme déductible en l'état actuel de la réglementation fiscale. Il en résulte une différence temporaire entre les bases comptable et fiscale, qui a conduit EDF à comptabiliser un impôt différé actif de 319 millions d'euros.

Les autres propositions de rectification se rapportent à des dépenses qui auraient dû être immobilisées et à des excédents de provision non taxés.

Pour EDF SA l'ensemble des rappels d'impôt a été accepté. Pour les filiales, la procédure de redressement contradictoire n'est pas encore terminée.

Par ailleurs, les évolutions sur le dossier Edison ont conduit le Groupe à reconnaître un impôt différé actif de 398 millions d'euros en liaison avec la reconnaissance et la mise en œuvre d'un scénario d'offre publique d'achat.

5.3.5.11 Résultat net part du Groupe

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA	1 ^{ER} SEMESTRE 2004	VARIATIONS		VARIATIONS	
				05/04 PRO FORMA	05/04 PRO FORMA (%)	05/04	05/04 (%)
Résultat avant impôts	3 320	2 886	2 130	434	15,0 %	1 190	55,9 %
Impôts sur les résultats	(1 232)	(1 217)	(950)	(15)	1,2 %	(282)	29,6 %
Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence	120	38	38	82	n.s.	82	n.s.
Résultat net des activités en cours d'abandon	(1)	—	—	(1)	n.s.	(1)	n.s.
Résultat net consolidé	2 207	1 707	1 218	500	29,2 %	989	81,2 %
Dont résultat net part des minoritaires	77	(10)	(10)	87	n.s.	87	n.s.
Dont résultat net part du Groupe	2 130	1 717	1 228	413	23,9 %	902	73,4 %

La quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence s'établit à 120 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en augmentation de 82 millions d'euros par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma. Une perte de valeur de 70 millions d'euros, constatée en 2004, représente l'essentiel de la variation.

Les intérêts minoritaires s'établissent à 77 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en augmentation de 87 millions d'euros par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma dont l'effet favorable d'une perte de valeur de 44 millions d'euros sur le Mexique constatée au 1^{er} semestre 2004.

Le résultat net part du Groupe s'établit à 2 130 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005, en hausse de 73,4 % par rapport au 1^{er} semestre 2004 & pro forma et en hausse de 23,9 % par rapport au 1^{er} semestre 2004 pro forma portée notamment par les activités à l'international. Il se répartit comme suit par segment :

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA	1 ^{ER} SEMESTRE 2004	VARIATIONS		VARIATIONS	
				05/04 PRO FORMA	05/04 PRO FORMA (%)	05/04	05/04 (%)
France	1 300	1 363	874	(63)	(4,7)%	426	48,7 %
Royaume-Uni	235	238	238	(3)	(1,3)%	(3)	(1,3)%
Allemagne	184	124	124	60	48,5 %	60	48,5 %
Reste de l'Europe	318	120	120	198	n.s.	198	n.s.
Reste du monde	93	(128)	(128)	221	n.s.	221	n.s.
Total Groupe	2 130	1 717	1 228	413	23,9 %	902	73,4 %

5.4 Endettement financier net, ressources de financement et situation de trésorerie

Les flux dégagés par le Groupe sur les premiers semestres 2005 et 2004 sont présentés dans le tableau de synthèse ci-dessous :

Flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004	VARIATIONS	
			05/04	05/04 (%)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	3 946	2 929	1 017	34,7 %
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(2 550)	(2 606)	56	2,1 %
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	(949)	(1 228)	279	22,7 %
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	447	(905)	1 352	n.s.
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	3 150	2 497	653	26,2 %
Incidence des variations de change	69	59	10	16,9 %
Reclassements liés à l'application des normes IAS 32/39	670	—	670	n.s.
Produits financiers sur disponibilités et équivalents	62	—	62	n.s.
Incidence des autres reclassements	(10)	13	(23)	n.s.
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	4 388	1 664	2 724	n.s.

L'ensemble de ces éléments de synthèse est détaillé dans les paragraphes suivants.

5.4.1 FLUX DE TRÉSORERIE OPERATIONNELS

5.4.1.1 Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles

Le tableau suivant présente l'évolution des flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles :

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004	VARIATIONS	
			05/04	05/04 (%)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	3 320	2 130	1 190	55,9 %
Pertes de valeurs	—	257	(257)	n.s.
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	3 559	3 844	(285)	(7,4)%
Produits et charges financiers	500	574	(74)	(12,9)%
Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence	51	51	—	n.s.
Plus ou moins-values de cession	(113)	(130)	17	(13,1)%
Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie	(29)	—	(29)	n.s.
Variation du besoin en fonds de roulement	148	(143)	291	n.s.
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	7 436	6 583	853	13,0 %
Frais financiers nets décaissés	(548)	(592)	44	(7,4)%
Impôts sur le résultat payés	877	(1 838)	2 715	n.s.
Versement de la soulte retraite	(3 296)	—	(3 296)	n.s.
Versement Marcoule	(523)	—	(523)	n.s.
Impôt et intérêts payés au titre de la décision de la Commission européenne	—	(1 224)	1 224	n.s.
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	3 946	2 929	1 017	34,7 %

Les flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles au 1^{er} semestre 2005 s'élèvent à 3 946 millions d'euros, en augmentation de 1 017 millions d'euros par rapport au 1^{er} semestre 2004 expliqué principalement par :

- l'amélioration de 853 millions d'euros des flux générés par l'exploitation incluant une amélioration de la variation du besoin en fonds de roulement pour 291 millions d'euros;

- la variation de l'impôt sur le résultat payé pour 2 715 millions d'euros. Elle comprend notamment le paiement en 2004 du solde de la charge d'impôt 2003 relative aux effets des changements de normes 2003 pour 335 millions d'euros, et le remboursement par l'Etat français de l'impôt d'EDF maison-mère pour 1 146 millions d'euros en 2005 au titre de la liquidation de l'impôt sur les sociétés 2004 ;
- un versement de 3 296 millions d'euros a été effectué au titre des contributions exceptionnelles suite à la réforme du régime de financement des retraites ;
- le deuxième des trois versements à effectuer au titre du protocole de démantèlement du site de Marcoule a été réalisé au mois de janvier 2005 pour un montant de 523 millions d'euros ;
- l'impôt et les intérêts payés au titre de la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003 s'élèvent à 1 224 millions d'euros. Il s'agit d'un effet défavorable exceptionnel sur les décaissements de l'année 2004.

5.4.1.2 Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement

Les décaissements de trésorerie nets liés aux activités d'investissements se sont élevés à 2 550 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005 et 2 606 millions d'euros au 1^{er} semestre 2004.

Les flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement se décomposent entre acquisitions et cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles, investissements financiers nets et variations des actifs financiers court terme de la manière suivante :

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004	VARIATIONS	
			05/04	05/04 (%)
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles(1)	(2 154)	(2 240)	86	(3,8)%
Cession d'immobilisations corporelles et incorporelles(2)	162	149	13	8,7 %
Capex nets(3)	(1 992)	(2 091)	99	(4,7)%
Investissements financiers nets(4)	(219)	(395)	176	(44,6)%
Autres variations des actifs financiers(5)	(339)	(120)	(219)	n.s.
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(2 550)	(2 606)	56	2,1 %

- (1) Correspond au poste « Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles » des tableaux de flux de trésorerie consolidés.
- (2) Comprend (i) le poste « Cession d'immobilisations incorporelles et corporelles » des tableaux de flux de trésorerie consolidés et (ii) les variations des créances sur cessions d'immobilisations.
- (3) Dans le cadre du contrôle de ses investissements industriels, le Groupe utilise l'indicateur de Capex nets (« Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles » nettes des cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles) afin de suivre l'évolution de ses investissements au titre des immobilisations corporelles et incorporelles.
- (4) Comprend les (i) investissements en titres consolidés nets des cessions, lesquels sont inclus au sein du poste « Variations de périmètre » des tableaux de flux de trésorerie consolidés, (ii) acquisitions d'immobilisations financières, cessions d'immobilisations financières, et plus / moins value sur actifs financiers court-terme, lesquelles sont incluses au sein du poste « Variations d'actifs financiers » des tableaux de flux de trésorerie consolidés, après exclusion des variations des créances sur cessions d'immobilisations.
- (5) Comprend (i) la trésorerie nette acquise incluse au sein du poste « Variations de périmètre » des tableaux de flux de trésorerie et (ii) la variation nette des actifs disponibles à la vente hors actifs dédiés et des actifs financiers en juste valeur, laquelle est incluse au sein du poste « Variations d'actifs financiers » des tableaux de flux de trésorerie consolidés.

5.4.1.2.1 Acquisitions et cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles

Le montant total des Capex nets du 1^{er} semestre 2005 s'élève à 1 992 millions d'euros, en diminution de 99 millions d'euros par rapport au 1^{er} semestre 2004 (2 091 millions d'euros).

L'évolution sur la période, par segment, des Capex nets du Groupe se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2004	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	VARIATIONS	
			05/04	05/04 (%)
France	(1 273)	(1 301)	28	(2,2)%
Royaume-Uni	(444)	(470)	26	(5,5)%
Allemagne	(26)	(45)	19	(42,5)%
Reste de l'Europe	(116)	(140)	24	(17,1)%
Reste du Monde	(133)	(135)	2	(1,3)%
Capex nets	(1 992)	(2 091)	99	(4,7)%

En France, la répartition des Capex nets par activité est la suivante sur la période :

	1 ^{ER} SEMESTRE 2005		1 ^{ER} SEMESTRE 2004	
	EN MILLIONS D'EUROS	% FRANCE	EN MILLIONS D'EUROS	% FRANCE
Activités régulées	(881)	69,2 %	(891)	68,5 %
Activités non régulées	(392)	30,8 %	(410)	31,5 %
Capex nets France	(1 273)	100 %	(1 301)	100 %

Les Capex nets sont principalement engagés dans les **Activités régulées**. Il s'agit pour l'essentiel des investissements de raccordements, de renouvellement et de renforcement du réseau existant. Au sein des **Activités non régulées**, les activités de production concentrent la plus grande part des investissements qui correspondent essentiellement à la maintenance du parc de production.

Au **Royaume-Uni**, les Capex nets s'élèvent à 444 millions d'euros en diminution de 26 millions d'euros par rapport au 1^{er} semestre 2004, essentiellement réalisés dans les activités de distribution et dans une moindre mesure dans son outil de production afin de se conformer aux nouvelles réglementations sur les rejets gazeux.

En **Allemagne**, la contribution de EnBW aux Capex nets s'élève à 26 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005 en diminution de 19 millions d'euros par rapport au 1^{er} semestre 2004. La baisse des investissements est principalement due à l'effet de périmètre (cessions effectuées dans le cadre du désengagement de EnBW de ses activités non stratégiques) et des mesures de maîtrise des investissements.

Dans le **Reste de l'Europe**, la diminution des Capex nets résulte principalement de l'effet des cessions immobilières.

Dans le **Reste du monde**, les Capex nets sont stables. Les éléments significatifs de variation dans ce segment sont l'achèvement en 2004 de la centrale de Norte Fluminense au Brésil, la mise en service industrielle de Rio Bravo 4 au Mexique, et celle de la centrale de Phu My au Vietnam début 2005.

5.4.1.2.2 Investissements financiers nets

Les investissements financiers nets du 1^{er} semestre 2005 atteignent 219 millions d'euros ; ils comprennent des acquisitions nettes d'actifs dédiés pour 125 millions d'euros et des prêts accordés au personnel pour 83 millions d'euros.

Les investissements financiers nets du 1^{er} semestre 2004 s'élèvent à 395 millions d'euros ; ils intègrent la montée au capital d'EnBW pour 149 millions d'euros, des acquisitions d'actifs dédiés pour 142 millions d'euros et des prêts accordés au personnel pour 107 millions d'euros.

5.4.1.2.3 Autres variations des actifs financiers

Au 1^{er} semestre 2005, la variation des autres actifs financiers se traduit par un investissement net de 339 millions d'euros et reflète principalement les placements de trésorerie effectués par la maison mère.

5.4.1.3 Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement

Les flux de trésorerie nets liés aux activités de financement sur la période se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004	VARIATIONS	
			05/04	05/04 (%)
Emissions d'emprunts	717	4 867	(4 150)	(85,3)%
Remboursements d'emprunts	(1 907)	(5 845)	3 938	(67,4)%
Dividendes versés par la société mère	—	(321)	321	n.s.
Dividendes versés aux minoritaires	(19)	(34)	15	44,1 %
Augmentation de capital en numéraire	173	9	164	n.s.
Augmentation des comptes spécifiques des concessions	71	78	(7)	(9,0)%
Subventions d'investissement	16	18	(2)	(11,1)%
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	(949)	(1 228)	279	22,7 %

Au 1^{er} semestre 2005, les opérations de financement se traduisent par un décaissement net de 949 millions d'euros en diminution de 279 millions d'euros par rapport au 1^{er} semestre 2004. Cette baisse est principalement expliquée par :

- Le décalage au deuxième semestre 2005 du paiement des dividendes (374 millions d'euros) par la société mère.
- La cession par EnBW au 1^{er} semestre 2005 d'actions propres pour 173 millions d'euros.
- Ces mouvements sont compensés par des remboursements nets des émissions d'emprunts de –1 190 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005 en hausse de 212 millions d'euros par rapport au 1^{er} semestre 2004.

5.4.2 ENDETTEMENT FINANCIER NET

La période se caractérise par une diminution de 1 234 millions d'euros de l'endettement financier net du Groupe, qui s'établit à 19 063 millions d'euros au 30 juin 2005, comparé à 20 297 millions d'euros au 1^{er} janvier 2005 après prise en compte des effets des normes IAS 32 et 39. Les principaux événements qui expliquent la variation de l'endettement financier net présenté dans le tableau ci-dessous (614 millions d'euros) sont les suivants :

Effet positif :

- le free cash flow s'élève à 5 773 millions d'euros sur le 1^{er} semestre 2005. Il comprend principalement :
- l'EBE pour 7 551 millions d'euros,
- les Capex nets pour –1 992 millions d'euros,
- le solde de liquidation de l'IS 2004 reçu en 2005 pour 1 146 millions d'euros lié à la déductibilité de la soulte retraite en 2004 et aux acomptes versés en 2004.

Effets négatifs :

- le paiement des soultes retraite (–3 296 millions d'euros) et nucléaire (–523 millions d'euros),
- l'effet de change pour –979 millions d'euros suite à l'appréciation par rapport à l'euro de la livre sterling, du dollar américain et du real brésilien au 1^{er} semestre 2005,
- l'application des normes IAS 32 et 39 pour –622 millions d'euros suite à un changement de méthode de comptabilisation par EDF Energy de ses créances titrisées (–454 millions d'euros), à la réévaluation de l'emprunt Creys Malville (+206 millions d'euros), et au changement de comptabilisation d'instruments dérivés de couverture.

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

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004	ANNÉE 2004
Excédent brut d'exploitation	7 551	7 570	13 417
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(220)	(758)	(1 469)
Dividendes reçus des sociétés mises en équivalence	51	51	90
Variation du besoin en fonds de roulement net	148	(143)	473
Autres éléments(1)	(94)	(137)	(149)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	7 436	6 583	12 362
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles, nettes des cessions	(1 992)	(2 091)	(4 557)
Frais financiers nets décaissés	(548)	(592)	(1 096)
Impôt sur le résultat payé(2)	877	(1 838)	(2 047)
Impôt et intérêts payés au titre de la décision de la Commission européenne		(1 224)	(1 224)
Free cash flow(3)	5 773	838	3 438
Investissements financiers(4)	(219)	(395)	400
Dividendes versés	(19)	(355)	(367)
Augmentation de capital et variation des autres fonds propres	260	105	248
Versement soulte retraite	(3 296)		
Versement Marcoule	(523)		
Autres variations(5)	79	13	0
Diminution de l'endettement financier net, hors effets de périmètre, de change et de méthode comptable	2 055	206	3 719
Effet de la variation du périmètre	223	22	601
Effet de la variation de change	(979)	(533)	58
Effet de la variation des méthodes comptables(6)	(622)	—	—
Autres variations non monétaires(7)	(63)	(12)	(20)
(Augmentation) / Diminution de l'endettement financier net	614	(317)	4 358
Endettement financier net ouverture	19 677	24 035	24 035
Endettement financier net clôture	19 063	24 352	19 677

- (1) Correspond principalement au retraitement de la variation des provisions sur actifs circulants (essentiellement provisions sur stocks et créances clients) non pris en compte dans la variation du besoin en fonds de roulement net.
- (2) Comprend notamment le paiement en 2004 de la charge d'impôt 2003 relative aux effets des changements de normes réalisés en 2003 pour 335 millions d'euros et le solde positif de liquidation de l'impôt d'EDF maison-mère lié au paiement des soultes retraites soit 1 146 millions d'euros en 2005.
- (3) Correspond aux flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles après prise en compte des Capex nets. Voir paragraphe 5.4.1.2.1 du présent Chapitre.
- (4) Voir le paragraphe 5.4.1.2.2 du présent Chapitre.
- (5) Principalement variation des intérêts courus sur la dette.
- (6) Effet de l'application au 01/01/2005 des normes IAS 32 et 39 sur la dette nette du Groupe.
- (7) Correspond principalement aux reclassements comptables qui ont un impact sur les comptes qui composent la dette nette.

Le *cash flow opérationnel* s'élève à 6 471 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005 et à 4 631 millions d'euros au 1^{er} semestre 2004, soit +39,7 %. A effet d'impôt constant en 2004 et 2005, cette croissance serait de 13,1 %.

Le « *cash flow opérationnel* » ou « *funds from operation (FFO)* » est un indicateur utilisé par EDF, qui vise à évaluer la capacité du groupe à générer de la trésorerie disponible. Cet indicateur est égal aux flux de trésorerie nets générés par l'exploitation hors variation du besoin en fonds de roulement, diminué des frais financiers nets décaissés et de l'impôt sur le résultat payé, corrigés des effets non récurrents de l'impôt (335 millions d'euros au 1^{er} semestre 2004 et -1 146 millions d'euros au 1^{er} semestre 2005).

La variation de la contribution à l'endettement financier net du Groupe et de ses principales filiales est présentée ci-dessous :

(en millions d'euros)	30 JUIN 2005	31 DÉCEMBRE 2004	VARIATIONS	
			05/04	05/04 (%)
EDF	7 908	8 740	(832)	(9,5)%
EDF Energy	5 905	5 083	822	16,2 %
EnBW(1)	1 362	1 896	(534)	(28,2)%
Groupe Light	1 317	1 205	112	9,3 %
Edenor & EASA	459	392	67	17,1 %

(1) Contribution de EnBW à l'endettement financier net du Groupe.

EDF, EDF Energy, EnBW et Light contribuent respectivement à hauteur 41 %, 31 %, 7 % et 7 % à l'endettement financier net du Groupe au 30 juin 2005.

En France, au cours du 1^{er} semestre 2005, la diminution de la dette a été portée principalement par un free cash flow de 5 088 millions d'euros, le paiement de soultes retraites et Marcoule pour 3 819 millions d'euros, un effet de conversion sur les emprunts obligataires en devises de 330 millions d'euros et un effet des normes IAS 32 et 39 de 131 millions d'euros.

Au Royaume-Uni, l'accroissement de la dette au cours du 1^{er} semestre 2005 a été porté par un effet change significatif de 236 millions d'euros et le reclassement d'actifs titrisés pour 454 millions d'euros au 1^{er} janvier 2005. En 2004, les créances titrisées ont été sorties de l'actif en contrepartie de la trésorerie reçue. Au 1^{er} semestre 2005, l'application de la norme IAS 39 a conduit à réintégrer ces créances au bilan, avec pour contrepartie une dette financière équivalente.

En Allemagne, le 1^{er} semestre 2005 a été marqué par la poursuite du désendettement de EnBW.

La diminution de l'endettement financier net du Groupe traduit la combinaison de la diminution des emprunts et dettes financières diverses et de l'augmentation de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et des actifs financiers à court terme, telles que présentées ci-dessous :

(en millions d'euros)	30 JUIN 2005	31 DÉCEMBRE 2004	VARIATIONS	
			05/04	05/04 (%)
Emprunts et dettes financières	25 683	25 787	(104)	(0,4)%
Dérivés de couvertures des dettes	313	—	313	n.s.
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(4 388)	(3 150)	(1 238)	39,3 %
Actifs financiers à court terme	—	(2 960)	2 960	n.s.
Actifs liquides	(2 545)	—	(2 545)	n.s.
Endettement financier net	19 063	19 677	(614)	(3,1)%

5.5 Gestion des risques

Les tableaux et commentaires ci-après actualisent et complètent les paragraphes 5.3.4 du Chapitre V du Document de Base ainsi que la Note 22 — Passifs financiers courants et non courants et la Note 23 — Instruments financiers dérivés de l'annexe aux comptes consolidés du 1^{er} semestre 2005.

5.5.1 POSITION DE LIQUIDITE, GESTION DU RISQUE DE LIQUIDITE ET NOTATION

Position de liquidité

Au 30 juin 2005, compte-tenu des disponibilités, quasi-disponibilités et valeurs mobilières de placement s'élevant à 6,9 milliards d'euros et des lignes de crédit non tirées s'élevant à 8,6 milliards d'euros, la position de liquidité du Groupe est de l'ordre de 15,5 milliards d'euros.

Au 5 septembre 2005, date du Conseil d'administration ayant approuvé les comptes du 1^{er} semestre 2005, ni EDF, ni EDF Energy, ni EnBW, ni EDF Trading ni aucune autre filiale significative du Groupe (à l'exception d'Edenor, voir paragraphe 6.2.1.2 du Chapitre IV du Document de Base et paragraphe 3.5 du Chapitre IV de l'actualisation du Document de Base — et de Light — voir paragraphe 6.2.2.2 du Chapitre IV du Document de Base et paragraphes 3.6 du Chapitre IV et 5.2.2.4 du Chapitre V de l'actualisation du Document de Base), n'ont fait l'objet d'un cas de défaut ayant un impact significatif, au titre de l'un de leurs emprunts.

Gestion du risque de liquidité

Au 1^{er} semestre 2005, le montant des échéances de dettes brutes du Groupe à long et court terme après swaps sur la base des taux et cours de change en vigueur est le suivant :

(en millions d'euros)	EMPRUNTS OBLIGATAIRES	EMPRUNTS AUPRES DES ETABLISSEMENTS DE CREDITS	AUTRES DETTES FINANCIERES	EMPRUNTS LIES AUX BIENS PRIS EN LOCATION FINANCEMENT	INTERETS COURUS	TOTAL
A moins de un an	821	1 043	2 398	9	533	4 804
Entre un et cinq ans	6 859	1 912	319	157	7	9 254
A plus de cinq ans	9 497	1 661	314	134	19	11 625
Total	17 177	4 616	3 031	300	559	25 683

Les emprunts du Groupe supérieurs à un milliard d'euros sont inchangés entre le 31 décembre 2004 et le 30 juin 2005. Au 30 juin 2005, les crédits syndiqués d'EDF, d'EDF Energy, d'EnBW et d'EDF Trading ne faisaient pas l'objet de tirages.

5.5.2 RISQUE DE CHANGE

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette après couverture par devise au 30 juin 2005 se décompose de la façon suivante : 42 % en euros, 36 % en livres sterling, 13 % en dollars US, le solde (9 %) incluant le franc suisse, le florin hongrois, le zloty polonais, le réal brésilien et le yen japonais. L'augmentation de la part de la dette en livres sterling depuis le 31 décembre 2004 est essentiellement due à l'évolution du taux de change de cette devise entre ces deux dates.

(en millions d'euros)	30 JUIN 2005				31 DECEMBRE 2004			
	STRUCTURE INITIALE DE LA DETTE	INCIDENCE DES INSTRUMENTS DE COUVERTURE	STRUCTURE DE LA DETTE APRES COUVERTURE	% DE LA DETTE	STRUCTURE INITIALE DE LA DETTE	INCIDENCE DES INSTRUMENTS DE COUVERTURE	STRUCTURE DE LA DETTE APRES COUVERTURE	% DE LA DETTE
Euro (EUR)	14 032	(3 155)	10 877	42,4 %	14 187	(2 265)	11 921	46,2 %
Dollar américain (USD)	3 772	(382)	3 390	13,2 %	3 739	(1 458)	2 280	8,8 %
Livre sterling (GBP)	6 006	3 243	9 249	36,0 %	5 477	3 483	8 961	34,8 %
Autres(1)	1 873	294	2 167	8,4 %	2 269	355	2 625	10,2 %
Total des emprunts	25 683	—	25 683	100 %	25 672	115	25 787	100 %

- (1) Au 1^{er} semestre 2005, le poste « Autres » se répartit principalement en reals brésiliens, en francs suisses, en yens japonais, en florins hongrois, et en zlotys polonais.

Le tableau ci-dessous présente l'impact d'une variation défavorable des taux de change sur la dette brute du Groupe au 30 juin 2005 :

(en millions d'euros)	DETTE APRES INSTRUMENTS DE COUVERTURE CONVERTIE EN EUROS	IMPACT D'UNE VARIATION DE 10 % DU TAUX DE CHANGE	DETTE APRES VARIATION DE 10 % DU TAUX DE CHANGE
EUR	10 877	—	10 877
USD	3 390	339	3 729
GBP	9 249	925	10 174
Autres	2 167	217	2 384
Total	25 683	1 481	27 164

Le tableau ci-dessous présente la position de change liée aux investissements nets (hors exploitation) en devises des principales filiales du Groupe au 30 juin 2005 :

(en millions de devises)	ACTIF(1)	EMPRUNTS OBLIGATAIRES	DERIVES	POSITION NETTE APRES GESTION (ACTIF)
USD	305		400	(95)
CHF (Suisse)	474		432	42
HUF (Hongrie)	52 429		54 478	(2 049)
PLN (Pologne)	1 780		629	1 151
GBP (Grande-Bretagne)	3 267	754	2 187	326
ARS (Argentine)	(483)			(484)
BRL (Brésil)	(1 912)			(1 912)
SKK (Slovaquie)	6 944			6 944

(1) L'actif représente les actifs nets des filiales étrangères du Groupe.

Le tableau ci-dessous présente le risque de perte de change sur la position nette globale liée aux investissements nets (hors exploitation) en devises des principales filiales du Groupe au 30 juin 2005 du fait d'une hypothèse d'évolution défavorable et uniforme de 10 % du taux de change euro contre devise :

(en millions d'euros)	POSITION NETTE EN DEVISES CONVERTIE EN EUROS	IMPACT D'UNE VARIATION DE 10 % DU COURS DE CHANGE	POSITION NETTE CONVERTIE EN EUROS APRES IMPACT
USD	(79)	(8)	(87)
CHF (Suisse)	27	3	24
HUF (Hongrie)	(8)	(1)	(9)
PLN (Pologne)	285	28	256
GBP (Grande-Bretagne)	483	48	435
ARS (Argentine)	(138)	(14)	(152)
BRL (Brésil)	(677)	(68)	(745)
SKK (Slovaquie)	181	18	163

Le tableau ci-dessous présente le calcul d'une VAR change pour un intervalle de confiance de 95 % et sur un horizon de un an sur la position de change liée aux investissements nets (hors exploitation) en devises dans les principales filiales du Groupe au 1^{er} semestre 2005 :

(en millions d'euros)	VAR CHANGE 95 % UN AN
USD	8
CHF (Suisse)	1
HUF (Hongrie)	1
PLN (Pologne)	27
GBP (Grande-Bretagne)	33
ARS (Argentine)	16
BRL (Brésil)	93
SKK (Slovaquie)	8

5.5.3 RISQUE DE TAUX D'INTERET

Au 30 juin 2005, la dette brute du Groupe après instruments de couverture se répartit en 61 % à taux fixe et 39 % à taux variable.

Le tableau ci-dessous présente la structure de la dette du Groupe et l'incidence des opérations de couverture sur cette structure au 1^{er} semestre 2005 et au 31 décembre 2004 :

(en millions d'euros)	30 JUIN 2005			31 DECEMBRE 2004		
	STRUCTURE INITIALE DE LA DETTE	INCIDENCES DES INSTRUMENTS DE COUVERTURE	STRUCTURE DE LA DETTE APRES COUVERTURE	STRUCTURE INITIALE DE LA DETTE	INCIDENCES DES INSTRUMENTS DE COUVERTURE	STRUCTURE DE LA DETTE APRES COUVERTURE
A taux fixe	18 565	(2 808)	15 757	19 056	(3 334)	15 722
A taux variable	7 118	2 808	9 926	6 616	3 449	10 065
Total des emprunts	25 683	—	25 683	25 672	115	25 787

Sur la base de la dette brute après instruments de couverture au 30 juin 2005, une augmentation des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières de 82 millions d'euros.

La volatilité du résultat financier d'EDF par rapport à sa prévision initiale, au titre des emprunts et instruments hors bilan à taux variable de maturité supérieure à un an à l'origine et en raison d'une évolution des taux d'intérêt, est mesurée par un calcul d'EaR (Earning at Risk). Ce calcul a été effectué au 30 juin avec un intervalle de confiance de 95 % et sur un horizon de un mois. Il fait apparaître un risque d'évolution défavorable du résultat financier d'EDF par rapport à sa prévision initiale nul sur l'année 2005 et de 23,9 millions d'euros en cumul sur les années ultérieures avec un maximum de 10,8 millions d'euros sur une année.

5.6 Provisions

Le tableau ci-dessous présente la situation des provisions au 30 juin 2005 et au 31 décembre 2004 :

(en millions d'euros)	30 JUIN 2005	31 DECEMBRE 2004
<i>Provisions pour retraitement du combustible nucléaire</i>	10 338	10 408
<i>Provisions pour évacuation et stockage des déchets radioactifs</i>	4 154	3 904
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	14 492	14 312
<i>Provisions pour déconstruction des centrales</i>	11 206	10 997
<i>Provisions pour dépréciation des derniers cœurs</i>	1 604	1 641
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	12 810	12 638
<i>Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi</i>	14 366	14 135
<i>Provisions autres avantages à long terme du personnel</i>	389	369
Provisions pour avantages du personnel	14 755	14 504
Autres provisions	4 172	4 551
Total des provisions	46 229	46 005

Au 1^{er} janvier 2005, l'impact des normes IAS 32 et 39 s'élève à 1 250 millions d'euros sur le poste « Autres provisions ». La provision pour risques sur les engagements de rachat d'actions relatifs aux options d'achat et de vente de titres IEB et Edison et la provision pour dépréciation des titres IEB ont été reclassées en passif financier dans la rubrique « Juste valeur négative des dérivés de transaction » à hauteur de 1 227 millions d'euros. Ce reclassement est compensé par une dotation aux provisions de 481 millions d'euros dans la perspective d'une offre publique d'achat sur Edison, ainsi qu'une dotation aux provisions de 563 millions d'euros relatif au contrôle fiscal de EDF SA et de certaines de ses filiales françaises portant sur les exercices 2002 et 2003 (voir paragraphe 5.3.5.10 « Impôts sur les résultats » du présent Chapitre).

Les éléments constitutifs des provisions et leurs variations sont détaillés dans la Note 20 de l'annexe aux comptes consolidés du 1^{er} semestre 2005, notamment sur les provisions pour retraitement du combustible nucléaire (Note 20.2.1) et les provisions pour évacuation et stockage des déchets radioactifs (Note 20.2.2).

5.7 Engagements hors bilan donnés du Groupe

5.7.1 ENGAGEMENTS DONNES LIES A L'EXPLOITATION, AU FINANCEMENT ET AUX INVESTISSEMENTS

Les engagements hors bilan donnés du Groupe au 1^{er} semestre 2005 sont détaillés ci-dessous :

(en millions d'euros)	TOTAL	ECHEANCES		
		A MOINS D'UN AN	DE UN A CINQ ANS	A PLUS DE CINQ ANS
Engagements liés à l'exploitation(1)	9 990	3 386	4 852	1 752
dont Garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission	1 060	154	826	80
dont Engagements sur contrats commerciaux	198	—	—	198
dont Engagements sur commandes d'exploitation et d'immobilisations	3 972	2 138	1 636	198
dont Autres engagements liés à l'exploitation	4 760	1 094	2 390	1 276
Engagements liés au financement	3 084	1 588	481	1 015
dont Garanties sur emprunts	2 979	1 502	474	1 003
dont Autres engagements liés au financement	105	86	7	12
Engagements liés aux investissements	7 872	6 869	948	55
dont Engagements d'acquisition et de cession de titres	7 713	6 846	852	15
dont Autres engagements liés aux investissements	159	23	96	40

(1) Hors matières premières et énergie. Voir paragraphe 5.5.2 du présent Chapitre.

Les **Engagements donnés liés à l'exploitation** qui s'établissent à 9 990 millions d'euros comprennent les garanties de bonne exécution, de bonne fin et de soumission, les engagements sur contrats commerciaux, les engagements sur commandes d'exploitation et d'immobilisations (hors matières premières et énergie) et les autres engagements liés à l'exploitation. Ces engagements sont présentés dans la Note 25.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés du 1^{er} semestre 2005.

Les **Engagements donnés liés au financement** qui s'établissent à 3 084 millions d'euros comprennent les garanties sur emprunts et les autres engagements liés au financement. Ces engagements incluent notamment une garantie accordée par EDF à un emprunt obligataire émis par Itالenergia Bis et sont présentés dans la Note 25.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 1^{er} semestre 2005. Les garanties sur emprunts sont détaillées dans le tableau ci-après :

(en millions d'euros)	TOTAL	A MOINS D'UN AN	DE UN A CINQ ANS	A PLUS DE CINQ ANS	% DU BILAN
Garanties sur emprunts	2 979	1 502	474	1 003	1,9 %
Dont nantissements et hypothèques(1)	985	145	59	781	0,6 %
Dont garanties emprunt obligataire(2)	1 140	1 140	—	—	0,7 %
Dont autres garanties bancaires	854	217	415	222	0,6 %
Autres	105	86	7	12	0,1 %

(1) Les nantissements et hypothèques concernent principalement les Independent Power Producers (IPP) et des centrales de cogénération.

(2) Cette garantie est accordée sur les titres IEB.

Les **Engagements donnés liés aux investissements** qui s'établissent à 7 872 millions d'euros comprennent les engagements d'acquisition et cession de titres (principalement Itالenergia Bis/ Edison, OEW, EDF International, EnBW, EDF Energies Nouvelles et Dalkia) et les autres engagements relatifs aux investissements (s'établissant à 159 millions d'euros). Ces engagements sont présentés dans la Note 25.1.3 de l'annexe aux comptes consolidés du 1^{er} semestre 2005. En ce qui concerne Itالenergia Bis/Edison, la position du Groupe à la date du présent document est précisée au paragraphe 5.2.2.5 du présent Chapitre.

A la connaissance de la Société, il n'existe pas, à la date d'arrêté des comptes du 1^{er} semestre 2005, d'engagements donnés hors-bilan significatifs autres que ceux décrits ci-dessus.

5.7.2 ENGAGEMENTS D'ACHAT DE MATIERES PREMIERES, DE COMBUSTIBLE, D'ENERGIE ET DE GAZ

Le Groupe a souscrit des engagements d'achat de matières premières, de combustible, d'énergie et de gaz, principalement des contrats d'achats à long terme passés avec un certain nombre de producteurs d'électricité, des contrats dits de « take or pay » et des obligations d'achats prévues à l'article 10 de la loi du 10 février 2000.

Le Groupe s'est également engagé à livrer de l'énergie et de l'électricité, principalement dans le cadre de contrats de vente ferme à des clients finals, de contrats à long terme passés avec un certain nombre d'électriciens européens, et de l'obligation de vendre par le biais d'enchères sur le marché français 6 000 MW par an pour une durée initiale de cinq ans.

Pour plus de précision sur ces engagements, voir Note 25.3 de l'annexe aux comptes consolidés du 1^{er} semestre 2005.

5.7.3 OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Le tableau ci-dessous présente les obligations contractuelles du Groupe au 1^{er} semestre 2005. Elles incluent les engagements hors bilan donnés du Groupe présentés au paragraphe 5.7.1 du présent Chapitre, ainsi que les emprunts et dettes financières à long-terme (incluant les dettes à long terme et les obligations en matière de location-financement).

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES	TOTAL	PAIEMENT DU PAR PERIODE		
		A MOINS D'UN AN	DE UN A CINQ ANS	A PLUS DE CINQ ANS
Dettes à long terme	25 383	4 795	9 097	11 491
Obligations en matière de location-financement	300	9	157	134
Sous-total obligations contractuelles inscrites au bilan	25 683	4 804	9 254	11 625
Garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission	1 060	154	826	80
Engagements sur contrats commerciaux	198	—	—	198
Engagements sur commandes d'exploitation et d'immobilisations	3 972	2 138	1 636	198
Autres engagements liés à l'exploitation	4 760	1 094	2 390	1 276
Dont contrats de location simple	1 946	295	983	668
Obligations contractuelles liées à l'exploitation	9 990	3 386	4 852	1 752
Garanties sur emprunts	2 979	1 502	474	1 003
Autres engagements liés au financement	105	86	7	12
Obligations contractuelles liées au financement	3 084	1 588	481	1 015
Engagements d'acquisition et de cession de titres	7 713	6 846	852	15
Autres engagements liés aux investissements	159	23	96	40
Obligations contractuelles liées aux investissements	7 872	6 869	948	55
Sous-total obligations contractuelles hors bilan	20 946	11 843	6 281	2 822
Total des obligations contractuelles	46 629	16 647	15 535	14 447

Les éléments constitutifs des engagements donnés du Groupe sont détaillés dans la Note 25.1 de l'annexe aux comptes consolidés du 1^{er} semestre 2005.

5.8 Informations comptables

5.8.1 INFORMATIONS COMPTABLES COMPLÉMENTAIRES

5.8.1.1 Précisions sur le mode de comptabilisation des concessions de distribution publique d'électricité (DP)

Ce texte met en perspective la Note 1.4 et la Note 21 (passifs spécifiques des concessions) de l'annexe aux comptes consolidés du 1^{er} semestre 2005. Il en détaille les impacts au niveau du Groupe.

Par ailleurs, il complète également, d'une part, la Note 24 (passifs spécifiques des concessions) de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2004 établis au titre de la transition aux normes IAS/IFRS, et d'autre part, le paragraphe 5.6.6 du Document de Base qui précisait les effets du changement de mode de comptabilisation sur EDF SA.

Mode de comptabilisation jusqu'au 31 décembre 2004 :

Les immobilisations en concession donnaient lieu à la comptabilisation de charges correspondant à l'amortissement de la valeur de remplacement et décomposées entre :

- un amortissement du financement du concessionnaire, sous forme d'amortissement de caducité calculé sur la durée résiduelle de la concession, alimentant au passif le compte « passif spécifique des concessions — fonds de caducité »,
- des dotations à la provision pour renouvellement, définies comme la différence entre l'amortissement de la valeur de remplacement et l'amortissement du financement du concessionnaire, alimentant au passif le compte de "passif spécifique des concessions — provision pour renouvellement".

Les comptes de passifs spécifiques des concessions se décomposent en trois comptes :

- un compte de contre-valeur des biens mis en concession par le concédant, correspondant à la valeur nette comptable des biens remis gratuitement, traduisant le retour gratuit des biens au concédant,

- un compte de fonds de caducité, alimenté par l'amortissement de caducité, soit l'amortissement du financement du concessionnaire sur la durée de la concession, et constitutif d'un droit du concédant au retour gratuit du bien ; ce droit est toutefois déprécié au même rythme que le bien.
- un compte de provision pour renouvellement, définie comme la différence entre l'amortissement de la valeur de remplacement et l'amortissement du financement du concessionnaire.

La provision pour renouvellement, telle que définie jusqu'au 31 décembre 2004, comprend l'amortissement du financement du concédant. Or l'obligation de pratiquer un amortissement du financement du concédant, est maintenue et doit être identifiée distinctement dans les comptes, ce qui conduit à redéfinir la provision pour renouvellement.

Ajustements concernant les passifs de concession au titre de la transition aux normes IAS/IFRS — Année 2004

	1.1.04 PUBLIE	AJUSTEMENT PAR RAPPORT PUBLIE	1.1.04 RETRAITÉ	IMPACT		31.12.04 RETRAITE	AJUSTEMENT PAR RAPPORT PUBLIE	31.12.04 PUBLIE
				RETRAITEMENT	VARIATION			
Droits concédant	18 004	(1 476)(a)	16 528	1	328	16 857	(1 477)(a)	18 333
Fonds de caducité	1 739	16 (b)	1 755	31	73	1 859	47 (b)	1 813
Provision pour renouvellement	13 939	314 (c)	14 253	24	701 (d)	14 978	338 (c)	14 640
Total	33 682	(1 146)	32 536	56	1 102	33 694	(1 092)	34 786

Les ajustements relatifs aux concessions sont les suivants :

- élimination des droits des concédants FH (voir la Note 2.10.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2004 établis au titre de la transition aux normes IAS/IFRS)
- remplacement d'un amortissement de caducité par un amortissement industriel sur la part financée par le concessionnaire (voir la Note 2.10.3 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2004 établis au titre de la transition aux normes IAS/IFRS)
- constitution d'une provision pour renouvellement sur les biens du régime d'Electrification Rurale (ER) renouvelables avant le terme de la concession. Son assiette est égale à 20 % de l'écart entre la valeur de remplacement et la valeur d'origine des biens concernés. Cette provision traduit l'obligation envers le concédant (voir la Note 2.10.3 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2004 établis au titre de la transition aux normes IAS/IFRS)

Les principales variations sur le résultat sont les suivantes :

- L'augmentation des comptes de provision de 701 millions d'euros s'explique par une augmentation des dotations de 1 048 millions d'euros et une utilisation de 252 millions d'euros affectée aux droits du concédant et une reprise sans objet de 95 millions d'euros.

Mode de comptabilisation à compter du 1^{er} janvier 2005

L'article 36 de la loi du 9 août 2004, nonobstant les éventuelles clauses contraires des contrats de concession de distribution publique d'électricité, a supprimé l'obligation financière liée au renouvellement des biens au-delà du terme normal de la concession, à compter du 1^{er} janvier 2005.

Toutefois EDF reste tenue, en vertu des contrats de concession DP, de pratiquer un amortissement du financement du concédant.

Pour traduire les obligations contractuelles d'EDF vis-à-vis des concédants, les immobilisations en concession donnent lieu à la comptabilisation des charges suivantes :

- un amortissement industriel de la valeur historique des biens, calculé sur leur durée de vie, réparti entre un amortissement des financements du concédant, constitutif au passif d'un compte de dette potentielle, et un amortissement des financements du concessionnaire, permettant d'amortir une créance potentielle, inscrite en diminution d'un compte de passif spécifique des concessions,
- une provision pour renouvellement, assise sur la différence entre la valeur de remplacement et la valeur historique des biens, et constituée pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession.

Pour les biens renouvelables avant le terme de la concession, le niveau global de charges reste inchangé et égal à l'amortissement de la valeur de remplacement.

Ce nouveau mode de comptabilisation des biens en concession de distribution publique se traduit au passif par une décomposition des passifs spécifiques des concessions faisant apparaître distinctement les droits et obligations respectives. Ainsi ces passifs comprennent les éléments suivants :

- une contre-valeur en nature des ouvrages, correspondant à la valeur nette comptable des biens mis en concession. Cette obligation traduit le fait que les biens sont propriété du concédant et lui seront restitués en fin de concession.

A noter que cette contre-valeur porte sur tous les ouvrages concédés, qu'ils soient remis gratuitement par le concédant ou qu'ils soient financés par le concessionnaire ; dans ce dernier cas, l'inscription de la contre-valeur a pour contrepartie la constatation d'une créance potentielle d'égal montant.

- des dettes et créances potentielles enregistrant :
 - les droits exigibles en fin de concession, correspondant à la valeur cumulée de l'amortissement industriel comptabilisé pour les biens financés par le concédant, calculé sur la durée de vie du bien. Pour les biens renouvelés en cours de concession, cette valeur est considérée comme financement du concédant sur le nouveau bien.
 - les créances sur le concédant, correspondant à la valeur nette comptable des biens financés par le concessionnaire. Cette créance, d'un montant initialement égal au financement du concessionnaire, est constatée en moins au passif lors de la mise en service du bien. Elle décroît au cours du temps d'un montant annuel égal à l'amortissement industriel correspondant aux biens financés par le concessionnaire, pour s'éteindre en fin de vie du bien.
- une provision pour renouvellement, correspondant à l'obligation du concessionnaire d'assurer le renouvellement des immobilisations en fin de vie à leur valeur de remplacement, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Elle complète les amortissements industriels des biens, à hauteur de la différence entre la valeur de remplacement et la valeur historique. Lors du renouvellement de ces biens, la provision constituée pour le bien remplacé est considérée comme financement du concédant sur le nouveau bien au même titre que l'amortissement industriel du financement du concédant.

Impacts sur les comptes au 1^{er} janvier 2005

Outre la suppression de l'obligation financière liée au renouvellement des biens au-delà du terme normal de la concession, l'article 36 de la loi du 9 août 2004 précise les périmètres respectifs des réseaux publics de transport et de distribution publique, et organise les modalités de reclassement des ouvrages classés dans le réseau d'alimentation générale (RAG) et relevant des réseaux de distribution publique d'électricité (DP) ;

Les reclassements liés au nouveau mode de comptabilisation avant prise en compte des transferts des ouvrages RAG en DP sont sans impact sur les capitaux propres :

- (a) la définition de la provision pour renouvellement assise sur la différence entre la valeur de remplacement et la valeur historique conduit à reclasser l'amortissement du financement du concédant du compte de provision vers le compte de dettes et créances potentielles à hauteur de 4 541 millions d'euros,
- (b) la constatation d'une contre-valeur correspondant à la totalité des biens, quel que soit le financement, conduit à augmenter la contre-valeur du montant de la valeur nette comptable des biens financés par le concessionnaire, en contrepartie d'une créance venant minorer le compte de dettes et créances potentielles, à hauteur de 15 598 millions d'euros pour les seuls biens DP,
- (c) L'impact cumulé sur le compte de dettes et créances potentielles est une minoration de 11 057 millions d'euros (correspondant à la différence entre 4 541 millions d'euros et 15 598 millions d'euros).

Le reclassement des ouvrages RAG en DP a pour conséquences :

- le reclassement des immobilisations du domaine propre aux immobilisations du domaine concédé à leur valeur nette comptable pour 712 millions d'euros,
 - le reclassement des subventions et provisions réglementées dans les comptes de « droits du concédant » pour 9 millions d'euros en valeur brute, répartie entre :
 - (d) le compte de contre-valeur pour la valeur nette comptable soit 8 millions d'euros,
 - (e) le compte de dettes et créances potentielles pour l'amortissement soit 1 million d'euros.
 - (f) l'affectation de la provision pour charges futures (PCF) constituée au 31 décembre 2004 au renouvellement des ouvrages anciennement classés en RAG et transférés en DP, à hauteur du montant nécessaire, aboutissant à une reprise de 32 millions d'euros au compte de résultat.
 - (g) la constatation d'une contre-valeur correspondant à la valeur nette comptable des biens RAG financés par le concessionnaire, en contrepartie d'une créance venant minorer le compte de dettes et créances potentielles, à hauteur de 704 millions d'euros pour les seuls biens RAG.
- (soit un montant total de créance de 16 302 millions d'euros pour l'ensemble des biens concédés après transfert des biens RAG en DP).

L'impact de ces mesures liées à la loi du 9 août 2004 dans les différents comptes de bilan est le suivant :

	31.12.2004	NOUVEAU MODE DE COMPTABILISATION	TRANSFERT RAG	EFFETS LOI 9 AOUT 2004	1.1.2005
Contre-valeur des biens	16 857	+ 15 598 (b)	+ 704 (g) + 8 (d)	16 302 8	33 167
				16 310	
Dettes et créances potentielles	1 859	(11 057)(c)	(704)(g) + 1 (e)	(11 760)	(9 901)
Provision pour renouvellement	14 978	(4 541)(a)	(32)(f)	(4 573)	10 405
Passif spécifique concessions	33 694	0	(23)	(23)	33 671

5.8.1.2 Impact au titre de la norme IAS 39 sur les actifs financiers courants/non-courants au 1^{er} janvier 2005

- Valeurs mobilières de placement :

Le reclassement de 680 millions d'euros de valeurs mobilières de placement concerne la filiale EnBW. Il s'agit des dépôts comptabilisés en 2004 en actifs financiers à court terme (sous le libellé VMP) et reclassés en IAS 39 en trésorerie et équivalents de trésorerie puisqu'il s'agit d'actifs financiers inférieurs à trois mois.

- Actifs financiers disponibles à la vente :

L'impact de l'évaluation des actifs financiers disponibles à la vente selon IAS 39 est de 568 millions d'euros et concerne principalement EDF SA et EnBW.

Cet impact traduit la différence entre la valeur de marché et le coût historique des instruments financiers qui ont été classés dans cette catégorie. Ont été classés en actifs financiers disponibles à la vente : les titres de participation non consolidés, les actions, les obligations, les fonds, les OPCVM et les TIAP.

- Elimination des contrats internes :

Ces éliminations portent sur les contrats d'achat et vente de matières premières réalisés entre EDF Trading et les autres entités du Groupe et correspondent à l'élimination des résultats latents sur les opérations intra-groupe. Elles concernent des contrats qualifiés d'activité normale et des contrats qualifiés de couverture.

5.8.1.3 Impact de la norme IAS 39 sur les capitaux propres au 1^{er} janvier 2005

Le tableau ci-dessous présente l'impact de l'application de la norme IAS 39 sur les capitaux propres 1^{er} janvier 2005, par nature de retraitements et après prise en compte des impôts différés :

(en millions d'euros)	IMPACT SUR LES CAPITAUX PROPRES (PART DU GROUPE)
Coût amorti	219
Ajustement de provisions sur instruments disponibles à la vente	94
Plus-values latentes sur dérivés non qualifiés de couverture	205
Impôts différés	-160
Autres	4
Total EDF SA	362
Total Filiales	57
Eliminations intragroupes	-60
Impact sur les réserves consolidées	359
Réévaluation à la juste valeur des actifs destinés à la vente	344
Gains et pertes des instruments de couverture	-69
Impact sur les réserves recyclables	275
Différences de conversion	-4
Impact total sur les réserves consolidées	630

5.8.2 INFORMATION FINANCIERE RETRAITEE PRO FORMA AU 1^{ER} SEMESTRE 2004 ET PASSAGE DES COMPTES 1^{ER} SEMESTRE 2004 AUX COMPTES 1^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA

L'information sur la réconciliation des comptes du 1^{er} semestre 2004 avec les comptes du 1^{er} semestre 2004 pro forma est présentée dans la Note 3 de l'annexe aux comptes consolidés du 1^{er} semestre 2005.

5.9 Documents consolidés du groupe

5.9.1 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES SEMESTRIELS CONSOLIDÉS, PÉRIODE DU 1^{ER} JANVIER AU 30 JUIN 2005

En notre qualité de Commissaires aux comptes d'Electricité de France S.A., nous avons effectué un examen limité des comptes semestriels consolidés du groupe Electricité de France, relatifs à la période du 1^{er} janvier 2005 au 30 juin 2005, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

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

Dans la perspective du passage au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, pour l'établissement des comptes consolidés de l'exercice 2005, les comptes semestriels consolidés ont été préparés sur la base des règles de présentation, des principes d'évaluation et de comptabilisation décrits dans la note 1.1 de l'annexe aux comptes semestriels consolidés. Ils comprennent à titre comparatif des données relatives au premier semestre 2004 retraitées selon les mêmes règles, à l'exception des normes IAS 32/39 relatives aux instruments financiers et IFRS 4 sur les contrats d'assurances, appliquées à partir du 1^{er} janvier 2005.

Nous avons effectué notre examen limité selon les normes professionnelles applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences limitées conduisant à une assurance, moins élevée que celle résultant d'un audit, que les comptes semestriels consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Un examen de cette nature ne comprend pas tous les contrôles propres à un audit, mais se limite à mettre en œuvre des procédures analytiques et à obtenir des dirigeants et de toute personne compétente les informations que nous avons estimées nécessaires.

Sur la base de notre examen limité, nous n'avons pas relevé d'anomalies significatives de nature à remettre en cause la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des comptes semestriels consolidés au regard des règles de présentation, des principes d'évaluation et de comptabilisation, décrits dans la note 1.1 de l'annexe aux comptes semestriels consolidés.

Sans remettre en cause la conclusion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur :

- la note 1.1 de l'annexe qui expose :
 - les raisons pour lesquelles l'information comparative qui sera présentée dans les comptes consolidés au 31 décembre 2005 et dans les comptes consolidés semestriels au 30 juin 2006 pourrait être différente des comptes joints au présent rapport ;
 - que dans l'attente d'une position définitive sur le traitement comptable des concessions en normes internationales, Electricité de France S.A. a choisi de maintenir pour l'essentiel les méthodes comptables appliquées antérieurement dans les comptes consolidés. Sur ces bases, le Groupe estime qu'il est prématuré de considérer que les méthodes comptables actuellement appliquées aux contrats de concessions dans les comptes consolidés sont compatibles avec les normes internationales. Aussi, Electricité de France S.A. pourrait être amené, lors de la publication de ses comptes consolidés dans le référentiel IFRS au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2005, à modifier son bilan d'ouverture au 1^{er} janvier 2004 et l'information comparative 2004 afin notamment d'intégrer les dispositions des normes existantes relatives aux actifs et aux provisions et le cas échéant, les nouvelles interprétations spécifiques relatives aux concessions qui seraient publiées en 2005 ;
- la note 4.5 de l'annexe qui mentionne l'absence d'évaluation fiable de l'engagement qui existait en 2004 dans le cadre du régime complémentaire de couverture maladie et l'entrée en vigueur des dispositions réglementaires prises début 2005, qui libèrent Electricité de France S.A. de ses engagements envers les inactifs à compter de cette date ;
- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 20.2 et 20.3 de l'annexe. L'évaluation de ces provisions, qui résulte comme indiqué en note 1.2 des meilleures estimations de la Direction, est sensible aux hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme, d'échéanciers de décaissements, ainsi qu'à l'issue des négociations en cours avec Areva. Compte tenu des éléments de sensibilité évoqués, la modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés.

Neuilly-sur-Seine et Paris La Défense, le 5 septembre 2005

Les Commissaires aux comptes

Deloitte & Associés

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.

Amadou Raimi

Tristan Guerlain

Jean-Luc Decornoy

Michel Piette

5.9.2 COMPTES CONSOLIDES DU SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2005

Comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	NOTES	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA	1 ^{ER} SEMESTRE 2004
Chiffre d'affaires	7	25 202	23 633	23 952
Achats de combustibles et d'énergie	8	(7 905)	(6 849)	(6 849)
Autres consommations externes	9	(3 984)	(4 054)	(4 054)
Charges de personnel	11	(4 661)	(4 665)	(4 512)
Impôts et taxes		(1 536)	(1 408)	(1 408)
Autres produits et charges opérationnels	12	435	481	441
Excédent brut d'exploitation		7 551	7 138	7 570
Dotations aux amortissements		(2 422)	(2 395)	(2 396)
Pertes de valeur		—	(254)	(254)
Autres produits et charges d'exploitation		—	—	—
Résultat d'exploitation		5 129	4 489	4 920
Coût de l'endettement financier brut	13	(679)	(818)	(818)
Charges d'actualisation		(1 240)	(1 213)	(2 450)
Autres produits et charges financiers	14	110	428	478
Résultat financier		(1 809)	(1 603)	(2 790)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		3 320	2 886	2 130
Impôts sur les résultats	15	(1 232)	(1 217)	(950)
Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence		120	38	38
Résultat net des activités en cours d'abandon		(1)	—	—
Résultat net consolidé		2 207	1 707	1 218
dont résultat net part des minoritaires		77	(10)	(10)
dont résultat net part du Groupe		2 130	1 717	1 228
Résultat net part du Groupe par action :				
Résultat net par action en euro		1,31		
Résultat net dilué par action en euro		1,31		

Les normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers sont appliquées à compter du 1^{er} janvier 2005 sans retraitement sur l'exercice 2004.

Une information financière pro forma 2004 intégrant les effets de la loi du 9 août 2004 est communiquée pour le compte de résultat afin d'assurer la comparabilité des semestres.

Bilans consolidés

(en millions d'euros)	NOTES	30.06.2005	01.01.2005	31.12.2004
ACTIF				
Ecarts d'acquisition	16	5 426	5 371	5 371
Actifs incorporels		1 192	1 288	1 288
Immobilisations corporelles	17	98 346	97 645	97 645
Titres mis en équivalence		2 041	2 203	2 198
Actifs financiers non courants	18	11 001	8 118	7 434
Impôts différés	15	1 919	965	944
Actif non courant		119 925	115 590	114 880
Stocks		6 712	6 678	6 678
Clients et comptes rattachés		13 026	13 733	15 782
Actifs financiers courants	18	6 407	5 690	3 121
Autres débiteurs		4 572	5 863	5 920
Trésorerie et équivalents de trésorerie	19	4 388	3 820	3 150
Actif courant		35 105	35 784	34 651
Actifs non courants détenus en vue de la vente		36		
TOTAL DE L'ACTIF		155 066	151 374	149 531
PASSIF				
Capital		8 129	8 129	8 129
Réserves et Résultats Consolidés		3 124	937	307
Capitaux propres — part du Groupe		11 253	9 066	8 436
Intérêts minoritaires		888	897	899
Total des capitaux propres		12 141	9 963	9 335
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	20.2	13 579	13 494	13 494
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	20.3	12 657	12 367	12 367
Provisions pour avantages du personnel	20.4	13 716	13 620	13 620
Autres provisions	20.5	1 935	746	1 999
Provisions non courantes	20.1	41 887	40 227	41 480
Passifs spécifiques des concessions	21	34 668	33 694	33 694
Passifs financiers non courants	22	21 182	20 622	20 888
Autres créditeurs		6 287	6 452	6 479
Impôts différés	15	3 211	3 177	2 929
Passif non courant		107 235	104 172	105 470
Provisions	20.1	4 342	4 525	4 525
Fournisseurs et comptes rattachés		6 087	6 662	9 017
Passifs financiers courants	22	10 886	9 738	4 899
Dettes impôts courants		1 820	436	395
Autres créditeurs		12 527	15 878	15 890
Passif courant		35 662	37 239	34 726
Passifs liés aux actifs non courants détenus en vue de la vente		28		
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		155 066	151 374	149 531

Les normes IAS 32 et 39 sont appliquées à compter du 1^{er} janvier 2005 sans retraitement sur l'exercice 2004. Le bilan au 1^{er} janvier 2005 correspond au bilan du 31 décembre 2004 retraité des effets des normes IAS 32 et 39, décrits en note 2.

Tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	NOTES	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		3 320	2 130
Pertes de valeurs		—	257
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		3 559	3 844
Produits et charges financiers		500	574
Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence		51	51
Plus ou moins values de cession		(113)	(130)
Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie		(29)	—
Variation du besoin en fonds de roulement		148	(143)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		7 436	6 583
Frais financiers nets décaissés		(548)	(592)
Impôts sur le résultat payés	15.3	877	(1 838)
Versement de la soulte retraite		(3 296)	—
Versement Marcoule		(523)	—
Impôt et intérêts payés au titre de la décision de la Commission européenne		—	(1 224)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles		3 946	2 929
Opérations d'investissement :			
Variations de périmètre		(41)	(426)
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles		(2 154)	(2 240)
Cession d'immobilisations incorporelles et corporelles		165	164
Variations d'actifs financiers		(520)	(104)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement		(2 550)	(2 606)
Opérations de financement :			
Emissions d'emprunts		717	4 867
Remboursements d'emprunts		(1 907)	(5 845)
Dividendes versés par la société mère		—	(321)
Dividendes versés aux minoritaires		(19)	(34)
Augmentation de capital en numéraire		173	9
Augmentation des comptes spécifiques des concessions		71	78
Subventions d'investissement		16	18
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement		(949)	(1 228)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		447	(905)
Trésorerie et équivalent de trésorerie à l'ouverture		3 150	2 497
Incidence des variations de change		69	59
Reclassements liés à l'application des normes IAS 32/39	2	670	—
Produits financiers sur disponibilités et équivalents		62	—
Incidence des autres reclassements		(10)	13
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture		4 388	1 664

Les normes IAS 32 et 39 sont appliquées à compter du 1^{er} janvier 2005 sans retraitement sur l'exercice 2004.

Variations des capitaux propres consolidés et des intérêts minoritaires

(en millions d'euros)	CAPITAL	RESERVES CONSOLIDÉES ET RESULTAT	DIFFERENCES DE CONVERSION	ECARTS DE REEVALUATION A LA JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS	CAPITAUX PROPRES PART DU GROUPE	INTERETS MINORITAIRES	TOTAL CAPITAUX PROPRES
Capitaux propres au 1^{er} janvier 2004	8 129	(47 259)	—	—	(39 130)	913	(38 217)
Résultat		624			624	(13)	611
Dividendes versés		(321)			(321)	(46)	(367)
Différences de conversion			74		74	42	116
Autres variations		22			22	3	25
Effets de la loi du 9 août 2004(1)		47 167			47 167	—	47 167
Capitaux propres au 31 décembre 2004	8 129	233	74	—	8 436	899	9 335
Retraitements IAS 32 & 39		359	(4)	275	630	(2)	628
Capitaux propres au 1^{er} janvier 2005	8 129	592	70	275	9 066	897	9 963
Résultat		2 130			2 130	77	2 207
Dividendes versés		(374)			(374)	(49)	(423)
Différences de conversion			(70)	(53)	(123)	2	(121)
Variations de juste valeur des actifs disponibles à la vente(2)				252	252	—	252
Variations de juste valeur des instruments financiers de couverture(2)				294	294	—	294
Autres variations		11		(3)	8	(39)	(31)
Capitaux propres au 30 juin 2005	8 129	2 359	—	765	11 253	888	12 141

- (1) La réforme du financement du régime spécial de retraite des IEG étant intervenue en substance au 31 décembre 2004, EDF a repris les provisions à hauteur de 49 755 millions d'euros. Par ailleurs, un montant net d'impôt de (2 392) millions d'euros a été comptabilisé au titre des soultes et contributions de maintien de droits, et un montant de (196) millions d'euros au titre des autres avantages du personnel IEG.
- (2) Ces variations sont liées à la mise en œuvre des normes IAS 32/39 à compter du 1^{er} janvier 2005 (note 2).

La variation des capitaux propres du 1^{er} janvier au 30 juin 2004 se présente comme suit :

(en millions d'euros)	CAPITAL	RESERVES CONSOLIDÉES ET RESULTAT	DIFFERENCES DE CONVERSION	CAPITAUX PROPRES PART DU GROUPE	INTERETS MINORITAIRES	TOTAL CAPITAUX PROPRES
Capitaux propres au 1^{er} janvier 2004	8 129	(47 259)	—	(39 130)	913	(38 217)
Résultat		1 228		1 228	(10)	1 218
Dividendes versés		(321)		(321)	(44)	(365)
Différences de conversion			117	117	16	133
Autres variations				—	48	48
Capitaux propres au 30 juin 2004	8 129	(46 352)	117	(38 106)	923	(37 183)

Après prise en compte de l'impact de la loi du 9 août 2004 (et notamment de la réforme des retraites des entreprises IEG), le montant des capitaux propres-part du Groupe pro forma au 1^{er} janvier 2004 se serait élevé à 6 614 millions d'euros et à 8 127 millions d'euros au 30 juin 2004.

Annexe aux comptes consolidés du semestre clos le 30 juin 2005

Note 1 : Principes et méthodes comptables

1.1 Référentiel comptable du Groupe

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés du Groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2005 seront établis selon les normes comptables internationales applicables au 31 décembre 2005 telles qu'approuvées par l'Union européenne. Les normes comptables internationales comprennent les IFRS (International Financial Reporting Standards), les IAS (International Accounting Standards) et les interprétations (SIC et IFRIC).

Ces premiers états financiers seront présentés avec en comparatif l'exercice 2004 établi selon le même référentiel, à l'exception des normes IAS 32/IAS 39 (relatives aux instruments financiers) et IFRS 4 (contrats d'assurance) appliquées à compter du 1^{er} janvier 2005.

Conformément à la recommandation de l'Autorité des Marchés Financiers (AMF) relative à la communication financière pendant la période de transition, le Groupe EDF a préparé des comptes semestriels au 30 juin 2005 sur la base des règles de présentation, de reconnaissance et d'évaluation des normes IAS/IFRS telles qu'elles seront applicables à la clôture de l'exercice, y compris les effets des normes IAS 32/IAS 39 et IFRS 4 appliquées à compter du 1^{er} janvier 2005, mais à l'exception du traitement comptable des contrats de concession pour les raisons décrites ci-après.

Ces comptes semestriels sont préparés selon le format résumé tel que prévu par la norme IAS 34, Comptes intermédiaires, et sont à lire par référence aux comptes établis au titre de la transition aux normes IAS/IFRS de l'exercice 2004. Ces comptes 2004 ont été préparés conformément aux dispositions de la norme IFRS 1 (première adoption des IFRS) suivant les normes et interprétations IFRS publiées et applicables à cette date, à l'exception du traitement comptable des contrats de concession.

La base de préparation des comptes semestriels au 30 juin 2005 résulte en conséquence :

- des normes et interprétations IFRS applicables de manière obligatoire au 31 décembre 2005, telles qu'elles sont connues à ce jour ; les normes comptables en vigueur à la date de publication de ces informations financières retraitées sont celles approuvées par les règlements 2086/2004, 2036/2004, 2037/2004 et 2238/2004 de la Commission Européenne ;
- des options retenues et des exemptions utilisées qui sont celles que le Groupe retiendra pour l'établissement de ses premiers comptes consolidés IFRS au titre de l'exercice 2005, décrites dans les comptes établis au titre de la transition aux normes IAS/IFRS au titre de l'exercice 2004 ;
- concernant le traitement comptable des concessions selon les normes internationales, une réflexion est en cours à l'IFRIC. Dans l'attente d'une position normative définitive, le Groupe a choisi de maintenir, pour l'essentiel, les méthodes comptables appliquées selon les principes comptables français (voir note relative aux principes comptables relatifs aux concessions dans les comptes établis au titre de la transition aux normes IFRS de l'exercice 2004), à l'exception d'un changement de présentation intervenu au 1^{er} janvier 2005 et détaillé en note 1.4. Sur ces bases, il est prématuré de considérer que les méthodes comptables actuellement appliquées par le Groupe aux contrats de concessions sont compatibles avec les normes internationales. Aussi, le Groupe pourrait être amené, lors de la publication de ses premiers comptes IFRS au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2005, à modifier son bilan d'ouverture afin notamment d'intégrer les dispositions des normes existantes relatives aux actifs et aux provisions et le cas échéant, les nouvelles interprétations qui seraient publiées en 2005.

Ainsi, il est possible que le bilan d'ouverture au 1^{er} janvier 2004 ne soit pas le bilan d'ouverture à partir duquel les comptes consolidés de l'exercice 2005 seront effectivement établis, et que l'information comparative qui sera présentée dans les comptes semestriels au 30 juin 2006 soit différente des comptes présentés ici.

Le Groupe a par ailleurs décidé de ne pas appliquer par anticipation l'interprétation IFRIC 4, applicable de manière obligatoire à compter du 1^{er} janvier 2006.

Les règles et méthodes comptables appliquées pour l'établissement des comptes semestriels sont détaillées dans les comptes établis au titre de la transition aux normes IFRS de l'exercice 2004. Seules les règles et méthodes spécifiques à l'établissement des comptes semestriels sont détaillées ci-après.

1.2 Estimations de la Direction

La préparation des états financiers amène le Groupe à procéder à ses meilleures estimations et à retenir des hypothèses qui affectent la valeur comptable des éléments d'actif et de passif, les informations relatives aux éléments d'actif et de passif éventuels, ainsi que la valeur comptable des produits et charges enregistrés durant la période. Les résultats réels futurs sont susceptibles de diverger par rapport à ces estimations.

1.3 Saisonnalité de l'activité

Les chiffres d'affaires et résultats d'exploitation intermédiaires dégagés sont caractérisés par une forte saisonnalité liée à un haut niveau d'activité sur le premier semestre de l'année civile notamment en France. Le phénomène, fonction des conditions climatiques et de la tarification, est d'amplitude variable selon les années.

1.4 Nouvelle présentation comptable des passifs spécifiques des concessions

L'article 36 de la loi du 9 Août 2004, nonobstant les éventuelles clauses contraires des contrats de concession de distribution publique d'électricité, a supprimé l'obligation financière liée au renouvellement des biens au-delà du terme de la concession, à compter du 1^{er} janvier 2005. Cela a conduit à revoir la définition des provisions pour renouvellement.

En effet, en vertu des contrats de concession, EDF reste tenu de pratiquer après le 1^{er} janvier 2005 un amortissement du financement du concédant, lequel était compris jusqu'au 31 décembre 2004 dans la provision pour renouvellement, cette dernière étant définie jusqu'à cette date comme la différence entre l'amortissement de la valeur de remplacement et l'amortissement du financement du concessionnaire (amortissement de caducité).

Pour traduire les obligations contractuelles d'EDF vis à vis des concédants, les immobilisations en concession donnent lieu à compter du 1^{er} janvier 2005 à la comptabilisation de charges correspondant à :

- un amortissement industriel de la valeur historique des biens, calculé sur leur durée de vie, réparti entre amortissements des financements du concédant et amortissements des financements du concessionnaire ;
- une provision pour renouvellement, assise sur la différence entre la valeur de remplacement et la valeur historique des biens, et également calculée sur la durée de vie des biens, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession.

Ce nouveau mode de comptabilisation des biens en concession de distribution publique se traduit au passif par une décomposition des passifs spécifiques des concessions faisant apparaître distinctement les droits et obligations respectives. Ainsi, ces passifs comprennent les éléments suivants :

- La contrevaletur en nature des ouvrages correspondant à la valeur nette comptable des biens mis en concession. Cette obligation en nature traduit le fait que les biens sont la propriété du concédant et lui seront restitués en fin de concession.
- Les droits exigibles en fin de concession correspondant à la valeur cumulée de l'amortissement industriel comptabilisé pour les biens financés par le concédant, calculé sur la durée de vie du bien. Pour les biens renouvelés au cours de la concession, cette valeur est considérée comme financement du concédant sur le nouveau bien.
- Les créances correspondant à la valeur nette comptable des biens financés par le concessionnaire. Cette créance, d'un montant initialement égal au financement du concessionnaire, est constatée en moins au passif lors de la mise en service du bien. Elle décroît au cours du temps d'un montant annuel égal à l'amortissement industriel des biens financés par le concessionnaire, pour s'éteindre en fin de vie du bien.
- L'obligation du concessionnaire d'assurer le renouvellement en fin de vie à leur valeur de remplacement, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Elle complète les amortissements industriels des biens, à hauteur de la différence entre la valeur de remplacement et la valeur historique. Lors du renouvellement de ces biens, la provision constituée pour le bien remplacé est considérée comme financement du concédant sur le nouveau bien au même titre que l'amortissement industriel du financement du concédant.

1.5 Actifs et passifs financiers

Les actifs financiers comprennent les immobilisations financières (titres de participations non consolidés, les actifs dédiés, et autres titres de placement), les prêts et créances financières ainsi que la juste valeur positive des dérivés.

Les actifs dédiés sont des actifs financiers destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan (voir note 20.3). Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers du Groupe eu égard à leur objectif. Ils sont composés de titres obligataires, d'actions, d'OPVCM et de fonds dits réservés, constitués par le Groupe pour son usage exclusif.

Les passifs financiers comprennent les emprunts et dettes financières, les concours bancaires et la juste valeur négative des instruments dérivés.

Les actifs et passifs financiers sont présentés au bilan en actifs ou passifs courants ou non courants selon que leur échéance est inférieure ou supérieure à un an, à l'exception des dérivés de transaction qui sont classés en courant.

Les dettes et créances d'exploitation ainsi que la trésorerie et équivalents de trésorerie entrent dans le champ d'application de la norme IAS 39 ; ils sont présentés distinctement au bilan.

1.5.1 CLASSEMENT DES ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS ET MODALITES D'EVALUATION

1.5.1.1 Actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat

Les actifs financiers à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat sont désignés comme tels à l'initiation de l'opération car :

- ils ont été acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance,
- ou il s'agit de dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction),
- ou le Groupe a choisi de les classer dans cette catégorie selon l'option offerte par IAS 39.

Ces actifs sont comptabilisés à l'origine à leur coût d'acquisition hors frais accessoires d'achat. A chaque date d'arrêté comptable, ils sont évalués à leur juste valeur.

Les variations de juste valeur sont enregistrés au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges financiers ».

Les dividendes et intérêts perçus sur ces actifs évalués à la juste valeur sont comptabilisés en résultat en « Autres produits financiers ».

Les variations de juste valeur des contrats de matières premières d'EDF Trading sont enregistrées dans la rubrique « Chiffres d'affaires » du compte de résultat.

1.5.1.2 Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance

Sont classés dans cette catégorie les actifs financiers à maturité fixe que le Groupe a acquis avec l'intention et la capacité de les détenir jusqu'à leur échéance. Ils sont comptabilisés au coût amorti. Les intérêts comptabilisés au taux d'intérêt effectif sont enregistrés dans la rubrique « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

1.5.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont évalués et comptabilisés au coût amorti diminué d'une éventuelle provision pour dépréciation.

Les intérêts reconnus au taux d'intérêt effectif sont comptabilisés dans le poste « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

1.5.1.4 Actifs financiers disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente comprennent les titres de participation, les fonds réservés ainsi que les titres de placement. Ils sont comptabilisés en date d'arrêté à leur juste valeur. Les plus-values ou moins-values latentes sur ces actifs financiers disponibles à la vente sont constatées en capitaux propres. Les justes valeurs de référence sont les valeurs de marché de ces titres, pour ceux qui sont cotés sur un marché actif. Si il n'existe pas de marché actif, le Groupe a recours à des méthodes d'évaluation communément utilisées. Quand une juste valeur ne peut être estimée de manière fiable au moyen d'autres méthodes d'évaluation admises comme l'actualisation des flux futurs, ces titres sont évalués à leur coût d'acquisition, diminué de toute dépréciation cumulée.

Pour les actifs financiers disponibles à la vente représentant les titres de dettes, les intérêts calculés au taux d'intérêt effectif sont crédités au compte de résultat dans le poste « Autres produits financiers ».

1.5.1.5 Dettes financières et dettes d'exploitation

Les dettes financières sont comptabilisées selon la méthode du coût amorti avec séparation éventuelle des dérivés incorporés. Les intérêts calculés au taux d'intérêt effectif, sont comptabilisés au poste « Coût de l'endettement financier brut » sur la durée de la dette financière.

1.5.1.6 Instruments financiers dérivés

1.5.1.6.1 Périmètre

Le périmètre des instruments financiers dérivés a été défini par le Groupe conformément aux dispositions et principes introduits par la norme IAS 39.

En particulier, les contrats d'achat et de vente à terme avec livraison physique d'énergie ou de matières premières sont considérés comme exclus du champ d'application de la norme IAS 39, dès lors que ces contrats ont été conclus dans le cadre de l'activité dite « normale » du Groupe. Cette qualification sera démontrée dès que les conditions suivantes sont réunies :

- une livraison physique intervient systématiquement ;
- les volumes achetés (vendus) au titre de ces contrats correspondent aux besoins d'exploitation du Groupe ;
- les contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'option au sens de la norme. Dans le cas particulier des contrats de vente d'électricité, le contrat est assimilable en substance à une vente à terme ferme ou s'apparente à une vente de capacité.

Dans ce cadre, le Groupe considère que les transactions négociées dans l'objectif d'un équilibrage en volumes entre engagements d'achat et de vente d'électricité entrent dans le cadre de son métier d'électricien intégré et sont exclues du champ d'application d'IAS 39.

Conformément aux principes IAS 39, le Groupe analyse l'ensemble de ses contrats — portant sur des éléments financiers ou non financiers — afin d'identifier l'existence d'éventuels instruments dérivés dits « incorporés ». Toute composante d'un contrat qui affecte les flux du contrat concerné de manière analogue à celle d'un instrument financier dérivé autonome répond à la définition d'un dérivé incorporé au contrat.

Si les conditions prévues par la norme sont réunies, un dérivé incorporé est séparé en comptabilité, en date de mise en place du contrat.

1.5.1.6.2 Evaluation et comptabilisation

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés et de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. Le Groupe peut également faire référence à des transactions récentes comparables ou utiliser une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants sur le marché et intégrant des données directement dérivées de ces données observables.

La variation de juste valeur de ces instruments dérivés est enregistrée au compte de résultat sauf lorsqu'ils sont désignés comme instruments de couverture dans une couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net. Dans ce dernier cas, les variations de valeur des instruments de couverture sont comptabilisées directement en capitaux propres, hors part inefficace des couvertures.

Dans le cas particulier des instruments financiers négociés dans le cadre des activités d'EDF Trading, les résultats réalisés et latents sont présentés en net dans la rubrique « chiffre d'affaires ».

1.5.1.6.3 Instruments financiers dérivés qualifiés de couverture

Le groupe EDF utilise des instruments dérivés pour couvrir ses risques de change et de taux ainsi que ceux liés à certains contrats de matières premières.

Les critères retenus par le Groupe pour la qualification d'un instrument dérivé comme une opération de couverture sont ceux prévus par la norme IAS 39 :

- (1) l'opération de couverture doit couvrir les variations de juste valeur ou des flux de trésorerie imputables au risque couvert et l'efficacité de la couverture (représentant le niveau de compensation des variations de valeur de l'instrument de couverture avec celles de l'élément couvert ou de la transaction future) se situe dans une fourchette comprise entre 80 % et 125 % ;
- (2) en ce qui concerne les opérations de couverture de flux de trésorerie, la transaction future, objet de la couverture, doit être hautement probable ;
- (3) l'efficacité de la couverture est déterminée de manière fiable ;
- (4) l'opération de couverture est étayée par une documentation adéquate dès sa mise en place.

Le Groupe applique les typologies de couverture suivantes :

- (a) couverture de juste valeur

Il s'agit d'une couverture des variations de juste valeur d'un actif ou passif comptabilisé au bilan ou d'un engagement ferme d'acheter ou de vendre un actif. Les variations de juste valeur de l'élément couvert attribuable à la composante couverte sont enregistrées en résultat et compensées par les variations symétriques de juste valeur de l'instrument de couverture, seule la fraction inefficace de la couverture impactant le résultat.

(b) couverture de flux de trésorerie

Il s'agit d'une couverture de transactions futures hautement probables où les variations de flux de trésorerie générés par l'élément couvert sont compensées par les variations de valeur de l'instrument de couverture. Les variations cumulées de juste valeur sont enregistrées dans une rubrique des capitaux propres pour leur partie efficace et en résultat pour la partie inefficace (correspondant à l'excédent de variations de juste valeur de l'instrument de couverture par rapport aux variations de juste valeur de l'élément couvert).

Lorsque les flux de trésorerie couverts se matérialisent, les montants jusqu'alors enregistrés en capitaux propres sont repris au compte de résultat symétriquement aux flux de l'élément couvert.

(c) couverture d'un investissement net

Il s'agit de couvrir l'exposition au risque de change associé à un investissement net dans une entité étrangère. Les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur partie considérée comme efficace jusqu'à la sortie de l'investissement net, date à laquelle ce montant est comptabilisé en résultat de cession. La partie inefficace de la couverture (déterminée selon les mêmes modalités que pour une couverture de flux futurs) est enregistrée directement en résultat.

La relation de couverture prend fin dès lors que :

- un instrument dérivé cesse d'être un instrument de couverture efficace ;
- un instrument dérivé échoit, est vendu, annulé ou exercé ;
- l'élément couvert est arrivé à échéance, a été vendu ou remboursé ;
- une transaction future n'est plus considérée comme hautement probable.

Seuls les instruments dérivés externes au Groupe étant réputés éligibles à la comptabilité de couverture, les résultats relatifs aux instruments dérivés internes sont éliminés dans les comptes consolidés. Toutefois, dans le cadre d'une relation de couverture initiée au moyen de dérivés internes au Groupe, la comptabilité de couverture s'applique s'il est démontré que les instruments dérivés internes donnent lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe.

1.5.1.7 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués des liquidités immédiatement disponibles et des placements à très court terme dont l'échéance à la date d'acquisition est généralement inférieure ou égale à trois mois et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur.

Les titres détenus à court terme et classés en « équivalents de trésorerie » sont comptabilisés à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat dans la rubrique « Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie ».

1.5.2 DEPRECIATION DES ACTIFS FINANCIERS

A chaque date d'arrêté des comptes, le Groupe apprécie s'il existe une indication objective de dépréciation d'un actif. Si tel est le cas, le Groupe estime la valeur recouvrable de l'actif et comptabilise une éventuelle perte de valeur en fonction de la catégorie d'actif concerné.

1.5.2.1 Actifs financiers comptabilisés au coût amorti

Le montant de la perte est égal à la différence entre la valeur comptable de l'actif et la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus déterminée au taux d'intérêt effectif d'origine de l'instrument financier. Le montant de la perte est inclus dans le poste « Autres charges financières » du compte de résultat. Si, au cours d'un exercice ultérieur, la perte diminue, elle est reprise en résultat.

1.5.2.2 Actifs financiers disponibles à la vente

Si il existe une baisse significative et durable de la juste valeur des actifs disponibles à la vente, la moins-value latente est reclassée des capitaux propres au résultat de l'exercice. Si, au cours d'une période ultérieure, la juste valeur d'un actif disponible à la vente augmente, l'accroissement de valeur est inscrite en capitaux propres pour les instruments de capitaux propres tandis qu'elle motive une reprise en résultat de la dépréciation antérieurement constatée au titre des instruments de dettes.

1.5.3 DECOMPTABILISATION DES ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

Le Groupe décomptabilise tout ou partie :

- d'un actif financier lorsque les droits contractuels constituant cet actif arrivent à expiration, lorsque le Groupe perd le contrôle de l'actif, ou transfère substantiellement la plupart des risques et avantages significatifs attachés.

- d'un passif financier lorsque le passif est éteint du fait de l'annulation de l'obligation ou de l'arrivée à échéance. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu avec un prêteur, et que les termes sont sensiblement différents, le Groupe comptabilise un nouveau passif.

1.5.4 OPERATIONS DE TITRISATION

Lorsqu'il est démontré que le Groupe n'a pas le contrôle des fonds communs de créances issus des opérations de titrisation, ils sont exclus du périmètre de consolidation. Dans le cas contraire, la contrepartie de la trésorerie reçue est portée en « Autres dettes ».

1.6 Quotas d'émission de gaz à effet de serre

L'IASB ayant retiré en juin 2005 l'interprétation IFRIC 3 « Emission Rights », le Groupe a appliqué le traitement comptable suivant :

- les quotas d'émissions acquis à titre onéreux sont comptabilisés en immobilisations incorporelles à leur coût d'acquisition ; lorsque les droits d'émission ont été remis gratuitement par l'Etat concerné, ils n'apparaissent pas au bilan ;
- lorsque les estimations d'émissions d'une entité du groupe sont supérieures aux quotas attribués par l'Etat au titre de l'année, une provision est constituée pour couvrir l'excédent d'émissions. Dans le cadre de l'arrêté intermédiaire, la quantité à provisionner est calculée au prorata des émissions du semestre.

La provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des quotas acquis au comptant ou à terme et, pour le solde par référence au prix de marché.

1.7 Impôts sur les résultats

Pour les comptes intermédiaires, la charge d'impôt sur les résultats (exigible et différée) est calculée en appliquant au résultat comptable des sociétés intégrées avant impôt, la dernière estimation connue du taux effectif d'impôt de l'exercice pour chaque entité ou groupe fiscal.

Note 2 : Transition aux normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers

Le Groupe applique à compter du 1^{er} janvier 2005 les normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers ce qui génère deux types d'impacts sur le bilan d'ouverture :

- des reclassements des instruments financiers dans les catégories prévues par la norme IAS 39,
- des écarts d'évaluation des instruments financiers liés aux méthodes prévues par la norme et la comptabilisation au bilan des instruments dérivés.

L'évaluation et la comptabilisation des actifs et passifs financiers sont définis par la norme IAS 39 « Instruments financiers : comptabilisation et évaluation » à compter du 1^{er} janvier 2005.

La mise en place de cette norme a conduit le groupe EDF à reclasser ses actifs et passifs financiers et à les évaluer selon les principes décrits en note 1.5.

2.1 Reclassements

2.1.1 ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS A LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATIONS DE JUSTE VALEUR EN RESULTAT

Les actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat résultent du reclassement :

- de la juste valeur des dérivés correspondant aux opérations de négoce d'énergie qui figuraient antérieurement au sein du poste « Clients » ou du poste « Fournisseurs » ;
- des titres de gestion de la trésorerie courante (billets de trésorerie, certificats de dépôt supérieurs à trois mois) ;
- des écarts de change sur swaps et les intérêts courus non échus relatifs à ces swaps pour la partie des swaps qualifiée de dérivés de transaction.

2.1.2 ACTIFS DETENUS JUSQU'À L'ÉCHEANCE

Aucun reclassement significatif n'a été effectué dans cette catégorie.

2.1.3 ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE

Ont été reclassés dans cette catégorie les titres de participation non consolidés, les actifs dédiés d'EDF SA, les fonds réservés d'EnBW, ainsi que les autres titres financiers classés antérieurement en actifs financiers à court terme (titres de dettes, titres de capitaux et SICAV monétaires), y compris les titres dits « liquides » dont les échéances à l'origine sont supérieures à trois mois.

2.1.4 JUSTES VALEURS POSITIVE ET NÉGATIVE DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS DE COUVERTURE

Ont été reclassés dans cette catégorie les écarts de change sur swaps de couverture et les intérêts courus non échus relatifs à ces swaps.

2.1.5 PRETS ET CRÉANCES FINANCIÈRES

Ont été reclassés dans cette catégorie les actifs antérieurement classés en « autres immobilisations financières ».

2.1.6 TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

Les actifs financiers à court-terme inférieurs à trois mois ont été reclassés en équivalents de trésorerie.

2.1.7 EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES

Les emprunts et dettes financières figurant au sein des passifs financiers n'ont pas subi de reclassement significatif.

2.2 Effets des changements de méthode d'évaluation

La revalorisation des actifs et passifs financiers en application de la norme IAS 39 traduit :

- le passage d'une valorisation au coût historique ou coût d'acquisition à une valorisation à la juste valeur ou au coût amorti.
- les revalorisations à la juste valeur concernent essentiellement les actifs financiers disponibles à la vente ainsi que les actifs et passifs financiers à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat.
- la comptabilisation des dérivés non comptabilisés au bilan en normes françaises. Concernant les instruments dérivés, contrairement aux principes comptables français appliqués jusqu'à fin 2004 selon lesquels seuls les écarts de change sur swaps ainsi que les intérêts courus non échus associés à ces swaps sont comptabilisés au bilan, tous les instruments dérivés sont comptabilisés au bilan à la juste valeur.

2.3 Impacts au 1^{er} janvier 2005

2.3.1 RAPPROCHEMENT ENTRE LE BILAN IFRS AU 31 DECEMBRE 2004 ET LE BILAN D'OUVERTURE AU 1^{ER} JANVIER 2005

(en millions d'euros)	NOTES	31.12.2004	RECLASSEMENT IAS 32/39	EVALUATION IAS 32/39	01.01.2005
ACTIF					
Ecarts d'acquisition		5 371			5 371
Actifs incorporels		1 288			1 288
Immobilisations corporelles		97 645			97 645
Titres mis en équivalence		2 198		5	2 203
Actifs financiers non courants	2.3.2	7 434	13	671	8 118
Impôts différés		944		21	965
Actif non courant		114 880	13	697	115 590
Stocks		6 678			6 678
Clients et comptes rattachés	2.3.2	15 782	(2 051)	2	13 733
Actifs financiers courants	2.3.2	3 121	2 270	299	5 690
Autres débiteurs		5 920	(54)	(3)	5 863
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2.3.4	3 150	678	(8)	3 820
Actif courant		34 651	843	290	35 784
TOTAL DE L'ACTIF		149 531	856	987	151 374

(en millions d'euros)	NOTES	31.12.2004	RECLASSEMENT IAS 32/39	EVALUATION IAS 32/39	01.01.2005
PASSIF					
Capital		8 129			8 129
Réserves et Résultats Consolidés		307		630	937
Capitaux propres (part du Groupe)	2.3.5	8 436		630	9 066
Intérêts minoritaires		899		(2)	897
Capitaux propres		9 335		628	9 963
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire		13 494			13 494
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		12 367			12 367
Provisions pour avantages du personnel		13 620			13 620
Autres provisions	2.3.3	1 999	(1 253)		746
Passifs spécifiques des concessions		33 694			33 694
Passifs financiers non courants	2.3.3	20 888	33	(299)	20 622
Autres créditeurs		6 479	(32)	5	6 452
Impôts différés		2 929		248	3 177
Passif non courant		105 470	(1 252)	(46)	104 172
Provisions		4 525			4 525
Fournisseurs et comptes rattachés	2.3.3	9 017	(2 346)	(9)	6 662
Passifs financiers courants	2.3.3	4 899	4 466	373	9 738
Dettes impôts courants		395		41	436
Autres créditeurs		15 890	(12)		15 878
Passif courant		34 726	2 108	405	37 239
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		149 531	856	987	151 374

2.3.2 ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

La rubrique « Actifs financiers courants et non courants » passe de 10 555 à 13 808 millions d'euros du fait de la norme IAS 39. Cette variation s'explique comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2004	RECLASSEMENTS IAS 39	EVALUATION IAS 39 AU 01.01.2005	01.01.2005
Titres de participations	1 304	(1 304)		
TIAP	4 946	(4 946)		
Autres titres immobilisés	182	(182)		
Autres immobilisations financières	1 162	(1 162)		
Actifs financiers à court terme	2 961	(2 961)		
Total actifs financiers à ventiler avant application de la norme IAS 39	10 555(a)	(10 555)		
Actifs financiers disponibles à la vente		8 399	568	8 967
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat		2 837	183	3 020
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance		17	0	17
Prêts et créances financières		1 138	2	1 140
Juste valeur positive des dérivés de couverture		447	217	664
Actifs financiers	10 555	2 283	970	13 808(b)

(a) 7 434 millions d'euros de part non courante et 3 121 millions d'euros de part courante

(b) 8 118 millions d'euros de part non courante et 5 690 millions d'euros de part courante

Le solde des reclassements des actifs financiers selon les catégories d'IAS 39 s'élève à 2 283 millions d'euros et se décompose essentiellement en :

- 2 505 millions d'euros représentatifs de la juste valeur positive de dérivés de EDF Trading reclassés des créances clients en actifs financiers à la juste valeur ;
- (680) millions d'euros de valeurs mobilières de placement qui ont été re-qualifiées en équivalents de trésorerie.

L'impact de l'évaluation des actifs financiers selon IAS 39 est de 970 millions d'euros et se décompose de la manière suivante :

- 568 millions d'euros de revalorisation des actifs financiers disponibles à la vente : il s'agit de la différence entre la valeur de marché des actifs financiers disponibles à la vente et le coût historique des instruments financiers qui ont été classés dans cette catégorie ;
- 183 millions d'euros de revalorisation des instruments financiers classés en actifs financiers à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat, correspondant essentiellement à :
 - la comptabilisation des options et warrants sur Edison pour 94 millions d'euros ;
 - la juste valeur des autres dérivés de transaction pour environ 220 millions d'euros portant sur des contrats de matières premières qualifiés de dérivés au regard de la norme IAS 39 ;
 - l'impact de l'élimination des contrats internes de matières premières à hauteur de (138) millions d'euros.
- 217 millions d'euros au titre de la juste valeur des dérivés de couverture dont la valorisation des instruments dérivés de couverture d'investissement net à l'étranger de la maison mère à hauteur de 174 millions d'euros.

2.3.3 PASSIFS FINANCIERS

(en millions d'euros)	31.12.2004	RECLASSEMENTS IAS 39	REVALORISATION IAS 39 AU 01.01.2005	01.01.2005
Emprunts et dettes financières	25 787	404	(296)	25 895
Juste valeur négative des dérivés de transaction	—	3 688	216	3 904
Juste valeur négative des dérivés de couverture	—	407	154	561
Passifs financiers	25 787(a)	4 499	74	30 360(b)

(a) 20 888 millions d'euros de part non courante et 4 899 millions d'euros de part courante.

(b) 20 622 millions d'euros de part non courante et 9 738 millions d'euros de part courante.

Le solde des reclassements des passifs financiers s'élève à 4 499 millions d'euros et se décompose essentiellement en :

- 2 346 millions d'euros représentatifs de la juste valeur négative des dérivés de transaction de EDF Trading auparavant classés en dettes fournisseurs;
- 1 227 millions d'euros au titre de la provision pour dépréciation des titres IEB et d'une provision pour risques sur les engagements de rachat d'actions relatifs aux options d'achat et de vente chez EDF SA reclassées en dérivés de transaction;
- 454 millions d'euros relatifs à la titrisation des créances clients d'EDF Energy reclassés en dettes financières.

L'impact de l'évaluation des passifs financiers selon IAS 39 est de 74 millions d'euros et se décompose de la manière suivante :

- (296) millions d'euros au titre de la valorisation des dettes au coût amorti dont (206) millions d'euros concernant le prêt consenti par le Commissariat à l'Energie Atomique (CEA) à EDF et relatif au financement initial de la centrale de Creys-Malville;
- 216 millions d'euros de valorisation des dérivés de transaction dont les contrats de matières premières qualifiés de dérivés (28 millions d'euros) ainsi que les dérivés incorporés dans les contrats (42 millions d'euros);
- 154 millions d'euros de valorisation des dérivés de couverture dont 40 millions d'euros au titre des contrats de matières premières qualifiés de couverture, le solde concernant les swaps de taux et de change qualifiés de couvertures des flux de trésorerie.

2.3.4 TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE

Les reclassements de 678 millions d'euros concernent essentiellement un reclassement des valeurs mobilières de placement à court terme en trésorerie.

2.3.5 CAPITAUX PROPRES

L'impact de l'application de la norme IAS 39 au 1^{er} janvier 2005 sur les capitaux propres après prise en compte des effets d'impôts s'élève à 628 millions d'euros dont 630 millions d'euros représentant la part du Groupe.

2.3.5.1 Impact sur les réserves consolidées

L'impact sur les réserves consolidés est de 359 millions d'euros nets d'impôts dont 362 millions d'euros pour EDF SA, 58 millions d'euros pour les filiales ainsi que (61) millions d'euros d'éliminations au niveau du Groupe.

En ce qui concerne EDF SA, l'impact se décompose principalement en :

- 219 millions d'euros au titre de la valorisation des dettes au coût amorti ;
- 94 millions d'euros d'ajustement de provisions pour dépréciation des actifs financiers classés en actifs disponibles à la vente ;
- 205 millions d'euros liés à la comptabilisation des plus-values latentes des dérivés (dont 69 millions d'euros au titre de la juste valeur des dérivés IEB/Edison) ;
- (160) millions d'euros d'impôts différés.

En ce qui concerne les filiales, l'impact de 57 millions d'euros s'explique essentiellement par la valorisation des actifs financiers à la juste valeur et la reconnaissance des dérivés incorporés.

Enfin au niveau du Groupe, les éliminations portent notamment sur les résultats internes sur les contrats de matières premières.

2.3.5.2 Impacts sur les réserves recyclables

L'impact sur les réserves recyclables de 275 millions d'euros se décompose comme suit :

- l'impact lié à la réévaluation à la juste valeur des actifs disponibles à la vente est de 344 millions d'euros dont 48 millions d'euros relatifs aux titres Edison.
- l'impact lié aux gains et pertes des instruments de couverture directement enregistrés en réserves est de (69) millions d'euros et concerne d'une part les contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie et d'autre part les swaps de couverture de taux.

Note 3 : Comparabilité des exercices

Afin de rendre comparables les premiers semestres 2004 et 2005, les comptes consolidés au 30 juin 2004 ont été retraités des changements de présentation et d'évaluation liés à la mise en application des normes IAS / IFRS au 1^{er} janvier 2004. Les bases de préparation de ces informations et les retraitements effectués sont explicités en note 3.1 ci-dessous.

Par ailleurs, le groupe EDF a préparé, en complément des informations financières au titre du premier semestre de l'exercice 2004 établies selon les principes énoncés en note 1.1, des informations financières pro forma au titre du premier semestre 2004, tenant compte des effets de la loi du 9 août 2004 sur les retraites et les concessions. Les bases de préparation de ces informations et les retraitements effectués sont explicités en note 3.2 ci-dessous.

3.1 Informations financières au 30 juin 2004

Les informations financières au 30 juin 2004, telles que présentées ci-après, ont été préparées en conformité avec la note 1 « Effets de la première application des normes IFRS » de l'annexe aux comptes établis au titre de la transition IFRS au 31.12.2004.

La base de préparation de ces informations financières résulte :

- des normes et interprétations IFRS applicables de manière obligatoire au 31 décembre 2005, telles qu'elles sont connues à ce jour, à l'exception des normes IAS 32 et 39 pour lesquelles la date de transition est le 1^{er} janvier 2005 ; les normes comptables en vigueur à la date de publication de ces informations financières retraitées sont celles approuvées par les règlements 2086/2004, 2036/2004, 2037/2004 et 2238/2004 de la Commission européenne,
- des options retenues et des exemptions utilisées qui sont celles que le Groupe retiendra pour l'établissement de ses premiers comptes consolidés IFRS en 2005, décrites dans la note 3 « Effets de la première application des normes IFRS » de l'annexe aux états financiers IFRS au 31.12.2004, sous réserve d'évolutions éventuelles du référentiel,
- concernant le traitement comptable des concessions selon les normes internationales, voir note 1.1.

3.1.1 EFFETS SUR LE COMPTE DE RESULTAT

(en millions d'euros)	NORMES FRANÇAISES PREMIER SEMESTRE 2004 PUBLIÉES	RECLASSEMENT	NORMES FRANÇAISES AU FORMAT IFRS	ECARTS D'ACQUISITION	IMMOBILISATION DES DEPENSES DE SECURITE	TICKETS DE RACCORDEMENT	RETRAITES ET AUTRES AVANTAGES LT	AUTRES AJUSTEMENTS	TOTAL AJUSTEMENTS IFRS	NORMES IFRS PREMIER SEMESTRE 2004
Chiffre d'affaires	24 030	(7)	24 023			(60)		(11)	(71)	23 952
Consommations externes	(11 671)	362	(11 309)		97		309		406	(10 903)
Charges de personnel	(4 899)	(189)	(5 088)				558	18	576	(4 512)
Impôts et taxes	(1 407)	(1)	(1 408)						—	(1 408)
Autres produits et charges opérationnels	763	(324)	439					2	2	441
Excédent brut d'exploitation	6 816	(159)	6 657	—	97	(60)	867	9	913	7 570
Dotations nettes aux amortissements	(2 287)	(32)	(2 319)		(49)			(28)	(77)	(2 396)
Dotations nettes aux provisions	(306)	306	—						—	—
Pertes de valeur	—	(413)	(413)	159					159	(254)
Autres produits et charges d'exploitation	—	—	—						—	—
Résultat d'exploitation	4 223	(298)	3 925	159	48	(60)	867	(19)	995	4 920
Résultat financier	(1 204)	(2)	(1 206)				(1 578)	(6)	(1 584)	(2 790)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	3 019	(300)	2 719	159	48	(60)	(711)	(25)	(589)	2 130
Impôts sur les résultats	(1 211)	3	(1 208)		(17)	21	252	2	258	(950)
Dotations nettes aux amortissements et provision des écarts d'acquisition	(299)	299	—						—	—
Quote part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	16	(2)	14	25				(1)	24	38
Résultat net consolidé	1 525	—	1 525	184	31	(39)	(459)	(24)	(307)	1 218
dont part des minoritaires	(12)	—	(12)					2	2	(10)
dont part du Groupe	1 537	—	1 537	184	31	(39)	(459)	(26)	(309)	1 228

3.1.2 EFFETS SUR LA VARIATION DES CAPITAUX PROPRES

(en millions d'euros)	01.01.2004	RESULTAT DU PREMIER SEMESTRE	AUTRES	CAPITAUX PROPRES PART DU GROUPE AU 30 JUIN 2004	INTERETS MINORITAIRES	TOTAL CAPITAUX PROPRES AU 30 JUIN 2004
Capitaux propres en principes comptables français	18 924	1 537	(182)	20 279	923	21 202
Retraitements						
Annulation des amortissements des écarts d'acquisition		184		184		184
Activation des dépenses de sécurité	1 133	48		1 181		1 181
Tickets de raccordement	(1 968)	(60)		(2 028)		(2 028)
Retraites du personnel et autres avantages à long terme	(59 775)	(711)		(60 486)		(60 486)
Autres retraitements	(370)	(28)	(22)	(420)	—	(420)
Total des retraitements	(60 980)	(567)	(22)	(61 569)	—	(61 569)
Effet impôt sur les retraitements	2 926	258		3 184		3 184
Capitaux propres IFRS	(39 130)	1 228	(204)	(38 106)	923	(37 183)

3.1.3 EFFETS SUR LE TABLEAU DES FLUX DE TRÉSORERIE

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 NORMES FRANÇAISES AU FORMAT IFRS	ÉCARTS D'ACQUISITION	DEPENSES DE SECURITE	TICKETS DE RACCORDEMENT	RETRAITES ET AVANTAGES DU PERSONNEL	AUTRES	1 ^{ER} SEMESTRE 2004
Opérations d'exploitation :							
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	2 719	159	48	(60)	(711)	(25)	2 130
Pertes de valeurs	416	(159)					257
Amortissements et provisions	3 072		49		711	12	3 844
Produits et charges financiers	574						574
Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence	51						51
Plus ou moins-values de cession	(130)						(130)
Variation du besoin en fonds de roulement	(240)			60		37	(143)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	6 462	—	97	—	—	24	6 583
Frais financiers nets décaissés	(592)						(592)
Impôts sur le résultat payés	(1 838)						(1 838)
Impôt et intérêts payés au titre de la décision de la Commission européenne	(1 224)						(1 224)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	2 808	—	97	—	—	24	2 929
Opérations d'investissement :							
Variations de périmètre	(426)						(426)
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(2 143)		(97)				(2 240)
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	164						164
Variations d'actifs financiers	(104)						(104)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(2 509)	—	(97)	—	—	—	(2 606)
Opérations de financement :							
Emissions d'emprunts	4 867						4 867
Remboursements d'emprunts	(5 845)						(5 845)
Dividendes versés par la société mère	(321)						(321)
Dividendes versés aux minoritaires	(34)						(34)
Augmentation de capital en numéraire	9						9
Augmentation des comptes spécifiques des concessions	78						78
Subventions d'investissement	18						18
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	(1 228)	—	—	—	—	—	(1 228)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(929)	—	—	—	—	24	(905)
Trésorerie et équivalent de trésorerie à l'ouverture	2 523	(2)				(24)	2 497
Incidence des variations de change	59						59
Incidence des autres reclassements	13						13
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	1 666	(2)	—	—	—	—	1 664

3.2 Informations financières pro forma au 30 juin 2004 intégrant les effets de la loi du 9 août sur les retraites et les concessions (voir également note 4 et comptes consolidés au 31 décembre 2004 établis au titre de la transition IAS / IFRS)

L'objectif des informations financières pro forma est de fournir des éléments de comparaison aux états financiers du Groupe au titre du premier semestre 2005, qui prennent en compte à partir du 1er janvier 2005 les effets de la loi relative

au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières (« loi du 9 août 2004 ») sur le financement du régime des retraites et des concessions.

3.2.1 METHODOLOGIE D'ETABLISSEMENT DES INFORMATIONS FINANCIERES PRO FORMA

Les informations financières pro forma, telles que présentées ci-après, visent à simuler les effets que la loi du 9 août 2004 aurait pu avoir sur le compte de résultat du Groupe EDF au 30 juin 2004, si la réforme du financement du régime spécial de retraite des IEG et les dispositions relatives aux concessions, issues de cette loi, avaient pris effet au 1^{er} janvier 2004.

Ces informations financières sont publiées à seule fin d'illustration, ne permettent pas d'établir une base d'informations comparables aux exercices futurs et ne préjugent pas non plus de ses résultats d'exploitation au cours d'exercices futurs.

3.2.2 INFORMATIONS FINANCIERES PRO FORMA INTEGRANT, PAR ANTICIPATION, LES EFFETS DE LA LOI DU 9 AOUT 2004 SUR LES RETRAITES ET LES CONCESSIONS

3.2.2.1 Impacts de la réforme du financement du régime spécial de retraite des IEG

3.2.2.1.1 Impact sur le bilan 2004 de la prise en compte des engagements post-réforme

Les contributions exceptionnelles qui seront versées par le Groupe à la Caisse Nationale des IEG dans le cadre des conventions financières conclues avec la CNAV et les régimes complémentaires, sont reconnues en dettes dès le 1^{er} janvier 2004 pour le montant des conventions signées (soit 2 392 millions d'euros nets d'impôt) et sont réputées versées selon l'échéancier effectif prévu dans lesdites conventions.

Les droits de base, objet des conventions financières conclues avec les régimes généraux et complémentaires, n'ont pas lieu d'être provisionnés.

Le financement des droits spécifiques des personnels des activités régulées (transport et distribution) acquis antérieurement à la date d'effet de la réforme, — de même que des contributions exceptionnelles à verser au régime général et aux régimes de retraites complémentaires — est assuré par le prélèvement de la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) sur les prestations de transport et de distribution d'électricité, et n'incombe donc plus au Groupe EDF. En conséquence, ces engagements n'ont pas lieu d'être provisionnés.

Les droits spécifiques acquis par le personnel des activités régulées et non régulées sur le premier semestre 2004 sont enregistrés en résultat en coût des services rendus.

3.2.2.1.2 Impact sur les comptes de résultat retraités pro forma du premier semestre 2004

Les prestations versées directement par EDF avant réforme, ainsi que les versements aux fonds externalisés nets des primes d'assurances reçues, qui figurent en charges dans les comptes établis en normes françaises sont éliminés.

Les cotisations (part patronale) sont prises en compte sur la base des taux fixés par les conventions financières avec les régimes généraux. Les retraitements pro forma intègrent en augmentation des frais de personnel, l'incidence de la prime compensatoire qui a été accordée aux agents statutaires afin de compenser la perte de pouvoir d'achat résultant de l'augmentation des cotisations retraite salariales.

Le coût des services rendus correspond à l'augmentation de l'engagement au titre des droits spécifiques du personnel des activités régulées et non régulées. Le coût financier est déterminé sur la base d'un taux d'actualisation de 5 %. Le produit financier correspondant au rendement attendu des fonds externalisés est par ailleurs pris en compte, en fonction des anticipations de rendement de ces actifs compte tenu de leur composition.

Compte tenu du principe de neutralité tarifaire de la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA), le chiffre d'affaires d'EDF a été diminué du montant attendu de cette taxe.

L'incidence sur le résultat financier pro forma des contributions exceptionnelles (souttes) est prise en compte au taux de 4,5 %.

Sur la base de ces différentes conventions, les retraitements pro forma sur le résultat du Groupe au 30 juin 2004 sont présentés dans la note 3.3.

3.2.2.2 Article 36 de la loi du 9 août relatif aux concessions

La loi du 9 août 2004 précise les périmètres respectifs des réseaux publics de transport et de distribution publique et en organise les modalités de reclassement :

- les ouvrages classés au 1^{er} janvier 2005 dans le réseau d'alimentation générale et relevant des réseaux de distribution publique seront reclassés dans ces réseaux à cette date et transférés à titre gratuit aux collectivités locales concédantes pour leur valeur nette comptable. EDF reste propriétaire de la partie des postes de transformation de haute ou très haute tension en moyenne tension.
- Nonobstant les éventuelles clauses contraires des contrats de concession de distribution publique d'électricité, EDF n'est plus tenue vis à vis des autorités concédantes à aucune obligation financière liée aux provisions pour renouvellement des ouvrages devant être renouvelés après le terme normal des concessions. Les provisions pour charges futures de renouvellement constituées antérieurement au 1^{er} janvier 2005, pour les biens dont le

renouvellement interviendra après le terme normal des concessions, auront dorénavant pour objet de faire face, à concurrence du montant nécessaire, aux obligations de renouvellement des ouvrages anciennement classés dans le RAG et transférés en DP, dont le renouvellement interviendra avant le terme des concessions.

- En conséquence, les provisions pour charges futures de renouvellement constituées antérieurement au 1^{er} janvier 2005 pour les biens dont le renouvellement interviendra après le terme des concessions ont été annulées ; en contrepartie, les obligations de renouvellement des ouvrages anciennement classés dans le RAG et transférés en DP dont le renouvellement interviendra avant le terme des concessions ont fait l'objet d'une inscription au passif parmi les passifs spécifiques des concessions.

L'effet de ces retraitements sur le résultat net pro forma du premier semestre 2004 est une amélioration de 26 millions d'euros après impôt.

3.3 Effets sur le compte de résultat

(en millions d'euros)	IFRS PREMIER SEMESTRE 2004	IMPACT REFORME DES RETRAITES	CONCESSIONS ART.36	TOTAL IMPACTS LOI DU 9 AOÛT 2004	PRO FORMA PREMIER SEMESTRE 2004
Chiffre d'affaires	23 952	(319)	—	(319)	23 633
Consommations externes	(10 903)	—	—	—	(10 903)
Charges de personnel	(4 512)	(153)	—	(153)	(4 665)
Impôts et taxes	(1 408)	—	—	—	(1 408)
Autres produits et charges opérationnels	441	—	40	40	481
Excédent brut d'exploitation	7 570	(472)	40	(432)	7 138
Dotations nettes aux amortissements	(2 396)	1	—	1	(2 395)
Pertes de valeur	(254)	—	—	—	(254)
Autres produits et charges d'exploitation	—	—	—	—	—
Résultat d'exploitation	4 920	(471)	40	(431)	4 489
Résultat financier	(2 790)	1 187	—	1 187	(1 603)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	2 130	716	40	756	2 886
Impôts sur les résultats	(950)	(253)	(14)	(267)	(1 217)
Dotations nettes aux amortissements et provision des écarts d'acquisition	—	—	—	—	—
Quote part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	38	—	—	—	38
Résultat net consolidé	1 218	463	26	489	1 707
dont part des minoritaires	(10)	—	—	—	(10)
dont part du Groupe	1 228	463	26	489	1 717

Note 4 : Evénements et transactions significatifs survenus au cours du premier semestre 2005

4.1 Mise en œuvre de la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières

Les dispositions de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux Entreprises Electriques et Gazières sont décrites dans la note 2 de l'annexe aux comptes consolidés relatifs à la transition aux normes IAS/IFRS au 31 décembre 2004. Les événements intervenus sur le premier semestre relatif à l'application de cette loi sont présentés ci-après.

4.1.1 FILIALISATION DU GESTIONNAIRE DU RESEAU DE TRANSPORT D'ELECTRICITE

En application de la loi du 9 août 2004, EDF a conclu le 30 juin 2005 un traité d'apport partiel d'actif (soumis au régime des scissions) avec la société C5, société détenue à 100 % par EDF.

Ce traité prévoit l'apport par EDF à C5 des ouvrages du réseau public de transport d'électricité et des biens de toute nature dont EDF est propriétaire et qui sont liés à l'activité de transport d'électricité. Il prévoit également l'apport des droits, autorisations et obligations dont EDF est titulaire et des contrats conclus par celle-ci, quelle que soit leur nature, dès lors qu'ils sont liés à l'activité de gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, tels que ces ouvrages, biens, droits, autorisations, obligations et contrats existeront à la date de réalisation de l'apport.

Compte tenu du fait que le financement du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité est assuré par une quote-part de lignes obligataires émises par EDF, C5 reprendra au passif de son bilan, conformément aux termes du deuxième alinéa de l'article 9 de la Loi du 9 août 2004, une dette financière synthétique correspondant aux dettes financières présentées dans les derniers comptes séparés de RTE.

Les apports sont effectués à la valeur nette comptable pour un montant évalué à environ 4 milliards d'euros.

Le décret approuvant les statuts de RTE EDF Transport a été publié le 31 août 2005. Les assemblées générales de EDF SA (31 août 2005) et C5 (1^{er} septembre 2005) ont approuvées l'apport partiel d'actif.

4.1.2 REFORME DU FINANCEMENT DU REGIME SPECIAL DE RETRAITES DES INDUSTRIES ELECTRIQUES ET GAZIERES

Les principales mesures de la réforme du financement du régime spécial de retraites des Industries Electriques et Gazières sont entrées en vigueur au 1^{er} janvier 2005 et sont rappelées ci-dessous :

- Création de la Caisse Nationale des Industries Electriques et Gazières (CNIEG) ;
- Adossement financier aux régimes de droit commun :

En application des conventions financières mises en place entre la CNIEG et les différents régimes de droit commun (CNAV, AGIRC, ARRCO) EDF a versé un montant de 3 295 millions d'euros au titre de la contribution exceptionnelle, soit 2 724 millions d'euros au profit de la CNAV et 571 millions d'euros au profit des régimes AGIRC et ARRCO.

- Répartition des droits spécifiques du régime spécial des entreprises des Industries Electriques et Gazières entre les différentes entreprises des IEG et, pour chaque entreprise, entre d'une part les droits afférents à chacune des prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel (« droits spécifiques passés régulés ») et d'autre part les droits afférents aux autres activités (« droits spécifiques passés non régulés »).
- Création de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel

Les taux de contribution tarifaire sont périodiquement fixés par les ministres chargés de l'énergie, du budget et de la sécurité sociale après avis de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE). Pour 2005, ils ont été fixés par arrêté ministériel le 26 mai 2005 à 10 % pour les prestations de transport d'électricité et à 20,4 % pour les prestations de distribution d'électricité. Le taux pour les prestations de transport d'électricité a été modifié par la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique et fixé à 6,5 % à compter du 1^{er} janvier 2005.
- Financement des droits spécifiques non régulés : les droits spécifiques non régulés sont provisionnés dans leur intégralité.

4.1.3 DISPOSITIONS INTERESSANT LES RESEAUX DE DISTRIBUTION ET DE TRANSPORT D'ELECTRICITE

L'article 36 de la loi du 9 août 2004 précise les périmètres respectifs des réseaux publics de transport et de distribution publique avec effet au 1^{er} janvier 2005.

Cet article induit un nouveau mode de comptabilisation décrit en détail dans la note 1.4. Il a pour effet principal de reclasser au passif du bilan, dans les passifs spécifiques des concessions, la quote-part d'amortissement constitué sur le financement du concédant, incluse jusqu'au 31 décembre 2004 dans la provision pour renouvellement, pour un montant de 4,5 milliards d'euros (voir note 21).

Le transfert de biens relevant du réseau d'alimentation générale (RAG) en biens relevant des réseaux de distribution publique (DP) également prévu par l'article 36 de la loi du 9 août 2004 a pour conséquences :

- le reclassement des immobilisations du domaine propre aux immobilisations du domaine concédé à leur valeur nette comptable pour 712 millions d'euros,
- le reclassement des subventions et provisions réglementées dans les comptes de droits du concédant pour 9 millions d'euros,
- l'affectation de la provision pour charges futures (PCF) constituée au 31 décembre 2004 au renouvellement des ouvrages anciennement classés dans le RAG et transférés en DP.

Ces mesures ont un impact de 12 millions d'euros après impôts sur les capitaux propres d'EDF SA.

4.2 Edison

4.2.1 CONTRATS D'OPTION DE VENTE ET D'ACHAT CONCLUS PAR EDF

EDF a conclu en 2002 avec chacun des actionnaires d'IEB (Fiat Energia, Groupe Tassara et les Banques Italiennes) des contrats d'option portant sur leurs actions IEB et, pour certains, également sur leurs warrants IEB. EDF a en outre conclu avec les Banques Italiennes des contrats d'option portant sur leurs actions Edison et sur leurs warrants Edison, l'option sur les warrants faisant l'objet d'une contestation décrite ci-dessous.

Au cours du premier semestre 2005, les actionnaires d'IEB ont exercé leurs options de vente à EDF dans les conditions suivantes :

- Options sur les actions et les warrants IEB

Fiat a exercé son option de vente à EDF de sa participation de 24,6 % au capital d'IEB et de ses warrants permettant la souscription de 83,7 millions d'actions IEB. Cette option a été exercée au prix de 1 147 millions d'euros, soit 5,14 euros par action IEB.

Fiat a exercé son option de vente à EDF de sa participation de 14 % au capital d'IEB. Cette option a été exercée au prix de 653 millions d'euros, soit 5,14 euros par action IEB. La participation de 14 % de Fiat avait été cédée par Fiat aux Banques Italiennes en juin 2002, mais le contrat de cession prévoit que les actions correspondantes seront recédées à Fiat si celle-ci exerce son option de vente à EDF de sa participation de 24,6 % au capital d'IEB.

Les Banques Italiennes ont exercé leur option de vente à EDF de leur participation de 23,37 % au capital d'IEB (hors participation de 14 % visée par l'option ci-dessus) et de leurs warrants permettant la souscription de 79,4 millions d'actions IEB. Cette option a été exercée à un prix égal au coût historique d'acquisition de leur participation au capital d'IEB le 1^{er} juillet 2001, soit, pour les actions, 741 millions d'euros (3,50 euros par action), plus 7 % d'intérêt annuel entre le 1^{er} juillet 2001 et la date de règlement-livraison des titres après exercice de l'option, et pour les warrants environ 23 millions d'euros.

Le groupe Tassara a exercé son option de vente à EDF de sa participation de 20,01 % au capital d'IEB. Cette option a été exercée au prix de 800 millions d'euros, soit 4,41 euros par action IEB. Le contrat avec le groupe Tassara prévoit un mécanisme d'ajustement sur la base des comptes d'Edison au 31 décembre 2005 qui pourrait conduire au versement d'un complément de prix par EDF. Compte tenu de la formule de calcul du complément de prix, EDF estime à ce jour qu'il est peu probable qu'elle ait à verser un tel complément. Il est précisé que l'option de vente ne porte pas sur les warrants IEB détenus par le groupe Tassara (68 014 806 warrants) qui en reste propriétaire. Conformément aux accords conclus avec le groupe Tassara, EDF, par l'intermédiaire de la société WGRM holding 2 SpA, filiale à 100 %, a racheté les titres correspondants le 26 juillet 2005, portant sa participation dans IEB à 38 %.

- Options sur les actions et les warrants Edison

Les Banques Italiennes ont exercé leur option de vente à EDF de leur participation de 2,9 % au capital d'Edison. Cette option a été exercée à un prix égal au coût historique d'acquisition de leur participation au capital d'Edison le 12 décembre 2002, soit 123 millions d'euros, plus 7 % d'intérêt annuel entre le 12 décembre 2002 et la date de règlement-livraison des titres après exercice de l'option.

4.2.2 PROCEDURES D'ARBITRAGE RELATIVES AUX CONTRATS D'OPTION

EDF a initié en décembre 2004 des procédures d'arbitrage motivées par l'adoption de la loi Marzano demandant la suspension de l'exécution des contrats d'option décrits supra et se réservant le droit d'en demander la résiliation.

Ces procédures devraient être abandonnées dès lors que la loi Marzano ne pourra plus porter d'effets au détriment d'EDF (voir paragraphe 4.2.3.2 ci-après).

Par ailleurs, les Banques italiennes ont contesté devant le Tribunal arbitral le fait que leur option de vente au Groupe EDF de leur participation de 2,9 % au capital d'Edison couvre aussi les 123 396 768 warrants Edison qu'elles ont souscrits dans le cadre de l'augmentation de capital décidée fin 2002. EDF soutient au contraire que l'exercice de l'option lui permet d'acquérir les actions et les warrants Edison.

Si les procédures décrites ci-avant relatives à la résiliation des contrats d'option sont abandonnées, EDF entend néanmoins poursuivre celle relative à cette contestation des Banques Italiennes sur les warrants Edison.

4.2.3 PRISE DE CONTROLE CONJOINT D'EDISON PAR EDF ET AEM MILAN

Le 12 mai 2005, EDF, AEM Milan (opérateur italien intégré), WGRM Holding 4 S.p.A. (« WGRM », filiale à 100 % d'EDF), et Delmi S.p.A. (« Delmi », filiale à 51 % d'AEM Milan) ont signé un Structure Agreement et un Shareholders' Agreement de droit italien relatifs à la mise en œuvre de leur projet de prise de contrôle conjoint d'Edison et à l'exercice de ce contrôle. A cet effet, une société holding commune, Transalpina di Energia S.p.A. (« TdE »), dont WGRM et Delmi détiendront chacun 50 % du capital, a été constituée.

4.2.3.1 Acquisition du contrôle conjoint d'Edison

Lorsque la prise de contrôle d'IEB par EDF via l'exercice des options sera effective, EDF pourvoira à la cession par IEB à TdE des actions et des warrants Edison détenues par IEB au prix de 1,55 euros par action et de 0,59 euro par warrant. TdE contrôlera ainsi 61,7 % du capital et environ 63,35 % des droits de vote d'Edison (2 631 976 000 actions) plus 240 000 warrants Edison. EDF conservera la propriété des actions Edison qu'elle détient en direct (y compris celles acquises à la suite de l'exercice du contrat d'option des Banques Italiennes décrites ci-dessus), soit 5,16 % du capital et 5,3 % des droits de vote d'Edison, ainsi que 218 650 429 warrants Edison (dont 123 396 768 warrants dont le transfert de propriété à EDF en cas d'exercice de leur option est contesté par les Banques Italiennes — voir paragraphe 4.2.2 ci-dessus).

La cession des actions Edison par IEB à TdE est conditionnée à l'accord des autorités de la concurrence communautaires sur la transaction (voir note 4.2.3.2).

Après l'acquisition par TdE de toutes les actions Edison détenues par IEB, TdE lancera une offre publique d'achat obligatoire sur les actions Edison encore en circulation ainsi qu'une offre publique d'achat volontaire sur les warrants Edison. Les actions et les warrants Edison détenus directement par EDF ne seront pas apportés aux offres.

Le prix de l'offre publique d'achat obligatoire sur les actions Edison dans le projet d'offre publique déposé auprès de la Consob par EDF et AEM Milan est de 1,86 euro par action. Le prix de l'offre publique d'achat volontaire sur les warrants Edison dans le projet d'offre publique déposé auprès de la Consob par EDF et AEM Milan est de 0,87 euro. Sur la base de ces prix, si l'intégralité des actions et des warrants Edison non détenus par TdE ou EDF sont apportés aux offres, le montant total à verser par TdE sera de 3 241 millions d'euros (2 438 millions d'euros pour les actions et 803 millions d'euros pour les warrants).

Le Structure Agreement prévoit la manière dont les actions et les warrants Edison acquis par TdE seront ensuite répartis entre TdE, EDF et Delmi (ou un tiers désigné par Delmi). L'objectif final de ces répartitions, selon un ordre de priorité défini dans le Structure Agreement, est que, à la suite des offres publiques, la répartition du capital d'Edison soit la suivante :

- TdE détiendra entre 51 % au moins et 60 % au plus du capital et des droits de vote d'Edison, sur une base totalement diluée (c'est à dire en supposant l'exercice de tous les warrants et la conversion de toutes les actions d'épargne et de tous autres titres donnant accès au capital à l'exception des options de souscription) ;
- EDF détiendra, directement et indirectement, 50 % du capital et des droits de vote d'Edison sur une base totalement diluée ;
- le solde éventuel des actions et des warrants acquis dans le cadre des offres publiques, après allocation à EDF puis TdE en application des principes ci-dessus, sera alloué à Delmi.

EDF versera à TdE une somme égale à 0,15 euro par action et 0,12 euro par warrant pour l'ensemble des titres Edison acquis dans le cadre des offres publiques et alloués à TdE et Delmi en application du mécanisme ci-dessus. Par ailleurs, EDF versera à TdE une somme égale à 0,075 euro par action et 0,055 euro par warrant pour chaque action ou warrant Edison attribué à Delmi dépassant le nombre total d'actions ou warrants attribués à EDF. Cette dernière clause ne pourra jouer au maximum qu'à hauteur de 6 % des titres Edison.

Le Structure Agreement prévoit que Delmi pourra renoncer au profit d'EDF à une partie des titres qui devraient lui être alloués correspondant au maximum à 0,6 % de ses actions et à 1,3 % de ses warrants Edison à EDF.

EDF et AEM Milan sont convenues qu'Edison continuerait à être cotée à la bourse de Milan. Si le nombre d'actions Edison en circulation devenait inférieur au minimum requis pour une telle cotation, Delmi céderait des titres pour reconstituer ce flottant minimum.

4.2.3.2 Conditions à la réalisation de l'opération

La mise en œuvre des différentes étapes de l'opération de prise de contrôle d'Edison est soumise à la condition préalable de l'abandon par EDF des procédures d'arbitrage visant à la résiliation des contrats d'options.

Cet abandon est lui-même conditionné par l'absence effective de prise de mesures contraires à la réalisation de l'opération par le gouvernement italien au titre de la loi Marzano. Le gouvernement italien disposait de 30 jours à compter de la date à laquelle l'autorité italienne de la concurrence reçoit communication du projet d'opération de prise de contrôle pour prendre, le cas échéant, de telles mesures. En outre, la mise en œuvre de l'opération, et notamment la réalisation de la cession des titres et warrants Edison par IEB à TdE dépend, aux termes du Structure Agreement, de la réalisation des conditions suspensives suivantes :

1. la réduction par Edison de sa participation au capital d'AEM Milan de 5,1 % actuellement à moins de 2 %, pour se conformer à la réglementation italienne relative aux participations croisées ; le Conseil d'administration d'Edison a déjà autorisé la cession des actions AEM Milan correspondantes qui a été effectuée en juillet ;
2. et l'approbation des autorités communautaires de la concurrence : le 12 août 2005, la Commission Européenne a donné son accord au projet de prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et AEM.

Par ailleurs, les conditions figurant ci-dessous constituent des conditions résolutoires (Termination Events) au Structure Agreement permettant à EDF (pour les deux premières) et à Delmi (pour la troisième), en cas de réalisation, de dénouer l'ensemble des opérations mises en œuvre dans le cadre de cet accord :

1. le gouvernement italien n'a pas, avant le 27 mai 2005, (i) pris une décision confirmant que les dispositions de la loi Marzano sont inapplicables à EDF dans le cadre du projet de prise de contrôle conjoint d'Edison avec AEM, et (ii) adopté un décret rendant inapplicable la Loi 301 à EDF.

Le 6 mai 2005, le gouvernement italien a indiqué par courrier au Gouvernement français son intention de ne pas prendre de mesures dans le cadre de la loi Marzano. Le délai durant lequel les autorités italiennes pouvaient prendre des décisions en applications de cette loi étant forclos, EDF a en conséquence, renoncé à ses procédures d'arbitrages le 1^{er} septembre, à l'exception de l'arbitrage afférent aux warrants Edison détenus par les banques italiennes.

Le 14 mai 2005, le gouvernement italien a adopté et publié un décret-loi rendant la loi 301 inapplicable à EDF. Ce décret-loi a été validé par la loi n° 131 du 13 juillet 2005.

2. les prix des offres publiques tels qu'annoncés au marché par EDF et AEM le 13 mai 2005 sont remis en cause à la hausse par décision de l'autorité boursière italienne (Consob) ou d'un tribunal compétent ou à la suite d'un changement de loi ou de réglementation.

EDF et AEM Milan ont indiqué que, si la Commission européenne donnait son accord sur l'opération au terme de la première phase d'examen, les offres publiques d'achat pourraient, sous réserve de l'accord de la Consob, être lancées en septembre 2005, avec un règlement-livraison qui interviendrait en octobre 2005.

3. TdE ne détient pas, à la suite du lancement des offres publiques, un minimum de 51 % du capital d'Edison sur une base totalement diluée.

4.2.3.3 Impact financier

L'accord de la Commission européenne sur le projet de prise de contrôle d'Edison par EDF et AEM ouvrant la voie à une offre publique d'achat (OPA), le Groupe a constaté une charge financière de 481 millions d'euros dans le cadre de l'OPA ainsi qu'un impôt différé actif de 398 millions d'euros au titre des opérations qui vont précéder l'OPA (voir notes 14 et 15.1.2).

Sur la base des prix des offres publiques indiqués ci-dessus et dans l'hypothèse où elles conduiraient EDF à détenir, directement ou indirectement, 50 % des actions ordinaires et warrants Edison, l'opération globale de montée au capital d'Edison par EDF se traduirait par un accroissement estimé de la dette financière nette du Groupe supérieur à 7 milliards d'euros au 31 décembre 2005.

Un peu moins de la moitié de cet accroissement serait due à la consolidation de la dette nette de TdE et du groupe Edison dans les comptes consolidés du Groupe (en cas d'intégration proportionnelle à 50 %), le solde étant lié au financement de l'opération globale de montée au capital d'Edison par EDF.

En ce qui concerne EDF, ce financement sera assuré par la trésorerie disponible du Groupe et par ses lignes de crédit disponibles.

4.2.3.4 Dispositions spécifiques du Structure Agreement

Le Structure Agreement prévoit que la cession des titres Edison par IEB à TdE doit intervenir au plus tard 25 jours après la prise de contrôle d'IEB par EDF et au plus tard le 31 décembre 2006.

Le Structure Agreement, dont les stipulations resteront en vigueur jusqu'au 31 décembre 2020, intègre une disposition relative au changement de contrôle d'AEM Milan. Dans l'hypothèse où les actionnaires de contrôle actuels d'AEM Milan viendraient à détenir moins de 50 % des droits de vote de cette société ou dans d'autres cas assimilés concernant AEM Milan et Delmi, cette clause impose à Delmi, sur option d'EDF, de céder sa participation dans TdE à EDF. Le Structure Agreement contient une disposition similaire en ce qui concerne EDF et WGRM.

4.2.3.5 Exercice du contrôle conjoint sur Edison

Le Shareholders Agreement régit à la fois les relations des actionnaires de TdE, l'exercice du contrôle sur Edison et les relations d'EDF et AEM Milan vis à vis de TdE et d'Edison.

Compte tenu des dispositions du Shareholders Agreement, EDF et AEM seront dans une situation de contrôle conjoint d'Edison ce qui se traduira par la consolidation en intégration proportionnelle d'Edison dans les comptes du Groupe.

4.2.3.6 Principaux indicateurs financiers d'Edison

Les principaux indicateurs financiers tels que publiés par Edison le 28 juillet 2005 dans le cadre d'une information préliminaire sur ses résultats semestriels sont les suivants :

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005(*)	1 ^{ER} SEMESTRE 2004
Chiffres d'affaires	3 556	2 858
EBITDA	604	704
EBIT	322	433
Résultat avant impôts	247	273
Résultat net, part du Groupe	195	153
	30.06.2005(*)	31.12.2004
Endettement financier net	4 890	4 906

(*) Source : Edison — données préliminaires au 30 juin 2005

4.3 Light

Le 17 mai 2005, Light a publié un communiqué sur l'accord conclu avec les banques créancières. Cet accord prévoit notamment que la dette en défaut (environ 550 millions de dollars US) sera refinancée en trois tranches dont les conditions de taux et d'amortissement sont différentes. La date de maturité finale de la dette restructurée se situe en 2013. La dette refinancée continuera d'être majoritairement libellée en dollars US (67 % en dollars, le solde en reals). Cet accord était notamment conditionné à l'octroi par la BNDES (Banque de Développement du Brésil) du programme d'aide au secteur à Light. Le 28 juin 2005, la BNDES a approuvé l'octroi de ce programme d'aide au secteur qui consiste pour Light en un apport de fonds de la BNDES d'environ 727 millions de reals, la BNDES se réservant, sous certaines conditions, la possibilité de convertir jusqu'à 50 % de ce prêt à taux d'intérêt bonifié sous forme de capital. Cet apport a été effectué le 29 juillet 2005.

La finalisation et la mise en oeuvre de la restructuration financière de Light sont prévues au cours du second semestre 2005.

4.4 Edenor

Le Groupe a décidé de céder le contrôle d'Edenor en cédant ses participations indirectes via EASA et une partie de sa participation directe.

Le Groupe EDF et Dolphin Energia SA (« Dolphin ») ont ainsi conclu le 10 juin 2005 un contrat de cession par lequel le Groupe EDF s'est engagé à céder à Dolphin pour un prix total de 100 millions de dollars US, payable en une seule fois, d'une part, 100 % des actions de la société EASA qui détient 51 % du capital d'Edenor et, d'autre part, 14 % du capital. Le conseil d'administration d'EDF a approuvé le projet de cession au cours de sa réunion en date du 29 juin 2005.

A l'issue de la cession, le Groupe EDF conservera directement 25 % du capital et des droits de vote d'Edenor.

La réalisation de la cession qui est soumise à des conditions suspensives devrait se dénouer sur le second semestre 2005. En conséquence, aucun impact n'est enregistré à ce titre dans les comptes semestriels.

4.5 Couverture maladie au sein des Industries électriques et gazières (IEG)

Suite à des négociations menées sur le second semestre 2004, des dispositions réglementaires entérinées par décret du 15 février 2005 ont conduit à adapter le financement du régime et à libérer le Groupe à compter de l'exercice 2005 de ses engagements au titre du régime de couverture maladie des actifs et des inactifs d'EDF SA et de certaines de ses filiales françaises. En l'absence de séparation comptable entre les deux sections relatives aux actifs et aux retraités, ces engagements n'avaient pu être évalués.

Note 5 : Evolutions du périmètre de consolidation

5.1 Evolution de périmètre de consolidation au cours du premier semestre 2005

Les principales évolutions de périmètre au cours du premier semestre 2005 sont décrites ci-dessous :

- A la suite de l'augmentation de capital de EnBW réalisée en avril 2005 par cession des titres d'auto-contrôle, OEW est revenu à parité avec EDF dans le capital de EnBW. La quote-part d'intérêt d'EDF dans le capital de EnBW est ainsi passée de 48,43 % au 31 décembre 2004 à 46,12 % au 30 juin 2005.
- EDF Ostalkreis et EDF Weinberg sont déconsolidées au 1^{er} janvier 2005. Par ailleurs, EnBW a consolidé pour la première fois en intégration proportionnelle les sociétés Prazska Energetika holding A.S. et Prazska Teplarska holding A.S..
- En Argentine, le processus de cession de Sodemsa et Edemsa a été finalisé le 30 mars 2005 ce qui s'est traduit par la déconsolidation de ces deux sociétés.
- En Europe, Skandrenkraft a été dissoute et déconsolidée au 1^{er} avril 2005. Sapar Participations a été cédée début janvier 2005.

Ces variations de périmètre ont une incidence de (218) millions d'euros par rapport au chiffre d'affaires du 1^{er} semestre 2004.

5.2 Evolution de périmètre au cours du premier semestre 2004

Les opérations réalisées concernaient principalement des variations de pourcentage d'intérêt.

Chez EnBW, EDF a participé à l'augmentation de capital dans le cadre du processus de refinancement mis en œuvre en juin 2004. La poursuite du désengagement des activités non stratégiques a conduit notamment à la cession du sous-groupe APCOA.

Chez EDF Energy, suite à la révision des accords d'actionnaires, la société Metronet, antérieurement consolidée par intégration proportionnelle, a été mise en équivalence à compter du 30 juin 2004.

Note 6 : Informations sectorielles

L'information sectorielle est présentée sur la base de l'organisation interne du Groupe qui reflète les différents niveaux de risques et de rentabilité auxquels il est exposé.

La segmentation des informations par zone géographique en fonction de l'implantation des actifs est privilégiée, le risque « pays » l'emportant, à ce jour, sur le risque « activité » en raison de la stratégie de développement à l'international du Groupe et des différences de contextes économique, réglementaire et technique entre les différentes zones géographiques.

Les données sectorielles s'entendent avant retraitements de consolidation inter-secteurs et ajustements inter-secteurs.

Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

6.1 Informations par zones géographiques

La ventilation retenue par le Groupe EDF pour les zones géographiques est la suivante :

- « **France** » qui désigne EDF SA et regroupe ses activités régulées (principalement Distribution et Transport) et ses activités non régulées (principalement Production et Commercialisation) ;
- « **Royaume-Uni** » qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy ;
- « **Allemagne** » qui désigne les entités du sous-groupe EnBW ;

- « Reste Europe » qui regroupe les autres filiales européennes situées notamment en Italie, en Europe continentale, les participations et activités nouvelles dont Electricité de Strasbourg, Dalkia, Tiru, Asa, EDF Energies Nouvelles et EDF Trading ;
- « Reste du Monde » qui regroupe les filiales situées en Amérique latine et en Asie.

6.1.1 AU 30 JUIN 2005

(en millions d'euros)	FRANCE	ROYAUME-UNI	ALLEMAGNE	RESTE EUROPE	RESTE MONDE	ELIMINATIONS	TOTAL
Chiffre d'affaires externe	15 488	3 234	2 466	2 657	1 357		25 202
Chiffre d'affaires inter-secteur	68	—	16	187	—	(271)	
CHIFFRE D'AFFAIRES	15 556	3 234	2 482	2 844	1 357	(271)	25 202
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	5 210	688	549	838	266		7 551
BILAN :							
Immobilisations incorporelles et corporelles	76 263	10 019	5 679	5 242	2 335		99 538
Titres mis en équivalence	—	80	311	1 559	91		2 041
Ecarts d'acquisition	—	2 519	1 768	1 096	43		5 426
Autres actifs sectoriels(1)	16 264	1 617	1 332	3 439	1 470		24 122
Autres actifs non affectés							23 939
Total Actif	92 527	14 235	9 090	11 336	3 939		155 066
Passifs sectoriels(2)	90 898	3 092	5 183	3 886	1 564		104 623
Autres passifs non affectés							50 443
Total Passif	90 898	3 092	5 183	3 886	1 564		155 066
AUTRES INFORMATIONS :							
Investissements corporels et incorporels	1 273	452	80	157	134		2 096
Dotations aux amortissements	(1 782)	(211)	(165)	(193)	(71)		(2 422)

- (1) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs hormis les créances d'impôt exigible.
- (2) Les passifs sectoriels comprennent les passifs spécifiques des concessions, les provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire, les provisions pour déconstruction et dernier cœur, les provisions pour avantages du personnel, les autres provisions pour risques et charges (hormis les provisions pour risques liés aux participations et les provisions pour risques fiscaux), les fournisseurs et comptes rattachés ainsi que les autres créanciers (hormis la dette d'impôt exigible).

6.1.2 AU 30 JUIN 2004 PRO FORMA

Les informations publiées au 30 juin 2004 ont été retraitées selon les définitions des zones géographiques retenues pour le 30 juin 2005.

(en millions d'euros)	FRANCE	ROYAUME-UNI	ALLEMAGNE	RESTE EUROPE	RESTE MONDE	ELIMINATIONS	TOTAL
Chiffre d'affaires externe	14 813	3 051	2 324	2 420	1 025		23 633
Chiffre d'affaires inter-secteur	82	—	—	170	—	(252)	
CHIFFRE D'AFFAIRES	14 895	3 051	2 324	2 590	1 025	(252)	23 633
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	5 158	706	447	592	235		7 138

6.1.3 AU 30 JUIN 2004

Les informations publiées au 30 juin 2004 ont été retraitées selon les définitions des zones géographiques retenues pour le 30 juin 2005.

(en millions d'euros)	FRANCE	ROYAUME-UNI	ALLEMAGNE	RESTE EUROPE	RESTE MONDE	ELIMINATIONS	TOTAL
Chiffre d'affaires externe	15 132	3 051	2 324	2 420	1 025		23 952
Chiffre d'affaires inter-secteur	82	—	—	170	—	(252)	—
CHIFFRE D'AFFAIRES	15 214	3 051	2 324	2 590	1 025	(252)	23 952
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	5 590	706	447	592	235		7 570

6.2 Autres informations par zones géographiques

- Produits provenant des ventes à des clients externes par zones géographiques sur la base de la localisation des clients :

(en millions d'euros)	FRANCE	EUROPE	RESTE DU MONDE	EDF TRADING	TOTAL
1^{er} semestre 2005	14 721	8 674	1 575	232	25 202
1^{er} semestre 2004 pro forma	14 428	7 896	1 157	152	23 633
1^{er} semestre 2004	14 747	7 896	1 157	152	23 952

Note 7 : Chiffre d'affaires

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

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA	1 ^{ER} SEMESTRE 2004
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	23 290	21 672	21 991
Autres ventes de biens et de services	1 647	1 809	1 809
Variation de juste valeur des contrats de matières premières	32	—	—
EDF Trading	233	152	152
Chiffre d'affaires	25 202	23 633	23 952

Le chiffre d'affaires consolidé est en progression de 5,2 % par rapport à celui du premier semestre de l'exercice 2004 et de 6,6 % par rapport au chiffre d'affaires pro forma (note 3.2.2.1).

Il intègre pour le premier semestre 2005 la mise en place de la contribution tarifaire d'acheminement pour un montant de 370 millions d'euros et l'application des normes IAS 32 et 39.

Sur la base des données comparables, en termes de change, de périmètre, de normes comptables et réglementaires, la croissance organique ressort à 6,1 %.

Note 8 : Achats de combustibles et d'énergie

Les achats de combustibles et d'énergie se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004
Achats consommés de combustibles — production d'énergie	(2 882)	(2 734)
Achats d'énergie	(5 202)	(4 379)
Résultat de couverture	(1)	—
(Dotations) et reprises de provisions liées aux combustibles nucléaires et aux achats d'énergie	180	264
Achats de combustibles et d'énergie	(7 905)	(6 849)

Sur la base des données comparables, en termes de change, de périmètre, de normes comptables et réglementaires, l'évolution entre les premiers semestres 2005 et 2004 est de 11,4 %.

Note 9 : Autres Consommations externes

Les différentes composantes constituant les consommations externes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004
Services extérieurs	(3 723)	(3 770)
Autres achats (hors services extérieurs, combustibles et énergie)	(1 227)	(1 239)
Production stockée et immobilisée	930	853
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	36	102
Autres consommations externes	(3 984)	(4 054)

L'évolution entre les premiers semestres 2005 et 2004 est de 2,1 % à taux de change et périmètre constants.

Note 10 : Effectifs moyens

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005			1 ^{ER} SEMESTRE 2004		
	STATUT IEG	AUTRES	TOTAL	STATUT IEG	AUTRES	TOTAL
Cadres	25 307	4 179	29 486	24 816	4 346	29 162
Agents de maîtrise et techniciens	81 941	44 367	126 308	83 179	44 809	127 988
Effectifs moyens	107 248	48 546	155 794	107 995	49 155	157 150

Les effectifs moyens sont présentés en équivalents temps plein. Les effectifs moyens des sociétés intégrées proportionnellement sont consolidés au prorata du pourcentage d'intérêt et représentent 20 059 équivalents temps plein.

La variation des effectifs entre le premier semestre 2005 et le premier semestre 2004 s'explique pour l'essentiel par des restructurations et des variations de périmètre chez EnBW.

Note 11 : Charges de personnel

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA	1 ^{ER} SEMESTRE 2004
Charges de personnel	(4 847)	(4 700)	(4 428)
(Dotations) et reprises de provisions sur charges de personnel	186	35	(84)
Charges de personnel	(4 661)	(4 665)	(4 512)

Note 12 : Autres produits et charges opérationnels

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

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005	1 ^{ER} SEMESTRE 2004 PRO FORMA	1 ^{ER} SEMESTRE 2004
Subventions d'exploitation	812	962	962
Dotations aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(282)	(302)	(342)
Résultat de déconsolidation	78	—	—
Résultat de cession d'immobilisations	21	72	72
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants	(28)	(70)	(70)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	—	(22)	(22)
Autres produits et autres charges	(166)	(159)	(159)
Autres produits et charges opérationnels	435	481	441

Pour l'année 2004, un complément de subvention de 157 millions d'euros et une réduction de charges de 36 millions d'euros ont été constatés sur le premier semestre chez EDF SA au titre du Fonds de service public de la production d'électricité (FSPPE) en vigueur en 2002.

Note 13 : Coût de l'endettement financier brut

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005
Charges d'intérêts sur opérations de financement	(773)
Inefficacité des couvertures de juste valeur	(26)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	12
Résultat net de change sur endettement	108
Coût de l'endettement financier brut	(679)

Note 14 : Autres produits et charges financiers

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

(en millions d'euros)	1 ^{ER} SEMESTRE 2005
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	62
Produits sur actifs financiers	406
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat	134
Autres charges financières	(677)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	28
Rendement des actifs de couverture	157
Autres produits et charges financiers	110

Les évolutions sur le dossier Edison ont conduit le Groupe à constater une charge financière de 481 millions d'euros liée au scénario d'offre publique d'achat (voir notes 4.2 et 15.1.2).

Note 15 : Impôts sur les résultats

15.1 Charge d'impôts sur les résultats

L'impôt sur les sociétés du semestre résulte de l'application du taux effectif d'impôt prévisionnel de fin d'exercice au résultat avant impôt au 30 juin 2005. La charge d'impôt ainsi calculée a été corrigée des effets fiscaux du contrôle fiscal d'EDF SA et de certaines de ses filiales françaises ainsi que des évolutions du dossier Edison.

15.1.1 CONTROLE FISCAL D'EDF SA ET DE CERTAINES DE SES FILIALES FRANCAISES

Des propositions de rectification ont été reçues le 8 août 2005. Sur cette base, le Groupe est en mesure de procéder à une évaluation du risque et en a tiré les conséquences financières dans ses comptes semestriels.

A ce titre, une provision de 563 millions d'euros a été constatée sur le semestre en partie compensée par la reconnaissance d'impôts différés actifs à hauteur de 319 millions d'euros.

15.1.2 EDISON

Les évolutions sur le dossier Edison ont conduit le Groupe à reconnaître un impôt différé actif de 398 millions d'euros au titre des opérations qui vont précéder l'offre publique d'achat dans le cadre de l'acquisition du contrôle conjoint d'Edison par EDF et AEM.

15.2 Variations bilantielles

(en millions d'euros)	IMPOT DIFFERE ACTIF	PROVISION POUR DEPRECIATION DES IMPOTS DIFFERES ACTIFS	IMPOT DIFFERE ACTIF NET	IMPOT DIFFERE PASSIF	IMPOT DIFFERE NET
Situation au 31 décembre 2004	3 457	(2 513)	944	(2 929)	(1 985)
Effet IAS 32/39 à l'ouverture	21		21	(248)	(227)
Situation au 1^{er} janvier 2005	3 478	(2 513)	965	(3 177)	(2 212)
Variation des bases	764	(12)	752	(187)	565
Variations de périmètre	(50)	49	(1)	57	56
Ecart de conversion	233	(225)	8	(78)	(70)
Incidences sur les réserves de l'exercice	196	(1)	195	174	369
Situation au 30 juin 2005	4 621	(2 702)	1 919	(3 211)	(1 292)

15.3 Impôts sur le résultat payés

Compte tenu du résultat fiscal déficitaire de l'exercice 2004, EDF SA a obtenu au cours du premier semestre 2005 le remboursement des acomptes payés en 2004 pour un montant de 1 146 millions d'euros.

Note 16 : Ecart d'acquisition

Les différentes composantes constituant les écarts d'acquisition des sociétés intégrées sont les suivantes :

(en millions d'euros)	30.06.2005	31.12.2004
Valeur nette comptable à l'ouverture	5 371	5 699
Acquisitions	2	176
Cessions	(74)	(33)
Pertes de valeur	—	(396)
Ecart de conversion	119	(13)
Autres mouvements	8	(62)
Valeur nette comptable à la clôture	5 426	5 371
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(396)	(396)
Valeur brute à la clôture	5 822	5 767

Les montants nets des écarts d'acquisition se répartissent pour 2 519 millions d'euros pour le Royaume-Uni, 1 768 millions d'euros pour l'Allemagne, 1 096 millions d'euros pour les autres filiales européennes et 43 millions d'euros pour le Reste du monde.

Note 17 : Immobilisations corporelles

La valeur nette des immobilisations corporelles se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	30.06.2005	31.12.2004
Immobilisations du domaine propre	56 751	57 330
Immobilisations du domaine concédé	38 091	36 741
Immobilisations en cours	3 187	3 232
Immobilisations financées par location-financement	317	342
Immobilisations corporelles	98 346	97 645

17.1 Variation des immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours)

(en millions d'euros)	TERRAINS ET CONSTRUCTIONS	INSTALLATIONS PRODUCTION NUCLEAIRE	INSTALLATIONS PRODUCTIONS THERMIQUE ET HYDRAULIQUE	RESEAUX	AUTRES INSTALLATIONS, MATERIELS, OUTILLAGES ET AUTRES IMMOBILISATIONS	TOTAL
Valeurs brutes au 31.12.2004	14 602	44 513	11 506	35 786	10 191	116 598
Effets de la loi du 9 août 2004	—	—	—	(1 790)	—	(1 790)
Augmentations	42	157	532	521	209	1 461
Diminutions	(127)	(44)	(7)	(60)	(119)	(357)
Ecart de conversion	19	—	173	403	218	813
Mouvements de périmètre	(26)	(31)	(14)	(268)	(12)	(351)
Autres mouvements	(84)	158	22	(21)	(22)	53
Valeurs brutes au 30.06.2005	14 426	44 753	12 212	34 571	10 465	116 427
Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2004	(6 693)	(27 148)	(7 051)	(12 481)	(5 895)	(59 268)
Effets de la loi du 9 août 2004	—	—	—	1 078	—	1 078
Dotations nettes aux amortissements	(181)	(447)	(168)	(495)	(340)	(1 631)
Cessions	80	24	5	41	113	263
Ecart de conversion	(4)	—	(34)	(72)	(43)	(153)
Mouvements de périmètre	8	17	7	40	(2)	70
Autres mouvements	23	(115)	(10)	8	59	(35)
Amortissements et pertes de valeur au 30.06.2005	(6 767)	(27 669)	(7 251)	(11 881)	(6 108)	(59 676)
Valeurs nettes au 31.12.2004	7 909	17 365	4 455	23 305	4 296	57 330
Valeurs nettes au 30.06.2005	7 659	17 084	4 961	22 690	4 357	56 751

17.2 Variation des immobilisations corporelles du domaine concédé (hors immobilisations en cours)

(en millions d'euros)	TERRAINS ET CONSTRUCTIONS	INSTALLATIONS PRODUCTIONS THERMIQUE ET HYDRAULIQUE	RESEAUX	AUTRES INSTALLATIONS, MATERIELS, OUTILLAGES ET AUTRES IMMOBILISATIONS	TOTAL
Valeurs brutes au 31.12.2004	2 631	6 297	50 102	2 149	61 179
Effets de la loi du 9 août 2004	—	—	1 790	—	1 790
Augmentations(1)	4	3	1 294	40	1 341
Diminutions	(7)	—	(45)	(43)	(95)
Ecart de conversion	77	35	312	129	553
Autres mouvements	(375)	(586)	(9)	(8)	(978)
Valeurs brutes au 30.06.2005	2 330	5 749	53 444	2 267	63 790
Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2004	(1 579)	(3 380)	(18 368)	(1 111)	(24 438)
Effets de la loi du 9 août 2004	—	—	(1 078)	—	(1 078)
Dotations nettes aux amortissements	(11)	(41)	(9)	(31)	(92)
Cessions	7	—	25	43	75
Ecart de conversion	(4)	(17)	(365)	(77)	(463)
Autres mouvements(2)	334	647	(659)	(25)	297
Amortissements et pertes nettes de valeur au 30.06.2005	(1 253)	(2 791)	(20 454)	(1 201)	(25 699)
Valeurs nettes au 31.12.2004	1 052	2 917	31 734	1 038	36 741
Valeurs nettes au 30.06.2005	1 077	2 958	32 990	1 066	38 091

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

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

Le poste « Immobilisations du domaine concédé » comprend les immobilisations concédées situées dans les pays suivants : France, Argentine, Brésil, Côte d'Ivoire, Chine et Suisse.

Note 18 : Actifs financiers courants et non courants

18.1 Répartition entre les actifs financiers courants et non courants

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

(en millions d'euros)	30.06.2005			01.01.2005		
	COURANT	NON COURANT	TOTAL	COURANT	NON COURANT	TOTAL
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	3 879	1 755	5 634	2 829	191	3 020
Actifs financiers disponibles à la vente	1 937	7 782	9 719	2 109	6 858	8 967
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance(*)	2	9	11	9	8	17
Juste valeur positive des dérivés de couverture	427	479	906	608	56	664
Prêts et créances financières(*)	162	976	1 138	135	1 005	1 140
TOTAL ACTIFS FINANCIERS	6 407	11 001	17 408	5 690	8 118	13 808

(*) nets de dépréciation

18.2 Variation des actifs financiers

La variation des actifs financiers après prise en compte des effets du passage aux normes IAS 32 et 39 présentés en note 2.3 s'analyse comme suit :

(en millions d'euros)	01.01.2005	AUGMENTATIONS	DIMINUTIONS	VARIATIONS DE JUSTE VALEUR	AUTRES	30.06.2005
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	3 020	4 630	(2 048)	49	(17)	5 634
Actifs financiers disponibles à la vente	8 967	1 577	(1 320)	337	158	9 719
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	17	1	(8)	—	1	11
Juste valeur positive des dérivés de couverture	664	—	—	276	(34)	906
Prêts et créances financières	1 140	173	(116)	—	(59)	1 138
ACTIFS FINANCIERS	13 808	6 381	(3 492)	662	49	17 408

18.3 Détail des actifs financiers

18.3.1 ACTIFS FINANCIERS AVEC VARIATION DE JUSTE VALEUR EN RESULTAT

(en millions d'euros)	30.06.2005	01.01.2005
Dérivés — juste valeur positive	5 112	2 762
Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction(1)	158	148
Actifs financiers à la juste valeur en résultat sur option(2)	364	110
TOTAL	5 634	3 020

(1) la part qualifiée d'actifs liquides est de 148 millions d'euros au 1^{er} janvier 2005 et de 149 millions d'euros au 30 juin.

(2) la part qualifiée d'actifs liquides est de 226 millions d'euros au 30 juin 2005.

18.3.2 ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES A LA VENTE

(en millions d'euros)	30.06.2005			01.01.2005		
	ACTIONS	TITRES DE DETTES	TOTAL	ACTIONS	TITRES DE DETTES	TOTAL
Actifs dédiés	1 850	1 056	2 906	1 584	977	2 561
Actifs liquides	1 450	720	2 170	1 399	696	2 095
Autres titres	2 815	1 828	4 643	2 529	1 782	4 311
Actifs financiers disponibles à la vente	6 115	3 604	9 719	5 512	3 455	8 967

18.3.2.1 Composition du portefeuille d'actifs dédiés de EDF SA

Le portefeuille des actifs dédiés d'EDF SA est constitué d'actifs financiers dédiés à la couverture des charges de long terme liées à la déconstruction des centrales nucléaires et à l'aval du cycle du combustible (voir note 21.2). L'entreprise a souhaité que ces actifs soient clairement identifiables et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise.

Ces actifs gérés dans une optique de long terme sont composés de placements diversifiés obligataires, actions et monétaires, conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration de l'Entreprise, révisable périodiquement sous le contrôle du Comité d'Audit.

Une partie de ces placements constitués d'actions et d'obligations est actuellement détenue et gérée directement par EDF et figure en tant que tels à son bilan. L'autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion françaises ou étrangères sélectionnées sur dossier ou sur appel d'offres. Elle couvre différents segments de marchés obligataires ou d'actions sur lesquels EDF souhaite avoir la plus large diversification possible. Il s'agit soit de Sicav ou FCP ouverts soit de FCP réservés constitués par l'entreprise pour son usage exclusif.

Les fonds réservés doivent respecter l'évolution d'un indice boursier de référence dans le cadre d'une limite stricte de risque exprimée sous forme de « tracking error ». EDF n'intervenant pas dans la gestion opérationnelle des fonds à l'intérieur des objectifs fixés par les conventions d'investissement, la consolidation ligne à ligne des fonds réservés ne traduirait pas l'objectif de gestion recherché. Ces fonds constituent des actifs financiers à part entière dont la valeur liquidative représente leur valeur de marché. En conséquence, ils sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des actifs financiers disponibles à la vente.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la juste valeur du portefeuille des actifs dédiés en détaillant plus particulièrement l'évolution des valeurs liquidatives des fonds réservés.

(en millions d'euros)	JUSTE VALEUR 30.06.2005	JUSTE VALEUR 01.01.2005
Actions Amérique du Nord	420	408
Actions Europe	311	277
Actions Japon	90	84
Obligations Monde	233	210
Total des Fonds Communs de Placements réservés	1 054	979
Actions	146	152
Obligations	1 056	977
Autres OPCVM	650	453
Total Autres placements financiers	1 852	1 582
Total des titres Actifs dédiés	2 906	2 561

18.3.2.2 Actifs liquides

Les actifs liquides sont des actifs financiers 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 (OPCVM monétaires, obligations gouvernementales, titres de créances négociables).

18.3.2.3 Autres titres

Au 30 juin 2005, les autres titres se composent notamment :

- chez EnBW de 1 785 millions d'euros d'actifs disponibles à la vente — titres de dettes dont 1 549 millions d'euros de fonds réservés et de 791 millions d'euros d'actifs disponibles à la vente — actions dont 318 millions d'euros de fonds réservés ;
- chez EDF SA de titres AREVA pour 303 millions d'euros et de titres IEB pour 522 millions d'euros.

18.4 Juste valeur des instruments financiers hors dérivés

(en millions d'euros)	30.06.2005	
	JUSTE VALEUR	VALEUR NETTE COMPTABLE
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	11	11
Prêts et créances financières	1 472	1 138
Total	1 483	1 149

Note 19 : Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et équivalents de trésorerie se composent des fonds en caisse, des soldes bancaires et des placements dans des instruments du marché monétaire. La trésorerie et équivalents de trésorerie figurant dans le tableau des flux de trésorerie comprennent les montants suivants inscrits dans le bilan :

(en millions d'euros)	30.06.2005	01.01.2005	31.12.2004
Disponibilités	1 362	1 502	1 404
Équivalents de trésorerie	2 855	2 148	1 593
Comptes courants financiers	171	170	153
Trésorerie et équivalents de trésorerie	4 388	3 820	3 150

Note 20 : Provisions

20.1 Répartition courant / non courant des provisions

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

(en millions d'euros)	30.06.2005			01.01.2005		
	COURANT	NON COURANT	TOTAL	COURANT	NON COURANT	TOTAL
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	913	13 579	14 492	818	13 494	14 312
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	153	12 657	12 810	271	12 367	12 638
Provisions pour avantages du personnel	1 039	13 716	14 755	884	13 620	14 504
Autres provisions	2 237	1 935	4 172	2 552	746	3 298
PROVISIONS	4 342	41 887	46 229	4 525	40 227	44 752

20.2 Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire

La variation des provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire se répartit comme suit au 30 juin 2005 :

(en millions d'euros)	31.12.2004	DIMINUTIONS				30.06.2005
		AUGMENTATIONS	PROVISIONS UTILISEES	PROVISIONS EXCEDENTAIRES OU DEVENUES SANS OBJET	AUTRES VARIATIONS	
Provisions pour retraitement du combustible nucléaire	10 408	563	(306)	(26)	(301)	10 338
Provisions pour évacuation et stockage	3 904	126	(43)	(99)	266	4 154
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	14 312	689	(349)	(125)	(35)	14 492

20.2.1 PROVISIONS POUR RETRAITEMENT DU COMBUSTIBLE NUCLEAIRE

Pour EDF SA, cette provision couvre principalement les prestations suivantes :

- le transport des centres de production à l'usine COGEMA de La Hague, la réception, l'entreposage et le traitement du combustible irradié issu des différentes filières (dont le conditionnement des déchets et leur entreposage),
- l'oxydation et l'entreposage de l'uranium de retraitement non recyclé,
- la reprise et le conditionnement des déchets anciens issus du site de La Hague,
- la participation à la mise à l'arrêt définitif et au démantèlement des installations de retraitement de La Hague.

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de juin 2005, se montent à 16 903 millions d'euros (16 311 millions d'euros au 31 décembre 2004). Répartis selon l'échéancier prévisionnel de décaissements et prenant en compte un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %, ils ont été provisionnés en valeur actualisée au 30 juin 2005 pour un montant de 9 818 millions d'euros (9 593 millions d'euros au 31 décembre 2004).

La modification des hypothèses de stockage définitif des déchets radioactifs issus du traitement des combustibles usés (voir note 20.2.2) conduit à prolonger la période d'entreposage de ces déchets sur le site de la Hague et donc à augmenter la provision pour retraitement.

Le contrat signé le 24 août 2004 entre EDF et COGEMA couvre la période 2001-2007 ; ses dispositions n'ont pas remis en cause celles qui avaient servi de base aux chiffreages à fin décembre 2003. Les quantités prises en compte dans le calcul de la provision couvrent la durée totale du contrat et une partie du ou des contrats ultérieurs.

En ce qui concerne le retraitement du combustible de Creys-Malville, la provision est fondée sur l'option d'un retraitement de l'ensemble du combustible appartenant à EDF dans des installations spécialement aménagées et qualifiées à cet effet, après un entreposage de longue durée sur le site de Creys-Malville.

Dans le prolongement du contrat du 24 août 2004, les négociations actuellement en cours entre EDF et la COGEMA portent sur les points suivants :

- les conditions juridiques et financières d'un transfert à COGEMA des obligations contractuelles actuelles d'EDF relatives à sa contribution financière au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et de conditionnement (RCD) des déchets anciens,
- les conditions techniques et économiques d'un futur accord pour le retraitement des combustibles irradiés au-delà de 2007.

Les négociations ont continué à progresser sans toutefois que les parties soient parvenues à finaliser un accord global au 30 juin 2005.

En conséquence :

- l'assiette et la quote-part d'EDF pour le démantèlement des installations de La Hague, de même que l'échéancier des dépenses prévisionnelles et les taux d'inflation et d'actualisation sont fondés sur des données ayant fait l'objet d'un accord entre EDF et COGEMA fin septembre 2003,
- les données relatives aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets (RCD) sont évaluées sur la base d'éléments partagés avec COGEMA.

En revanche, les conditions d'une éventuelle libération des obligations d'EDF au titre des opérations de reprise et de conditionnement des déchets et du démantèlement de l'usine de La Hague n'ont pas été finalisées à ce stade avec COGEMA. Ce point fait l'objet d'hypothèses prudentes établies par les experts de l'entreprise sur la base de l'état d'avancement des discussions en cours.

Enfin, EDF, la COGEMA et le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA) ont conclu courant décembre 2004 un accord par lequel le CEA reprend la maîtrise d'ouvrage et le financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie, EDF verse au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant leur coût de transport et de stockage. A la suite de cet accord, à fin décembre 2004, la contribution financière libératoire avait été enregistrée en totalité en compte de résultat (1 141 millions d'euros) et la provision constituée à ce titre par EDF avait été reprise (951 millions d'euros).

Un premier versement de 100 millions d'euros avait été effectué en décembre 2004, un deuxième versement de 523 millions d'euros a été réalisé au début de janvier 2005 ; le solde à verser début janvier 2006 sera revalorisé selon l'inflation et rémunéré.

Au 31 décembre 2004, l'effet net du protocole de démantèlement des installations situées sur le site de Marcoule est isolé sur la ligne « autres produits et charges d'exploitation » du compte de résultat pour un montant de 190 millions d'euros. Hormis les effets de l'actualisation et de la rémunération du solde restant à verser, aucune autre charge n'est enregistrée à ce titre au premier semestre 2005.

20.2.2 PROVISION POUR EVACUATION ET STOCKAGE DES DECHETS RADIOACTIFS

Pour EDF SA, cette provision concerne les dépenses relatives à :

- la surveillance du Centre de stockage de la Manche, ainsi que la couverture et la surveillance du Centre de l'Aube, qui reçoivent les déchets de faible activité à vie courte issus de la maintenance des centrales et de la déconstruction,
- l'évacuation et le stockage en sub-surface des déchets de faible activité à vie longue, ainsi que les études associées,
- la gestion à long terme des déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL relevant de la loi du 30 décembre 1991) produits à La Hague et Marcoule (pour la part revenant à EDF).

La gestion des déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL) issus du traitement des combustibles usés d'EDF constitue la part la plus importante de la provision pour évacuation et stockage des déchets radioactifs. Pour évaluer les charges futures relatives à la gestion à long terme de ces déchets, EDF a retenu l'hypothèse de la mise en œuvre d'un stockage géologique, conformément aux pratiques internationales. Cette hypothèse apparaît de plus cohérente avec les conclusions tirées par la Commission Nationale d'Évaluation (CNE) des travaux de recherches menés dans le cadre de la loi du 30 décembre 1991.

Le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles sont basés sur un scénario industriel de stockage établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par le groupe de travail dirigé par la Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières (DGEMP) et réunissant les administrations concernées (DGEMP, APE et Direction du Budget), l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, AREVA, CEA). EDF a effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus des travaux du groupe de travail, en s'assurant également de sa cohérence avec les données internationales.

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de juin 2005, se montent à 11 362 millions d'euros (7 783 millions d'euros au 31 décembre 2004). Compte tenu du nouvel échéancier prévisionnel de décaissements, qui a été allongé, d'un taux d'inflation de 2 %, et d'un taux d'actualisation de 5 %, ils ont été provisionnés en valeur actualisée à fin juin 2005 pour un montant de 3 847 millions d'euros, sensiblement équivalent au montant à fin 2004.

Les quantités prises en compte incluent les déchets existants et ceux qui seront produits à l'issue du traitement de l'ensemble des tonnes irradiées au 30 juin 2005.

20.2.3 Provisions pour fin de cycle des combustibles nucléaires des filiales

Ces provisions qui s'élèvent à 828 millions d'euros comprennent essentiellement l'élimination des combustibles irradiés et des déchets radioactifs du groupe EnBW. Les coûts fixés pour le recyclage sont fonction des dispositions contractuelles.

20.3 Provisions pour déconstruction et derniers cœurs

La variation des provisions pour déconstruction et derniers cœurs se répartit comme suit au 30 juin 2005 :

(en millions d'euros)	31.12.2004	AUGMENTATIONS	DIMINUTIONS			30.06.2005
			PROVISIONS UTILISEES	PROVISIONS EXCEDENTAIRES OU DEVENUES SANS OBJET	AUTRES VARIATIONS	
Provisions pour déconstruction des centrales	10 997	282	(65)	(2)	(6)	11 206
Provisions pour dépréciation des derniers cœurs	1 641	40	—	—	(77)	1 604
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	12 638	322	(65)	(2)	(83)	12 810

20.3.1 PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION DES CENTRALES

20.3.1.1 Provisions pour déconstruction des centrales d'EDF SA

En ce qui concerne EDF SA, cette rubrique concerne la déconstruction :

- des centrales nucléaires filière REP en exploitation et des centrales nucléaires arrêtées définitivement (centrales de première génération de la filière UNGG et autres filières y compris centrale de Creys-Malville),
- des centrales thermiques à flamme.

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de juin 2005, se montent à 21 112 millions d'euros (20 923 millions d'euros au 31 décembre 2004). Répartis selon l'échéancier prévisionnel de décaissements et prenant en compte un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %, les coûts de l'ensemble des centrales ont été provisionnés en valeur actualisée au 30 juin 2005 pour 10 071 millions d'euros (9 856 millions d'euros au 31 décembre 2004).

20.3.1.1.1 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires d'EDF SA

- Pour les centrales en exploitation (filiale REP paliers 900 MW, 1300 MW et N4) une étude du Ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991 a déterminé une estimation du coût de référence, confirmant les hypothèses de la Commission PEON datant de 1979 en évaluant les coûts de déconstruction à environ 15 % des dépenses d'investissement ramenées à la puissance continue nette. Cette dernière évaluation a elle-même été confirmée par de nouvelles études opérées en 1999, ciblées sur un site déterminé. Le scénario qui sous-tend cette évaluation prévoit qu'à l'issue des derniers travaux de déconstruction, les sites soient remis en état et que les terrains puissent être réutilisés.

L'intégralité de la valeur actuelle de l'engagement pour déconstruction des centrales nucléaires est provisionnée. L'estimation de l'échéancier des décaissements prévisionnels s'appuie sur le plan de déconstruction élaboré par les experts de l'entreprise prenant en compte l'ensemble des dispositions réglementaires et environnementales connues à ce jour. Elle intègre également un facteur d'incertitude lié au terme éloigné de ces décaissements.

Un actif est créé en contrepartie de la provision aux conditions précisées au paragraphe 1.9 des principes et méthodes comptables des états financiers au 31 décembre 2004.

En application du principe de non-compensation des actifs et des passifs pour l'estimation des provisions pour risques et charges, un actif a également été comptabilisé sous la forme de produits à recevoir pour constater l'engagement des partenaires étrangers à prendre en charge, à hauteur de leur participation, la déconstruction des tranches 1 et 2 des centrales REP de Cattenom et de Chooz B 1 et 2.

- Pour les centrales nucléaires arrêtées définitivement, la provision est évaluée à partir du coût des travaux déjà réalisés, d'études, de devis et d'une inter-comparaison réalisée par l'Entreprise. Les décaissements envisagés ont été inflatés en fonction des échéanciers établis en interne et actualisés.
- Les coûts de déconstruction des centrales de Phénix et de Brennilis sont également provisionnés pour la part EDF et figurent sous cette rubrique.

20.3.1.1.2 Provisions pour déconstruction des centrales thermiques à flamme d'EDF SA

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme ont été appréhendées à la suite d'une étude effectuée en 1998, mise à jour en 2004 et fondée sur une estimation des coûts futurs à partir, d'une part, des coûts constatés pour les opérations passées et d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

20.3.1.2 Provisions pour déconstruction des centrales des filiales

Les obligations de déconstruction des centrales des filiales concernent le parc de centrales d'EnBW. L'intégralité de la valeur actuelle de l'engagement pour déconstruction est provisionnée. L'estimation de l'échéancier des décaissements prévisionnels ainsi que les coûts futurs s'appuient sur le plan de déconstruction élaboré par les experts externes et prennent en compte l'ensemble des dispositions réglementaires et environnementales connues à ce jour en Allemagne. Les dépenses sont calculées sur la base du scénario de démantèlement direct des installations.

20.3.2 PROVISION POUR DEPRECIATION DES DERNIERS CŒURS

Pour EDF SA, cette provision couvre les charges relatives à la perte future du combustible non consommé, à l'arrêt définitif du réacteur. Elle se décompose en deux postes :

- la dépréciation du stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif, valorisée à partir du prix moyen des stocks de composants constaté au 31 mai 2005,
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants, pour la part de combustible non encore provisionnée au moment de l'arrêt définitif. Ces coûts sont valorisés suivant les paramètres retenus pour les provisions relatives au retraitement du combustible usé et à l'évacuation et au stockage des déchets correspondants au 30 juin 2005.

Cette provision étant liée à une obligation existante à la date de mise en service de la tranche de production nucléaire à laquelle le cœur appartient, les coûts sont intégralement provisionnés et un actif est constitué en contrepartie de la provision aux conditions précisées au paragraphe 1.9 des principes et méthodes comptables.

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de juin 2005, se montent à 3 429 millions d'euros (3 509 millions d'euros au 31 décembre 2004). Répartis selon l'échéancier prévisionnel de décaissements et prenant en compte un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %, ils ont été provisionnés en valeur actualisée à fin juin 2005 pour un montant de 1 585 millions d'euros (1 617 millions d'euros au 31 décembre 2004).

Facteurs de sensibilité des provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire et des provisions pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs

Compte-tenu de la sensibilité aux hypothèses retenues de l'ensemble des provisions visées dans les notes 20.2 et 20.3, notamment en termes de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation long terme, et d'échéanciers de décaissements, une ré-estimation est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de réduire l'écart entre les coûts qui seront finalement supportés par l'entreprise et les montants provisionnés. Ces ré-estimations pourraient conduire à des révisions des montants provisionnés.

Au 30 juin 2005, la seule révision significative d'hypothèses concerne la provision pour évacuation et stockage des déchets radioactifs pour laquelle les coûts et les délais ont été revus à la suite des conclusions du groupe de travail présidé par la DGEMP (voir note 20.2.2).

Sécurisation du financement des obligations de long terme

Pour sécuriser le financement des obligations de long terme, dans le cadre de l'ouverture progressive des marchés de l'électricité, EDF met en place progressivement un portefeuille d'actifs dédiés pour couvrir le coût des engagements de long terme du domaine nucléaire et plus précisément la déconstruction des centrales actuellement en activité et au stockage sur longue période des déchets de haute et moyenne activité à vie longue (voir note 20.3). Au 30 juin 2005, ce portefeuille se monte à 2 906 millions d'euros.

20.4 Provisions et engagements pour avantages du personnel

20.4.1 VARIATION DES PROVISIONS

La variation des provisions pour avantages du personnel se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2004	AUGMENTATIONS	DIMINUTIONS		AUTRES VARIATIONS	30.06.2005
			PROVISIONS UTILISEES	PROVISIONS EXCEDENTAIRES OU DEVENUES SANS OBJET		
Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi	14 135	814	(584)	—	1	14 366
Provisions autres avantages à long terme du personnel	369	35	(29)	—	14	389
Provisions pour avantages du personnel	14 504	849	(613)	—	15	14 755

La variation des provisions depuis le 31 décembre 2004 résulte de l'évolution des droits acquis, de l'actualisation financière du passif, des versements effectués aux fonds externalisés et aux prestations versées.

20.4.2 PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL POSTERIEURS A L'EMPLOI

(en millions d'euros)	FRANCE	ROYAUME-UNI	ALLEMAGNE	RESTE DE L'EUROPE	RESTE DU MONDE	TOTAL
Provision au 01.01.2005	11 490	505	1 828	73	239	14 135
Utilisation	(430)	(98)	(44)	(3)	(9)	(584)
Modification de périmètre	—	—	(85)	—	—	(85)
Dotation nette	648	89	56	6	15	814
Autres	—	23	(38)	34	67	86
Provision au 30.06.2005	11 708	519	1 717	110	312	14 366

20.4.3 PROVISIONS ET ENGAGEMENTS POUR AVANTAGES A LONG TERME DU PERSONNEL EN ACTIVITE

(en millions d'euros)	FRANCE	ROYAUME-UNI	ALLEMAGNE	RESTE DE L'EUROPE	RESTE DU MONDE	TOTAL
Provision au 01.01.2005	278	—	42	49	—	369
Utilisation	(27)	—	(1)	(1)	—	(29)
Modification de périmètre	—	—	(2)	—	—	(2)
Dotation nette	30	—	1	4	—	35
Autres	—	—	—	15	1	16
Provision au 30.06.2005	281	—	40	67	1	389

20.5 Autres provisions

La variation des autres provisions se répartit comme suit au 30 juin 2005 :

(en millions d'euros)	31.12.2004	RETRAITEMENTS IAS 32/39	01.01.2005	AUGMENTATIONS	DIMINUTIONS		AUTRES VARIATIONS	30.06.2005
					PROVISIONS UTILISEES	PROVISIONS EXCEDENTAIRES OU DEVENUES SANS OBJET		
Provisions pour risques liés aux participations	1 283	(1 250)	33	482	(26)	—	3	492
Provisions pour risques fiscaux	105	—	105	542	—	—	36	683
Provisions pour restructuration	77	—	77	—	(15)	—	1	63
Autres provisions	3 086	(3)	3 083	422	(397)	(20)	(154)	2 934
Autres provisions	4 551	(1 253)	3 298	1 446	(438)	(20)	(114)	4 172

20.5.1 PROVISIONS POUR RISQUES LIES AUX PARTICIPATIONS

En 2003, une provision pour dépréciation des titres IEB de 45 millions d'euros et une provision pour risques sur les engagements de rachat d'actions relatifs aux options d'achat et de vente de titres IEB et Edison (voir note 30.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2003) de 855 millions d'euros ont été comptabilisées.

La provision de 855 millions d'euros a été augmentée de 395 millions d'euros au 31 décembre 2004. Cette révision résultait de la valorisation à la juste valeur des engagements de rachat exerçable. Au 1^{er} janvier 2005, cette provision a été reclassée en application des normes IAS32 et IAS39 en passif financier dans la rubrique « juste valeur négative des dérivés de transaction » à hauteur de 1 227 millions d'euros.

Compte tenu des évolutions intervenues au cours du premier semestre 2005 telle que décrite en note 4.2, et de la signature des accords avec AEM, la perspective d'une offre publique d'achat devenant probable au 30 juin 2005, le Groupe a provisionné ce risque à hauteur de 481 millions d'euros.

20.5.2 PROVISIONS POUR RISQUES FISCAUX

EDF SA fait l'objet depuis fin 2004 d'un contrôle fiscal portant sur les exercices 2002 et 2003. Les propositions de rectification reçues le 8 août permettent d'évaluer le risque à fin juin 2005. La provision à fin juin 2005 s'élève à 582 millions d'euros.

Toutefois, le Groupe a reconnu en parallèle les impôts différés actifs liés aux différences temporaires générés par la mise en œuvre de ces redressements. Les impôts différés actifs ont été limités aux montants jugés recouvrables compte tenu de l'échéancier de retournement des impôts différés passifs (voir note 15.1 et 15.2), soit un montant de 319 millions d'euros.

20.5.3 AUTRES PROVISIONS

Cette rubrique inclut notamment :

- une provision de 310 millions d'euros dont l'objet est de couvrir la part supportée par EDF des charges correspondant aux programmes de travaux votés par le Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification restant à réaliser au cours des exercices à venir;
- une provision de 327 millions d'euros relative à la contribution de maintien de droits, pour la part non régulée liée aux conventions signées avec les régimes de retraites complémentaires;
- une provision pour litige avec des organismes sociaux de 263 millions d'euros;

20.5.4 PASSIFS EVENTUELS

Rejets de la centrale de Saint Chamais dans l'étang de Berre : aucun élément nouveau n'est intervenu sur le 1^{er} semestre 2005.

Note 21 : Passifs spécifiques des concessions

(en millions d'euros)	31.12.2004	EFFETS DE LA LOI DU 9 AOÛT 2004	VARIATION DE LA PÉRIODE	30.06.2005
Contre-valeur des biens	16 857	16 310	615	33 782
Dettes et créances potentielles	1 859	(11 760)	100	(9 801)
Provisions pour renouvellement des immobilisations	14 978	(4 573)	282	10 687
Passifs spécifiques des concessions	33 694	(23)	997	34 668

L'impact des retraitements intervenus du fait de la mise en œuvre de la loi du 9 août 2004 au 1^{er} janvier 2005 se décompose comme suit :

- l'augmentation du compte de contre valeur des biens en nature de 16 310 millions d'euros a pour contrepartie l'inscription d'une créance de 16 302 millions d'euros correspondant au financement du concessionnaire non encore amorti dans les comptes de dettes et créances spécifiques. L'augmentation résiduelle de 8 millions d'euros correspond au transfert des biens du réseau d'alimentation générale (RAG) vers les réseaux de distribution publique (DP) pour le financement net du concédant.
- la variation du compte de dettes et créances spécifiques pour 11 760 millions d'euros résulte :
 - de l'inscription d'une créance de 16 302 millions d'euros correspondant au financement du concessionnaire non encore amorti (voir ci-dessus),
 - et de la constitution d'une dette correspondant à l'amortissement du financement du concédant par reclassement de la provision pour 4 541 millions d'euros.
- la diminution de 4 573 millions d'euros est due au reclassement de provisions dans le compte de dettes et créances spécifiques à hauteur de 4 541 millions d'euros en application du nouveau mode de comptabilisation. La provision baisse également de 32 millions d'euros suite à la requalification de la provision pour charges futures en provision pour renouvellement des ouvrages RAG transférés en DP.
- la diminution de 23 millions d'euros des passifs spécifiques des concessions se décompose de la façon suivante :
 - reprise de l'excédent de la provision pour charges futures du fait de sa requalification en renouvellement des biens relevant du RAG pour (32) millions d'euros;
 - augmentation des droits du concédant en raison du transfert des biens relevant du RAG en biens relevant des réseaux de distribution publique (DP) pour 9 millions d'euros.

Note 22 : Passifs financiers courants et non courants

22.1 Répartition courant / non courant

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

(en millions d'euros)	30.06.2005			01.01.2005		
	NON COURANT	COURANT	TOTAL	NON COURANT	COURANT	TOTAL
Emprunts et dettes financières	20 879	4 804	25 683	20 286	5 609	25 895
Juste valeur négative des dérivés de transaction	—	5 840	5 840	—	3 904	3 904
Juste valeur négative des dérivés de couverture	303	242	545	336	225	561
Passifs financiers	21 182	10 886	32 068	20 622	9 738	30 360

22.2 Emprunts et dettes financières

22.2.1 VARIATIONS DES EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES

(en millions d'euros)	EMPRUNTS OBLIGATAIRES	EMPRUNTS AUPRES DES ETABLISSEMENTS DE CREDIT	AUTRES DETTES FINANCIERES	EMPRUNTS LIES AUX BIENS RECUS EN LOCATION FINANCEMENT	INTERETS COURUS	TOTAL
01.01.2005	17 822	4 620	2 566	310	577	25 895
Augmentations	19	138	646	1	170	974
Diminutions	(1 167)	(327)	(375)	(7)	(164)	(2 040)
Mouvements de périmètre	(111)	(118)	(6)	(4)	(25)	(264)
Ecart de conversion	600	311	99	—	21	1 031
Autres	14	(8)	101	—	(20)	87
30.06.2005	17 177	4 616	3 031	300	559	25 683

Les principales entités contributrices aux emprunts et dettes financières sont EDF SA (12 359 millions d'euros), EDF Energy (6 021 millions d'euros), EnBW (2 292 millions d'euros) et le groupe Light (1 354 millions d'euros).

22.2.2 ECHEANCIER DES EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES

(en millions d'euros)	EMPRUNTS OBLIGATAIRES	EMPRUNTS AUPRES DES ETABLISSEMENTS DE CREDIT	AUTRES DETTES FINANCIERES	EMPRUNTS LIES AUX BIENS RECUS EN LOCATION FINANCEMENT	INTERETS COURUS	TOTAL
A moins d'un an	821	1 043	2 398	9	533	4 804
Entre un et cinq ans	6 859	1 912	319	157	7	9 254
A plus de cinq ans	9 497	1 661	314	134	19	11 625
Total au 30.06.2005	17 177	4 616	3 031	300	559	25 683

22.2.3 VENTILATION DES EMPRUNTS PAR DEVISE

(en millions d'euros)	30.06.2005		
	STRUCTURE INITIALE DE LA DETTE	INCIDENCE DES INSTRUMENTS DE COUVERTURE	STRUCTURE DE LA DETTE APRES COUVERTURE
Euro (EUR)	14 032	(3 155)	10 877
Dollar américain (USD)	3 772	(382)	3 390
Livre britannique (GBP)	6 006	3 243	9 249
Autres	1 873	294	2 167
Total des emprunts	25 683	—	25 683

22.2.4 VENTILATION DES EMPRUNTS PAR TAUX AVANT ET APRES SWAPS

(en millions d'euros)	30.06.2005		
	STRUCTURE INITIALE DE LA DETTE	INCIDENCE DES INSTRUMENTS DE COUVERTURE	STRUCTURE DE LA DETTE APRES COUVERTURE
A taux fixe	18 565	(2 808)	15 757
A taux variable	7 118	2 808	9 926
Total des emprunts	25 683	—	25 683

22.2.5 JUSTE VALEUR DES EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES AU 30 JUIN 2005

(en millions d'euros)	30.06.2005	
	JUSTE VALEUR	VALEUR NETTE COMPTABLE
Emprunts et dettes financières	27 249	25 683
Total	27 249	25 683

22.3 Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers 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 (OPCVM monétaires, obligations gouvernementales, titres de créances négociables).

(en millions d'euros)	30.06.2005	01.01.2005	31.12.2004
Emprunts et dettes financières	25 683	25 895	25 787
Dérivés de couvertures des dettes	313	465	—
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(4 388)	(3 820)	(3 150)
Actifs financiers à court terme	—	—	(2 960)
Actifs liquides	(2 545)(a)	(2 243)(b)	—
Endettement financier net	19 063	20 297	19 677

- (a) dont actifs financiers disponibles à la vente pour 2 170 millions d'euros et actifs financiers à la juste valeur pour 375 millions d'euros.
- (b) dont actifs financiers disponibles à la vente pour 2 095 millions d'euros et actifs financiers à la juste valeur pour 148 millions d'euros.

22.4 Evolution de l'endettement financier net

L'évolution de l'endettement financier net est le suivant :

(en millions d'euros)	30.06.2005	30.06.2004
Excédent brut d'exploitation (EBITDA)	7 551	7 570
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBITDA	(220)	(758)
Dividendes reçus des sociétés mises en équivalence	51	51
Variation du besoin en fonds de roulement net	148	(143)
Autres éléments	(94)	(137)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	7 436	6 583
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles, nettes des cessions	(1 992)	(2 091)
Frais financiers nets décaissés	(548)	(592)
Impôt sur le résultat payé	877	(1 838)
Impôt et intérêts payés au titre de la décision de la Commission européenne		(1 224)
Free cash flow	5 773	838
Investissements financiers	(219)	(395)
Dividendes versés	(19)	(355)
Augmentation de capital et variation des autres fonds propres	260	105
Versement de la soulte retraite	(3 296)	
Versement Marcoule	(523)	
Autres variations	79	13
Diminution de l'endettement financier net, hors effets de périmètre et de change	2 055	206
Effet de la variation du périmètre	223	22
Effet de la variation des méthodes comptables sur endettement net	(622)	
Effet de la variation de change	(979)	(533)
Autres variations non monétaires	(63)	(12)
(Augmentation) / Diminution de l'endettement financier net	614	(317)
Endettement financier net ouverture	19 677	24 035
Endettement financier net clôture	19 063	24 352

Au 30 juin 2005, la diminution de l'endettement financier net se poursuit et est de 614 millions d'euros. Elle provient essentiellement de la diminution de l'endettement financier net d'EDF pour 832 millions d'euros et d'EnBW pour 534 millions d'euros, et de l'augmentation de celui d'EDF Energy pour 822 millions d'euros.

Note 23 : Instruments financiers dérivés

23.1 Dérivés de taux au 30 juin 2005

(en millions d'euros)	30.06.2005	
	A RECEVOIR — NOTIONNEL	A LIVRER — NOTIONNEL
En euros :		
Achats de contrats CAP	1 750	—
Ventes de contrats CAP	—	100
Autres opérations sur le taux d'intérêt	138	590
En devises :		
Achats de contrats CAP	344	—
Ventes de contrats CAP	—	344
Swaps de taux :		
Euros	5 809	5 809
GBP	148	148
USD	—	223
CHF	61	184
Instruments dérivés de taux	8 250	7 398

23.2 Dérivés de change au 30 juin 2005

(en millions d'euros)	30.06.2005	
	A RECEVOIR — NOTIONNEL	A LIVRER — NOTIONNEL
Opérations à terme :		
Euros	1 066	641
GBP	330	883
USD	1 204	569
Autres	5	7
Contrats de swaps :		
Euros	6 652	2 328
GBP	684	5 212
USD	2 061	1 008
CHF	—	279
Autres	339	381
Instruments dérivés de change	12 341	11 308

23.3 Juste valeur des instruments financiers dérivés

(en millions d'euros)	30.06.2005		
	JUSTE VALEUR POSITIVE	JUSTE VALEUR NEGATIVE	MONTANT NET
Dérivés de transaction (y compris dérivés incorporés)	470	(1 476)	(1 006)
Dérivés de couverture	512	(381)	131
Instruments de trésorerie	982	(1 857)	(875)
Contrats de matières premières qualifiés de dérivés	4 642	(4 365)	277
Contrats de matières premières qualifiés de couverture	394	(164)	230
Matières premières	5 036	(4 529)	507
Juste valeur des instruments dérivés	6 018	(6 386)	(368)

Note 24 : Quotas d'émission de gaz à effet de serre

Au sein du groupe EDF sont principalement concernés EDF SA, EnBW, EDF Energy, les filiales polonaises, Dalkia International, Dalkia Investissements.

Pour l'année 2005, le volume total des quotas alloués au Groupe à l'exception des filiales polonaises (les quotas n'ayant pas encore été attribués en Pologne) est de 46 230 milliers de tonnes. Au 30 juin 2005, le volume des émissions s'élève à 25 907 milliers de tonnes.

Au 30 juin 2005, la provision qui résulte des excédents d'émissions par rapport à ces quotas s'élève à 24,9 millions d'euros.

Les quotas d'émission de gaz à effet de serre à recevoir — principalement par EDF SA, EDF Energy et EnBW — au titre des années 2006 et 2007 représentent 42 773 milliers de tonnes par an.

La valorisation de ces quotas au cours spot du 30 juin 2005 publié par EEX est de 1 079 millions d'euros. Sur la base du cours moyen mai/juin, la valorisation des quotas représente 832 millions d'euros.

Note 25 : Engagements du Groupe

Dans le cadre de leurs activités, EDF et ses différentes filiales et participations ont été amenés à prendre ou recevoir divers engagements.

Les éléments constitutifs de ces engagements au 30 juin 2005 sont les suivants :

(en millions d'euros)	TOTAL	ECHEANCES		
		< 1 AN	1 - 5 ANS	> 5 ANS
ENGAGEMENTS DONNES				
Engagements liés à l'exploitation				
Garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission	1 060	154	826	80
Engagements sur contrats commerciaux	198	—	—	198
Engagements sur commandes d'exploitation et d'immobilisations*	3 972	2 138	1 636	198
Autres engagements liés à l'exploitation	4 760	1 094	2 390	1 276
Engagements liés au financement				
Garanties sur emprunts	2 979	1 502	474	1 003
Autres engagements liés au financement	105	86	7	12
Engagements liés aux investissements				
Engagements d'acquisition et de cession de titres	7 713	6 846	852	15
Autres engagements liés aux investissements	159	23	96	40
ENGAGEMENTS RECUS				
Engagements liés à l'exploitation	5 483	2 831	1 941	711
Engagements liés au financement	9 766	2 506	6 319	941
Engagements liés aux investissements	333	23	310	—

* hors matières premières et énergie (voir note 25.3).

25.1 Engagements donnés

25.1.1 ENGAGEMENTS LIES A L'EXPLOITATION

- Garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission

Il s'agit principalement de garanties liées à la construction ou à l'exploitation des centrales mexicaines (236 millions d'euros), chinoises (96 millions d'euros), vietnamiennes (306 millions d'euros) et laotienne (109 millions d'euros). D'autres garanties ont été données par EDF Energies Nouvelles et Dalkia International respectivement pour 46 et 139 millions d'euros.

- Engagements sur contrats commerciaux

Les engagements chiffrés concernent essentiellement des garanties de paiement sur contrats d'achats et de transports de gaz d'EDF Trading (198 millions d'euros).

- Engagements sur commandes d'exploitation et d'immobilisations hors matières premières et énergie

Il s'agit d'engagements réciproques pris lors de la signature de commandes concernant les immobilisations ou l'exploitation, notamment par EDF SA (3 532 millions d'euros).

- Autres engagements liés à l'exploitation

Ils concernent principalement :

- l'engagement de solidarité pris par les exploitants de centrales nucléaires allemands dans l'éventualité où, à la suite d'un accident nucléaire, l'un d'eux ne serait pas en mesure de faire face à ses obligations. Le montant consolidé par le groupe EDF au travers d'EnBW s'élève à 1 035 millions d'euros ;
- dans le cadre de la mise en place de la couverture de l'exposition au risque dommages causés par la tempête à son réseau de distribution d'électricité en France, EDF a conclu un contrat avec CDC Ixis Capital Markets aux termes duquel chacune des parties s'engage à indemniser l'autre de la responsabilité qu'elle pourrait encourir au titre de l'émission d'un CAT bond dans la limite d'un montant global maximal de 240 millions d'euros pour chacune des parties. La prime fixe restant à courir au 30 juin 2005 a, par ailleurs, été valorisée à 96 millions d'euros ;

- les garanties données par EDF à High Holborn Estates Ltd et à la Deutsche Bank dans le cadre de contrats de bail (130 millions d'euros) ;
- les contrats de location simple et les autres garanties données à des tiers (fournisseurs, autorités douanières, etc)

25.1.2 ENGAGEMENTS LIES AU FINANCEMENT

- Garanties sur emprunts

Elles concernent principalement :

- l'engagement d'EDF de garantir un emprunt obligataire à coupon zéro au profit d'IEB Finance pour un montant de 1 140 millions d'euros au 30 juin 2005. EDF a par ailleurs reçu la contre-garantie des autres actionnaires d'IEB à hauteur de leur quote-part (voir engagements reçus liés au financement). Cette contre-garantie sera substituée par un nantissement des titres détenus par IEB dans Edison, donné par les autres actionnaires, lorsque ce nantissement sera possible et avant le dénouement des différentes options portant sur les actions IEB. Ce dispositif devient sans objet dès lors qu'IEB après cession des titres Edison à TdE deviendra une entité 100 % EDF ;
- les nantissements et hypothèques d'actifs corporels (986 millions d'euros) donnés par certaines filiales d'EDF SA afin de garantir leurs emprunts ;
- les autres garanties bancaires (854 millions d'euros) principalement données par EDF SA et EDF International.

- Autres engagements liés au financement

Il s'agit principalement d'avances en comptes courants non utilisées à la clôture octroyées par Electricité de Strasbourg (78 millions d'euros).

25.1.3 ENGAGEMENTS LIES AUX INVESTISSEMENTS

- Engagements d'acquisition et cession de titres
 - EDF détient 18 % du capital d'Italenergia Bis (IEB), société-mère d'Edison. Les engagements souscrits vis-à-vis des autres actionnaires, dont la description figure dans la note 4.2, s'élèvent à 3 736 millions d'euros avant indexation.
 - Engagement consenti à OEW par EDF International relatif à EnBW en vertu du pacte d'actionnaires conclu le 26 juillet 2000. A compter du 1^{er} janvier 2005 et jusqu'au 31 décembre 2005, OEW peut décider de vendre tout ou partie de ses 62 514 267 actions pour un prix unitaire de 37,14 euros auquel est appliquée une décote en fonction de paramètres financiers prévus dans le pacte d'actionnaires.
A partir du 1^{er} janvier 2006 et jusqu'au 31 décembre 2011, OEW peut décider de vendre tout ou partie de ses actions pour un prix unitaire de 37,14 euros sans que la décote ne soit appliquée.
Le montant de cet engagement est estimé à 2 322 millions d'euros au 30 juin 2005.
D'autres accords conclus entre EDF International et OEW précisent que OEW dispose d'une option de vente portant sur 5,94 % des actions EnBW qui pourra être exercée entre le 28 janvier 2005 et le 30 novembre 2006. Le montant de cet engagement est estimé à 480 millions d'euros au 30 juin 2005.
 - Divers options ou accords pris par EDF International (242 millions d'euros) et par EnBW sur des titres de différentes sociétés du secteur énergétique (589 millions d'euros).
 - Engagements pris par EDEV SA relatif à EDF Energies Nouvelles

Le 16 décembre 2002 EDEV SA a acquis 170 419 titres de la société SIIF-Energies (devenue en 2004 EDF Energies Nouvelles) et a porté ensuite sa participation totale à 49,73 % par une augmentation de capital. Un usufruit a par ailleurs été mis en place sur 20 181 titres. EDEV SA dispose désormais de 50 % des droits de vote en Assemblée Générale Ordinaire. Ce contrôle sur 50 % des droits de vote est garanti à EDEV SA par l'attribution de 380.000 BSA (Bons de Souscription en Actions). Les BSA émis lors de l'Assemblée Générale de décembre 2002 vont être annulés et remplacés par un nombre identique de BSA devant être émis d'ici le mois de septembre 2005. Les BSA vont être émis pour 0,01 euro et seront exerçables à 88,17 euros par action.

A l'occasion de cette opération, les actionnaires ont confirmé l'intention de procéder à terme à une introduction en Bourse de la société. Si par la suite EDEV SA devait s'opposer à cette mise en Bourse, les autres actionnaires bénéficieraient, sous certaines conditions, d'une promesse d'achat de leurs titres consentie par EDEV, exerçable du 1^{er} au 31 décembre 2007 au plus tôt. EDEV bénéficierait alors d'une promesse de vente sur ces mêmes titres, exerçable à partir du 1^{er} janvier 2009.

Le coût d'acquisition des titres, s'ils étaient acquis aujourd'hui, serait de l'ordre de 200 millions d'euros.

- Accord avec Veolia Environnement : Veolia Environnement a accordé à EDF une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où un concurrent d'EDF viendrait à prendre le contrôle de Veolia Environnement. De même, EDF a accordé à Veolia Environnement une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où le statut d'EDF serait modifié et où un concurrent de Veolia Environnement, agissant seul ou de concert, viendrait à prendre le contrôle d'EDF. A défaut d'accord entre les parties sur le prix de cession des titres, celui-ci serait fixé à dire d'expert.

Par ailleurs, EDF et Veolia Environnement détiennent respectivement des options d'achat et de vente conduisant, en cas d'exercice par l'une des parties, EDF à détenir 50 % du capital et des droits de vote de Dalkia (voir note 26.2). A défaut d'accord entre les parties sur le prix de cession des titres, celui-ci serait fixé à dire d'expert.

- Autres engagements liés aux investissements

Il s'agit principalement :

- d'un engagement de EDEV SA, sous réserve que certaines conditions soient remplies, à financer par des fonds propres tout ou partie de projets développés par EDF Energies Nouvelles, pour un montant total qui ne dépasse pas un maximum de 150 millions d'euros (soit 75 millions d'euros à 49,73 %). Au 30 juin 2005, EDEV a accordé 83 millions d'euros (soit 41 millions d'euros en quote-part) de financement de cette nature ;
- d'engagements d'investissements à Zielona Gora pris par Kogeneracja (19 millions d'euros), et par Dalkia International (34 millions d'euros) envers la ville de Poznan (Pologne) ;
- d'autres engagements pris par EnBW, ECW, EDF Energies Nouvelles et EDEV (72 millions d'euros).

25.2 Engagements reçus

25.2.1 ENGAGEMENTS LIES A L'EXPLOITATION

Il s'agit essentiellement d'engagements reçus par EDF SA pour 4 407 millions d'euros dont 3 974 millions d'euros d'engagements réciproques (principalement des engagements sur commandes d'exploitation et d'immobilisations ainsi que sur le contrat avec CDC Ixis Capital Market).

25.2.2 ENGAGEMENTS LIES AU FINANCEMENT

Ils concernent principalement :

- le montant global des lignes de crédit (8 574 millions d'euros) dont dispose le groupe EDF auprès de différentes banques,
- la contre-garantie donnée à EDF par les autres actionnaires d'IEB, à hauteur de leur quote-part (soit 912 millions d'euros au 30 juin 2005), relatif à l'emprunt obligataire garanti par EDF (voir note 25.1.2).

25.2.3 ENGAGEMENTS LIES AUX INVESTISSEMENTS

EDF International dispose d'une option de vente conclue avec Edison sur sa participation dans Finel (40 %). Cette option peut être exercée à compter du 1^{er} juillet 2005 et s'éteindra au plus tard le 31 décembre 2006. Le prix de sortie correspondra à 40 % de la valeur de Finel à cette date et, pour un montant minimum de 300 millions d'euros.

25.3 Engagements relatifs aux matières premières et aux fournitures d'énergie

Le Groupe a souscrit dans le cadre de ses activités de production et de commercialisation des contrats à long terme ainsi que des contrats dit de « take or pay » selon lesquels il s'engage à acheter des matières premières, du combustible, de l'énergie et du gaz pour des durées qui peuvent atteindre 20 ans. Par ailleurs, le groupe s'est engagé à livrer de l'énergie et de l'électricité dans le cadre de contrats de vente ferme à des clients finaux.

Dans la plupart des cas ces engagements sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation de livrer ou d'acheter les quantités déterminées dans ces contrats.

En ce qui concerne EDF, un ensemble de contrats à long terme a été passé avec un certain nombre d'électriciens européens aux termes desquels elle s'est engagée à livrer de l'électricité. Ces contrats sont de deux types :

- des contrats de co-financement de centrales nucléaires, portant selon les cas sur une centrale particulière ou un parc de production défini. Les entreprises ayant participé à ces financements ont un droit de tirage sur les centrales concernées au pro-rata de leur participation au financement initial,
- des contrats commerciaux de vente à long terme adossés le plus souvent sur le parc de production nucléaire.

De même, EDF a passé avec un certain nombre de producteurs d'électricité des contrats d'achats à long terme, soit en participant au financement de centrales de production, soit au travers de contrats commerciaux d'achat d'électricité.

Par ailleurs, lors la prise de participation dans ENBW en 2001, EDF s'est engagée à vendre sur le marché français 6000 MW dans le cadre d'enchères. Cette vente de puissance a été atteinte dès la fin 2003. D'une durée de base de 5 ans, elle pourra être réexaminée avec les autorités européennes début 2006.

De plus, au terme l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques la production issue des centrales de co-génération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éoliennes, petite hydraulique ou valorisant les déchets organiques). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés via la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE).

Ces engagements recouvrent également ceux relatifs aux contrats à long terme d'achat de combustibles et de gaz ainsi que ceux relatifs aux contrats signés par la Division aux Combustibles Nucléaires d'EDF.

Note 26 : Evènements postérieurs à la clôture

26.1 Edison

Les évènements survenus depuis la clôture sont décrits dans la note 4.2.

26.2 Dalkia

En application des accords conclus en 2000 et suite à un avenant signé en avril 2005 entre EDF et Veolia Environnement, EDF a décidé d'exercer, en juillet 2005, l'option d'achat de titres de participation dans Dalkia pour porter sa participation à 50 % dans l'ensemble du groupe Dalkia.

La réalisation définitive de cette opération est subordonnée notamment à la conclusion d'un accord réaménageant les relations entre les actionnaires avant le 30 septembre 2005. A ce jour aucun accord n'est intervenu.

Le prix de la transaction sera déterminé après accord entre les actionnaires ou à défaut à dire d'expert.

26.3 Filialisation de RTE

Le 31 août 2005, s'est tenue une assemblée générale extraordinaire approuvant l'apport partiel d'actifs par EDF SA au bénéfice de la société C5 (future « RTE EDF Transport ») de l'activité relative au réseau public de transport d'électricité.

26.4 Réduction de capital

L'assemblée générale extraordinaire du 31 août 2005 a également autorisé une réduction de capital de EDF SA d'un montant maximum de 7 316 millions d'euros par virement au compte de réserves, et en a délégué la mise en œuvre au Conseil d'administration.

5.9.3 RAPPORT SPECIFIQUE DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDES DE L'EXERCICE 2004, ETABLIS AU TITRE DE LA TRANSITION AUX NORMES IAS/IFRS

A la suite de la demande qui nous a été faite et en notre qualité de Commissaires aux comptes de la société Electricité de France S.A., nous avons effectué un audit des comptes consolidés de la société Electricité de France S.A., établis au titre de la transition au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, pour l'exercice clos le 31 décembre 2004 (les « comptes consolidés retraités »), tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Les comptes consolidés retraités ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, dans le cadre du passage au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne pour l'établissement des comptes consolidés de l'exercice 2005, à partir des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2004 préparés en conformité avec les règles et principes comptables français (les « comptes consolidés »). Ces comptes consolidés ont fait l'objet d'un audit par les cabinets Deloitte & Associés, Ernst & Young et Mazars & Guérard selon les normes professionnelles applicables en France. Cet audit a conduit à exprimer une opinion sans réserve et avec observations sur ces comptes consolidés. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes consolidés retraités.

Nous avons effectué notre audit selon les normes professionnelles applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés retraités ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à examiner, par sondages, les éléments probants justifiant les données contenues dans ces comptes. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis et les estimations significatives retenues pour l'établissement des comptes et à apprécier leur présentation d'ensemble. Nous estimons que nos contrôles fournissent une base raisonnable à l'opinion exprimée ci-après.

A notre avis, les comptes consolidés retraités ont été établis, dans tous leurs aspects significatifs, conformément aux règles d'élaboration décrites dans les notes annexes, qui précisent comment la norme IFRS 1 et les autres normes comptables internationales adoptées par l'Union européenne ont été appliquées et indiquent les normes, interprétations, règles et méthodes comptables, qui selon la direction, devraient être applicables pour l'établissement des comptes consolidés de l'exercice 2005 selon le référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur la note n° 1 qui expose les raisons pour lesquelles l'information comparative présentée dans les comptes consolidés de l'exercice 2005 pourrait être différente des comptes consolidés retraités joints au présent rapport.

Nous attirons également votre attention sur :

- la note 1 qui précise le traitement comptable appliqué aux concessions ; dans l'attente d'une position définitive sur le traitement comptable des concessions en normes internationales, Electricité de France S.A. a choisi de maintenir pour l'essentiel les méthodes comptables appliquées antérieurement dans les comptes consolidés. Sur ces bases, le Groupe estime qu'il est prématuré de considérer que les méthodes comptables actuellement appliquées aux contrats de concessions dans les comptes consolidés sont compatibles avec les normes internationales. Aussi, Electricité de France S.A. pourrait être amené, lors de la publication de ses premiers comptes consolidés dans le référentiel IFRS au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2005, à modifier son bilan d'ouverture au 1^{er} janvier 2004 afin notamment d'intégrer les dispositions des normes existantes relatives aux actifs et aux provisions, et le cas échéant, les nouvelles interprétations spécifiques relatives aux concessions qui seraient publiées en 2005 ;
- les notes 2.10.1.1, 4.1.3 et 23.2 qui décrivent la réforme du financement du régime spécial des retraites des Industries Electriques et Gazières et les conséquences financières et comptables pour Electricité de France S.A. de cette réforme, dont les effets ont été enregistrés en capitaux propres dans les comptes établis au titre de la transition IAS/IFRS à fin 2004 ;
- les notes 2.10.1.2 et 23.2.2 qui mentionnent l'absence d'évaluation fiable de l'engagement qui existait au 31 décembre 2004 dans le cadre du régime complémentaire de couverture maladie, cet engagement n'étant en conséquence pas comptabilisé dans l'information financière consolidée IFRS présentée à la date de transition et l'entrée en vigueur des dispositions réglementaires prises début 2005 qui libèrent Electricité de France S.A. de ses engagements envers les inactifs à compter de cette date.

Par ailleurs, nous rappelons que, s'agissant de préparer le passage au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne pour l'établissement des comptes consolidés de l'exercice 2005, les comptes consolidés retraités n'incluent pas l'information comparative relative à l'exercice 2003, ni toutes les notes annexes exigées par le référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, qui seraient nécessaires pour donner, au regard de ce référentiel, une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de l'ensemble constitué par les entreprises comprises dans la consolidation.

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 5 septembre 2005

Les Commissaires aux comptes

Deloitte & Associés

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.

Amadou Raimi

Tristan Guerlain

Jean-Luc Decornoy

Michel Piette

5.9.4 COMPTES CONSOLIDES AU 31 DECEMBRE 2004 ETABLIS AU TITRE DE LA TRANSITION AUX NORMES IAS / IFRS

Compte de résultat consolidé

(en millions d'euros)	NOTES	EXERCICE 2004	EXERCICE 2004 PRO FORMA ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	7	46 788	46 150
Achats de combustibles et d'énergie	8	(13 486)	(13 486)
Autres consommations externes	9	(8 748)	(8 748)
Charges de personnel		(8 571)	(8 873)
Impôts et taxes		(2 827)	(2 827)
Autres produits et charges opérationnels	11	261	342
Excédent brut d'exploitation		13 417	12 558
Dotations aux amortissements		(4 842)	(4 842)
Pertes de valeur	14	(1 373)	(1 373)
Autres produits et charges d'exploitation	4.5	(190)	(190)
Résultat d'exploitation		7 012	6 153
Coût de l'endettement financier brut		(1 568)	(1 568)
Charges d'actualisation		(4 969)	(2 432)
Autres produits et charges financiers		1 105	943
Résultat financier	12	(5 432)	(3 057)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		1 580	3 096
Impôts sur les résultats	13	(1 072)	(1 605)
Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence	17	103	103
Résultat net des activités en cours d'abandon		—	—
Résultat net consolidé		611	1 594
dont résultat net part des minoritaires		(13)	(13)
dont résultat net part du Groupe		624	1 607
Résultat net part du Groupe par action :			
Résultat net par action en euro		0,38	0,99
Résultat net dilué par action en euro		0,38	0,99

- (1) Un compte de résultat proforma a été établi pour présenter des éléments comparables à ceux de 2005 prenant en compte au 1^{er} janvier 2004 les dispositions de la loi du 9 août 2004 relatives à la réforme du financement des retraites des IEG et des concessions. La note 5.8 du document de base déposé à l'AMF sous le numéro I.05-107 décrit la méthodologie et les principes retenus pour l'établissement de ces informations.

Bilans consolidés

(en millions d'euros)	NOTES	31.12.2004	01.01.2004
ACTIF			
Ecart d'acquisition	14	5 371	5 699
Actifs incorporels	15	1 288	951
Immobilisations corporelles	16	97 645	99 140
Titres mis en équivalence	17	2 198	2 119
Actifs financiers non courants	18	7 434	6 991
Impôts différés	13	944	158
Actif non courant		114 880	115 058
Stocks	19	6 678	6 955
Clients et comptes rattachés	20	15 782	14 372
Actifs financiers courants	18	3 121	3 396
Autres débiteurs	21	5 920	4 566
Trésorerie et équivalents de trésorerie	22	3 150	2 497
Actif courant		34 651	31 786
Actifs non courants détenus en vue de la vente		—	—
TOTAL DE L'ACTIF		149 531	146 844
PASSIF			
Capital		8 129	8 129
Réserves et Résultat Consolidés		307	(47 259)
Capitaux propres — part du groupe		8 436	(39 130)
Intérêts minoritaires		899	913
Total des capitaux propres		9 335	(38 217)
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	23.1.1	13 494	13 895
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	23.1.2	12 367	12 098
Avantages du personnel	23.2	13 620	60 021
Autres provisions	23.3	1 999	2 305
Provisions non courantes	23	41 480	88 319
Passifs spécifiques des concessions	24	33 694	32 536
Passifs financiers non courants	25	20 888	19 714
Autres créditeurs	26	6 479	6 715
Impôts différés	13	2 929	2 869
Passif non courant		105 470	150 153
Provisions	23	4 525	4 580
Fournisseurs et comptes rattachés		9 017	7 720
Passifs financiers courants	25	4 899	9 891
Dettes impôts courants		395	1 042
Autres créditeurs	26	15 890	11 675
Passif courant		34 726	34 908
Passifs liés aux actifs non courants détenus en vue de la vente		—	—
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		149 531	146 844

Tableau de flux de trésorerie consolidé

(en millions d'euros)

EXERCISE
2004

Opérations d'exploitation :	
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	1 580
Pertes de valeur	1 373
Amortissements et provisions	8 480
Produits et charges financiers	490
Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence	90
Plus ou moins values de cession	(214)
Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie(1)	90
Variation du besoin en fonds de roulement	473
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	12 362
Frais financiers nets décaissés	(1 096)
Impôts sur le résultat payés	(2 047)
Impôt et intérêts payés au titre de la décision de la Commission européenne	(1 224)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	7 995
Opérations d'investissement :	
Variations de périmètre	(97)
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(4 940)
Acquisitions d'immobilisations financières	(1 116)
Cessions d'immobilisations(2)	1 453
Variations d'actifs financiers	807
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(3 893)
Opérations de financement :	
Emissions d'emprunts	3 865
Remboursements d'emprunts	(7 230)
Dividendes versés par la société mère	(321)
Dividendes versés aux minoritaires	(46)
Augmentation de capital en numéraire	43
Augmentation des passifs spécifiques des concessions	174
Subventions d'investissement	31
Autres variations	3
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	(3 481)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	621
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	2 497
Incidence des variations de change	21
Incidence des autres reclassements	11
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	3 150

(1) Effet du protocole de démantèlement des installations situées sur le site de Marcoule

(2) Les cessions d'immobilisations se décomposent en cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles pour 388 millions d'euros et d'immobilisations financières pour 1 065 millions d'euros.

Variations des capitaux propres consolidés

(en millions d'euros)	CAPITAL	RESERVES CONSOLIDEES ET RESULTAT	DIFFERENCES DE CONVERSION	CAPITAUX PROPRES PART DU GROUPE	INTERETS MINORITAIRES	TOTAL CAPITAUX PROPRES
Situation au 1 janvier 2004	8 129	(47 259)	—	(39 130)	913	(38 217)
Résultat		624		624	(13)	611
Dividendes versés		(321)		(321)	(46)	(367)
Différences de conversion		—	74	74	42	116
Autres variations		22		22	3	25
Effets de la loi du 9 août 2004 (1)		47 167		47 167		47 167
Situation au 31 décembre 2004	8 129	233	74	8 436	899	9 335

(1) La réforme du financement du régime spécial de retraite des IEG étant intervenue en substance au 31 décembre 2004, EDF a repris les provisions à hauteur de 49 755 millions d'euros. Par ailleurs, un montant de (2 392) millions d'euros a été comptabilisé au titre des soultes et contributions de maintien de droits.

Annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2004 établis au titre de la transition aux normes IAS/IFRS

1. Référentiel comptable du Groupe

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2005 seront établis selon les normes comptables internationales applicables au 31 décembre 2005 telles qu'approuvées par l'Union européenne. Les normes comptables internationales comprennent les IFRS (International Financial Reporting Standards), les IAS (International Accounting Standards) et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les premiers états financiers qui seront publiés selon les normes IAS/IFRS seront ceux de l'exercice clos le 31 décembre 2005. Ils seront présentés avec en comparatif l'exercice 2004 établi selon le même référentiel, à l'exception des normes IAS 32/IAS 39 et IFRS 4 appliquées à compter du 1^{er} janvier 2005.

Pour répondre au mieux à la recommandation du CESR (Committee of European Security Regulators) du 30 décembre 2003 sur la préparation de la transition aux IFRS, les comptes joints du seul exercice 2004 ont été établis. Ils constitueront l'exercice comparatif des comptes IFRS 2005, sous réserve qu'aucune modification de normes ou d'interprétations n'intervienne d'ici là.

Les comptes au titre de la transition aux normes IAS/IFRS 2004 sont établis conformément aux dispositions de la norme IFRS 1 (première adoption des IFRS) suivant les normes et interprétations IFRS publiées et applicables à cette date. Ce référentiel sera identique à celui qui sera applicable pour les comptes au 31 décembre 2005, à l'exception :

- des normes IAS 32/IAS 39 et IFRS 4 appliquées à compter du 1^{er} janvier 2005. En conséquence, dans les comptes au titre de la transition aux normes IAS/IFRS 2004, les instruments financiers et les contrats d'assurance sont comptabilisés selon les principes comptables applicables en France.
- concernant le traitement comptable des concessions, une réflexion est en cours à l'IFRIC. Dans l'attente d'une position définitive sur le traitement comptable des concessions en normes internationales, le Groupe a choisi de maintenir, pour l'essentiel, les méthodes comptables appliquées selon les principes comptables français (voir notes 3.10.2 et 3.19). Sur ces bases, il est prématuré de considérer que les méthodes comptables actuellement appliquées par le Groupe aux contrats de concessions sont compatibles avec les normes internationales. Aussi, le Groupe pourrait être amené, lors de la publication de ses premiers comptes IFRS au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2005, à modifier son bilan d'ouverture afin notamment d'intégrer les dispositions des normes existantes relatives aux actifs et aux provisions et le cas échéant, les nouvelles interprétations qui seraient publiées en 2005.

Par ailleurs, EDF a choisi de ne pas appliquer par anticipation l'interprétation IFRIC 4 « contrats de fourniture contenant un contrat de location ». Celle-ci sera appliquée à compter du 1^{er} janvier 2006.

La base de préparation des états financiers 2004 résulte ainsi :

- des normes et interprétations IFRS applicables de manière obligatoire au 31 décembre 2005, telles qu'elles sont connues à ce jour (à l'exception du traitement des concessions, voir ci-dessus); les normes comptables en vigueur à la date de publication de ces informations financières retraitées sont celles approuvées par les règlements 2086/2004, 2036/2004, 2037/2004 et 2238/2004 de la Commission Européenne,
- des options retenues et des exemptions utilisées qui sont celles que le Groupe retiendra pour l'établissement de ses premiers comptes consolidés IFRS en 2005, décrites au paragraphe 2.9, sous réserve d'évolutions éventuelles du référentiel applicable en 2005.

Ainsi, il est possible que le bilan d'ouverture présenté ci-après ne soit pas le bilan d'ouverture à partir duquel les comptes consolidés de l'exercice 2005 seront effectivement établis.

2. Effet de la première application des IFRS

En vue de la publication des états financiers comparatifs pour l'exercice 2004 et conformément à la recommandation de l'Autorité des Marchés Financiers (AMF) relative à la communication financière pendant la période de transition, le Groupe EDF a préparé des informations financières 2004 sur la transition aux normes IFRS, présentant l'impact chiffré du passage aux IFRS sur :

- le bilan à la date de transition, soit le 1^{er} janvier 2004,
- les rapprochements du bilan et des capitaux propres entre les normes françaises et les normes IFRS au 1^{er} janvier 2004 et au 31 décembre 2004
- le rapprochement du compte de résultat 2004.

2.1 Rapprochement du bilan consolidé normes françaises — normes IFRS au 1^{er} janvier 2004

(en millions d'euros)	01.01.2004		01.01.2004		01.01.2004
	NORMES FRANÇAISES	CHANGEMENTS DE PRESENTATION	NORMES FRANÇAISES AU FORMAT IFRS	TOTAL AJUSTEMENTS IFRS	IFRS
ACTIF					
Ecarts d'acquisition	5 659		5 659	40	5 699
Actifs incorporels	859		859	92	951
Immobilisations corporelles	99 012		99 012	128	99 140
Titres mis en équivalence	2 146		2 146	(27)	2 119
Actifs financiers non courants	7 315	(324)	6 991		6 991
Impôts différés	216		216	(58)	158
Actif non courant	115 207	(324)	114 883	175	115 058
Stocks	6 924		6 924	31	6 955
Clients et comptes rattachés	14 394		14 394	(22)	14 372
Actifs financiers courants	3 072	324	3 396		3 396
Autres débiteurs	4 780		4 780	(214)	4 566
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 523		2 523	(26)	2 497
Actif courant	31 693	324	32 017	(231)	31 786
TOTAL DE L'ACTIF	146 900	0	146 900	(56)	146 844

(en millions d'euros)	01.01.2004		01.01.2004		01.01.2004
	NORMES FRANÇAISES	CHANGEMENTS DE PRESENTATION	NORMES FRANÇAISES AU FORMAT IFRS	TOTAL AJUSTEMENTS IFRS	IFRS
PASSIF					
Capital	8 129		8 129		8 129
Réserves et Résultat Consolidés	10 796		10 796	(58 055)	(47 259)
Capitaux propres — part du groupe	18 925	—	18 925	(58 055)	(39 130)
Intérêts minoritaires	915		915	(2)	913
Total des capitaux propres	19 840	—	19 840	(58 057)	(38 217)
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	14 658	(763)	13 895		13 895
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	12 101	(3)	12 098		12 098
Avantages du personnel	2 185	(113)	2 072	57 949	60 021
Autres provisions	3 512	(1 207)	2 305		2 305
Provisions non courantes	32 456	(2 086)	30 370	57 949	88 319
Passifs spécifiques des concessions	33 682		33 682	(1 146)	32 536
Passifs financiers non courants	29 604	(9 890)	19 714		19 714
Autres créditeurs		5 109	5 109	1 606	6 715
Impôts différés	5 853		5 853	(2 984)	2 869
Passif non courant	101 595	(6 867)	94 728	55 425	150 153
Provisions		2 087	2 087	2 493	4 580
Fournisseurs et comptes rattachés	8 164	(444)	7 720		7 720
Passifs financiers courants		9 890	9 890	1	9 891
Dettes impôts courants		1 042	1 042		1 042
Autres créditeurs	17 301	(5 708)	11 593	82	11 675
Passif courant	25 465	6 867	32 332	2 576	34 908
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	146 900	—	146 900	(56)	146 844

Les principaux ajustements IFRS sont détaillés au paragraphe 2.5 intitulé « Principaux retraitements opérés sur le bilan consolidé au 1^{er} janvier 2004 ».

Note : les passifs spécifiques des concessions incluent la provision pour renouvellement des immobilisations en concession qui était présentée en provision pour risques et charges dans les états financiers publiés au 31 décembre 2004 (14 640 millions d'euros au 31/12/2004 et 13 939 au 1^{er} janvier 2004).

2.2 Rapprochement du bilan consolidé normes françaises — normes IFRS au 31 décembre 2004

(en millions d'euros)	31.12.2004	CHANGEMENTS DE PRESENTATION	31.12.2004	TOTAL AJUSTEMENTS IFRS(1)	31.12.2004
	NORMES FRANCAISES		NORMES FRANCAISES AU FORMAT IFRS		IFRS
ACTIF					
Ecarts d'acquisition	5 024		5 024	347	5 371
Actifs incorporels	1 181		1 181	107	1 288
Immobilisations corporelles	97 407		97 407	238	97 645
Titres mis en équivalence	2 187		2 187	11	2 198
Actifs financiers non courants	7 594	(160)	7 434		7 434
Impôts différés	200		200	744	944
Actif non courant	113 593	(160)	113 433	1 447	114 880
Stocks	6 660		6 660	18	6 678
Clients et comptes rattachés	15 869		15 869	(87)	15 782
Actifs financiers courants	2 961	160	3 121		3 121
Autres débiteurs	6 135		6 135	(215)	5 920
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 157		3 157	(7)	3 150
Actif courant	34 782	160	34 942	(291)	34 651
TOTAL DE L'ACTIF	148 375	—	148 375	1 156	149 531

(en millions d'euros)	31.12.2004	CHANGEMENTS DE PRESENTATION	31.12.2004	TOTAL AJUSTEMENTS IFRS(1)	31.12.2004
	NORMES FRANCAISES		NORMES FRANCAISES AU FORMAT IFRS		IFRS
PASSIF					
Capital	8 129		8 129		8 129
Réserves et Résultat Consolidés	9 438		9 438	(9 131)	307
Capitaux propres — part du groupe	17 567	—	17 567	(9 131)	8 436
Intérêts minoritaires	893		893	6	899
Total des capitaux propres	18 460	—	18 460	(9 125)	9 335
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	14 312	(818)	13 494		13 494
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	12 608	(241)	12 367		12 367
Avantages du personnel	2 403	(354)	2 049	11 571	13 620
Autres provisions	4 396	(2 397)	1 999		1 999
Provisions non courantes	33 719	(3 810)	29 909	11 571	41 480
Passifs spécifiques des concessions	34 786		34 786	(1 092)	33 694
Passifs financiers non courants	25 786	(4 898)	20 888		20 888
Autres créditeurs		4 844	4 844	1 635	6 479
Impôts différés	5 624		5 624	(2 695)	2 929
Passif non courant	99 915	(3 864)	96 051	9 419	105 470
Provisions		3 810	3 810	715	4 525
Fournisseurs et comptes rattachés	9 118	(101)	9 017		9 017
Passifs financiers courants		4 898	4 898	1	4 899
Dettes impôts courants		404	404	(9)	395
Autres créditeurs	20 882	(5 147)	15 735	155	15 890
Passif courant	30 000	3 864	33 864	862	34 726
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	148 375	—	148 375	1 156	149 531

(1) Les principaux ajustements IFRS sont détaillés au paragraphe 2.6 intitulé « Principaux retraitements opérés sur le bilan consolidé au 31 décembre 2004 ».

2.3 Rapprochement du compte de résultat résumé consolidé 2004 normes françaises — normes IFRS

(en millions d'euros)	NORMES FRANÇAISES 2004	CHANGEMENTS DE PRESENTATION	NORMES FRANÇAISES AU FORMAT IFRS 2004	TOTAL AJUSTEMENTS IFRS(1)	NORMES IFRS 2004
Chiffre d'affaires	46 928		46 928	(140)	46 788
Consommations externes	(23 476)	406	(23 070)	836	(22 234)
Charges de personnel	(9 596)	(160)	(9 756)	1 185	(8 571)
Impôts et taxes	(2 853)	26	(2 827)		(2 827)
Autres produits et charges opérationnels	1 124	(870)	254	7	261
Excédent brut d'exploitation	12 127	(598)	11 529	1 888	13 417
Dotations nettes aux amortissements	(4 716)		(4 716)	(126)	(4 842)
Dotations nettes aux provisions	(1 573)	1 573			—
Pertes de valeur		(1 685)	(1 685)	312	(1 373)
Autres produits et charges d'exploitation	(190)		(190)		(190)
Résultat d'exploitation	5 648	(710)	4 938	2 074	7 012
Résultat financier	(2 185)		(2 185)	(3 247)	(5 432)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	3 463	(710)	2 753	(1 173)	1 580
Impôts sur les résultats	(1 494)		(1 494)	422	(1 072)
Dotations nettes aux amortissements et provisions des écarts d'acquisition	(710)	710			—
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	68		68	35	103
Résultat net consolidé	1 327	—	1 327	(716)	611
dont résultat net part des minoritaires	(14)		(14)	1	(13)
dont résultat net part du Groupe	1 341		1 341	(717)	624

(1) Les principaux ajustements IFRS sont détaillés dans le paragraphe 2.7 intitulé « Principaux retraitements opérés sur le compte de résultat consolidé ».

2.4 Rapprochement des capitaux propres consolidés normes françaises — normes IFRS au 31 décembre 2004

(en millions d'euros)	1 ^{ER} JANVIER 2004	RESULTAT DE L'EXERCICE	IMPACT LOI DU 9 AOUT	AUTRES	31/12/2004	INTERETS MINORITAIRES	TOTAL CAPITAUX PROPRES
Capitaux propres en principes comptables français	18 924	1 341	(2 392)	(306)	17 567	893	18 460
Retraitements IFRS							
Retraites du personnel IEG	(57 452)	(1 310)	49 755		(9 007)	—	(9 007)
Avantages du personnel IEG	(2 323)	(127)	(196)		(2 646)		(2 646)
Concessions de forces hydrauliques	696				696	—	696
Autres retraitements relatifs aux concessions	(330)	(55)			(385)	—	(385)
Tickets de raccordement	(1 968)	(131)			(2 099)	—	(2 099)
Dépenses de sécurité nucléaire	1 133	123			1 256	—	1 256
Annulation des amortissements des écarts d'acquisition	—	348			348	1	349
Mise à zéro des écarts actuariels	(711)	35			(676)		(676)
Autres retraitements	(25)	(21)		(9)	(55)	5	(50)
Total des retraitements	(60 980)	(1 138)	49 559	(9)	(12 568)	6	(12 562)
Effet impôt sur retraitements	2 926	421		90	3 437		3 437
Capitaux propres en normes IFRS	(39 130)	624	47 167	(225)	8 436	899	9 335

La colonne « Autres » comprend principalement le versement des dividendes à l'actionnaire en 2004 et la variation des différences de conversion sur 2004.

2.5 Principaux retraitements opérés sur le bilan consolidé au 1^{er} janvier 2004

(en millions d'euros)	01.01.2004								01.01.2004	
	NORMES FRANÇAISES AU FORMAT IFRS(1)	RETRAITES	AUTRES AVANTAGES LT	CONCESSIONS	TICKETS DE RACCORDEMENT	ACTIVATION DES DEPENSES DE SECURITE NUCLEAIRE	ECARTS D'ACQUISITION	AUTRES	TOTAL AJUSTEMENTS IFRS	IFRS
ACTIF										
Ecarts d'acquisition	5 659						—	40	40	5 699
Actifs incorporels (hors écarts d'acquisition)	859							92	92	951
Immobilisations corporelles	99 012			(780)		1 133		(225)	128	99 140
Titres mis en équivalence	2 146							(27)	(27)	2 119
Actifs financiers non courants	6 991							—	—	6 991
Impôts différés	216	2 053	693	41	450			(3 295)	(58)	158
Total Actif non courant	114 883	2 053	693	(739)	450	1 133	—	(3 415)	175	115 058
Stocks	6 924							31	31	6 955
Clients et comptes rattachés	14 394							(22)	(22)	14 372
Actifs financiers courants	3 396							—	—	3 396
Autres débiteurs	4 780							(214)	(214)	4 566
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 523							(26)	(26)	2 497
Total Actif courant	32 017	—	—	—	—	—	—	(231)	(231)	31 786
TOTAL DE L'ACTIF	146 900	2 053	693	(739)	450	1 133	—	(3 646)	(56)	146 844

(en millions d'euros)	01.01.2004								01.01.2004	
	NORMES FRANÇAISES AU FORMAT IFRS(1)	RETRAITES	AUTRES AVANTAGES LT	CONCESSIONS	TICKETS DE RACCORDEMENT	ACTIVATION DES DEPENSES DE SECURITE NUCLEAIRE	ECARTS D'ACQUISITION	AUTRES	TOTAL AJUSTEMENTS IFRS	IFRS
PASSIF										
Capital	8 129							—	—	8 129
Réserves et Résultat Consolidés	10 796	(55 399)	(1 630)	279	(1 518)	743	—	(530)	(58 055)	(47 259)
Capitaux propres — part du Groupe	18 925	(55 399)	(1 630)	279	(1 518)	743	—	(530)	(58 055)	(39 130)
Intérêts minoritaires	915							(2)	(2)	913
Capitaux propres	19 840	(55 399)	(1 630)	279	(1 518)	743	—	(532)	(58 057)	(38 217)
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire et déconstruction du dernier cœur	25 993							—	—	25 993
Provisions pour avantages du personnel	2 072	55 065	2 216					668	57 949	60 021
Autres provisions pour risque	2 305							—	—	2 305
Passifs spécifiques des concessions	33 682			(1 146)				—	(1 146)	32 536
Passifs financiers non courants	19 714							—	—	19 714
Autres créditeurs	5 109				1 968			(362)	1 606	6 715
Impôts différés	5 853			128		390		(3 502)	(2 984)	2 869
Total Passif non-courant	94 728	55 065	2 216	(1 018)	1 968	390	—	(3 196)	55 425	150 153
Provisions pour risques et charges (portion courante)	2 087	2 387	107					(1)	2 493	4 580
Fournisseurs et comptes rattachés	7 720							—	—	7 720
Passifs financiers courants	9 890							1	1	9 891
Dettes impôts courants	1 042							—	—	1 042
Autres créditeurs	11 593							81	81	11 674
Total Passif courant	32 332	2 387	107	—	—	—	—	82	2 576	34 908
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	146 900	2 053	693	(739)	450	1 133	—	(3 646)	(56)	146 844

- (1) Le passage des comptes des normes françaises aux normes françaises au format IFRS est détaillé au paragraphe 2.1 intitulé « Rapprochement du bilan consolidé normes françaises — normes IFRS au 1^{er} janvier 2004 ».

2.6 Principaux retraitements opérés sur le bilan consolidé au 31 décembre 2004

(en millions d'euros)	31.12.2004 NORMES FRANCAISES AU FORMAT IFRS(1)	RETRAITES	AUTRES AVANTAGES LONG TERME	CONCESSIONS	TICKETS DE RACCORDE- MENT	ACTIVATION DES DEPENSES DE SECURITE NUCLEAIRE	ECARTS D'ACQUISITION	AUTRES	TOTAL AJUSTE- MENTS IFRS	31.12.2004 IFRS
ACTIF										
Ecarts d'acquisition	5 024						310	37	347	5 371
Actifs incorporels	1 181							107	107	1 288
Immobilisations corporelles	97 407			(780)		1 257		(239)	238	97 645
Titres mis en équivalence	2 187						38	(27)	11	2 198
Actifs financiers non courants	7 434									7 434
Impôts différés	200	2 517	738	45	495			(3 051)	744	944
Actif non courant	113 433	2 517	738	(735)	495	1 257	348	(3 173)	1 447	114 880
Stocks	6 660							18	18	6 678
Clients et comptes rattachés	15 869							(87)	(87)	15 782
Actifs financiers courants	3 121									3 121
Autres débiteurs	6 135							(215)	(215)	5 920
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 157							(7)	(7)	3 150
Actif courant	34 942	—	—	—	—	—	—	(291)	(291)	34 651
TOTAL DE L'ACTIF	148 375	2 517	738	(735)	495	1 257	348	(3 464)	1 156	149 531

(en millions d'euros)	31.12.2004 NORMES FRANCAISES AU FORMAT IFRS(1)	RETRAITES	AUTRES AVANTAGES LONG TERME	CONCESSIONS	TICKETS DE RACCORDE- MENT	ACTIVATION DES DEPENSES DE SECURITE NUCLEAIRE	ECARTS D'ACQUISITION	AUTRES	TOTAL AJUSTE- MENTS IFRS	31.12.2004 IFRS
PASSIF										
Capital	8 129									8 129
Réserves et Résultat Consolidés	9 438	(6 490)	(1 908)	230	(1 604)	824	348	(532)	(9 131)	307
Capitaux propres — part du Groupe	17 567	(6 490)	(1 908)	230	(1 604)	824	348	(532)	(9 131)	8 436
Intérêts minoritaires	893							6	6	899
Capitaux propres	18 460	(6 490)	(1 908)	230	(1 604)	824	348	(526)	(9 125)	9 335
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire, déconstruction et derniers cœurs	25 861									25 861
Avantages du personnel	2 049	8 594	2 365					612	11 571	13 620
Autres provisions	1 999									1 999
Provisions non courantes	29 909	8 594	2 365	—	—	—	—	612	11 571	41 480
Passifs spécifiques des concessions	34 786			(1 092)					(1 092)	33 694
Passifs financiers non courants	20 888									20 888
Autres créditeurs	4 844				2 099			(464)	1 635	6 479
Impôts différés	5 624			127		433		(3 255)	(2 695)	2 929
Passif non-courant	96 051	8 594	2 365	(965)	2 099	433	—	(3 107)	9 419	105 470
Provisions	3 810	413	281					21	715	4 525
Fournisseurs et comptes rattachés	9 017									9 017
Passifs financiers courants	4 898							1	1	4 899
Dettes impôts courants	404							(9)	(9)	395
Autres créditeurs	15 735							155	155	15 890
Passif courant	33 864	413	281	—	—	—	—	168	862	34 726
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	148 375	2 517	738	(735)	495	1 257	348	(3 464)	1 156	149 531

(1) Le passage des comptes des normes françaises aux normes françaises au format IFRS est détaillé au paragraphe 2.2 intitulé « Rapprochement du bilan consolidé normes françaises — normes IFRS au 31 décembre 2004 ».

2.7 Principaux retraitements opérés sur le compte de résultat consolidé 2004 résumé

(en millions d'euros)	NORMES FRANÇAISES AU FORMAT IFRS(1)	RETRAITES	AUTRES AVANTAGES LONG TERME	CONCESSIONS	TICKETS DE RACCORDEMENT	ACTIVATION DES DEPENSES DE SECURITE NUCLEAIRE	ECARTS D'ACQUISITION	AUTRES	TOTAL AJUSTEMENTS IFRS	IFRS 2004
Chiffre d'affaires	46 928	—	—	—	(131)			(9)	(140)	46 788
Consommations externes	(23 070)	605	—	—		230		1	836	(22 234)
Charges de personnel	(9 756)	1 114	35	—		—		36	1 185	(8 571)
Impôts et taxes	(2 827)	—	—	—				—	—	(2 827)
Autres produits et charges opérationnels	254	—	—	3			1	3	7	261
Excédent brut d'exploitation	11 529	1 719	35	3	(131)	230	1	31	1 888	13 417
Dotations aux amortissements	(4 716)	—	—	(58)		(107)		39	(126)	(4 842)
Pertes de valeur	(1 685)	—	—	—			312	—	312	(1 373)
Autres produits et charges d'exploitation	(190)	—	—	—				—	—	(190)
Résultat d'exploitation	4 938	1 719	35	(55)	(131)	123	313	70	2 074	7 012
Résultat financier	(2 185)	(3 029)	(162)	—			(3)	(53)	(3 247)	(5 432)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	2 753	(1 310)	(127)	(55)	(131)	123	310	17	(1 173)	1 580
Impôts sur les résultats	(1 494)	464	45	6	45	(43)		(95)	422	(1 072)
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	68	—	—				38	(3)	35	103
Résultat net	1 327	(846)	(82)	(49)	(86)	80	348	(81)	(716)	611
dont résultat net part des minoritaires	(14)	—	—				(1)	2	1	(13)
dont résultat net part du Groupe	1 341	(846)	(82)	(49)	(86)	80	349	(83)	(717)	624

(1) Le passage des comptes des normes françaises aux normes françaises au format IFRS est détaillé au paragraphe 2.3 intitulé « Rapprochement du compte de résultat consolidé 2004 normes françaises — normes IFRS ».

2.8 Principaux retraitements opérés sur le tableau de flux de trésorerie consolidé

(en millions d'euros)	2004 NORMES FRANCAISES	CHANGE- MENTS DE PRESEN- TATION	2004 NORMES FRANCAISES AU FORMAT IFRS	RETRAI- TES	AUTRES AVANTAGES DU PERSONNEL	CONCES- SIONS	TICKETS DE RACCOR- DEMENT	DEPENSES DE SECURITE NUCLEAIRE	ECARTS D'ACQUI- SITION	AUTRES	IFRS 2004
Opérations d'exploitation :											
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	3 463	(710)	2 753	(1 310)	(127)	(55)	(131)	123	310	17	1 580
Annulation des pertes de valeurs		1 685	1 685						(312)	—	1 373
Annulation des amortissements et provisions	7 930	(975)	6 955	1 310	127	55		107		(74)	8 480
Annulation des produits et charges financiers	482	—	482	—	—				3	5	490
Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence	90	—	90							—	90
Elimination des plus ou moins values de cession	(260)	—	(260)							46	(214)
Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie *	90	—	90			—				—	90
Variation du besoin en fonds de roulement	318		318				131			24	473
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	12 113	—	12 113	—	—	—	—	230	1	18	12 362
Frais financiers nets décaissés	(1 096)	—	(1 096)							—	(1 096)
Impôts sur le résultat payés	(2 047)	—	(2 047)							—	(2 047)
Impôt et intérêts payés au titre de la décision de la Commission européenne	(1 224)	—	(1 224)							—	(1 224)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	7 746	—	7 746	—	—	—	—	230	1	18	7 995
Opérations d'investissement :											
Variations de périmètre	(97)	—	(97)							—	(97)
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(4 710)	—	(4 710)					(230)		—	(4 940)
Acquisitions d'immobilisations financières	(1 116)	—	(1 116)							—	(1 116)
Cessions d'immobilisations	1 453	—	1 453							—	1 453
Variations d'actifs financiers	807	—	807							—	807
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(3 663)	—	(3 663)	—	—	—	—	(230)	—	—	(3 893)
Opérations de financement :											
Emissions d'emprunts	3 865	—	3 865							—	3 865
Remboursements d'emprunts	(7 230)	—	(7 230)							—	(7 230)
Dividendes versés par la société mère	(321)	—	(321)							—	(321)
Dividendes versés aux minoritaires	(46)	—	(46)							—	(46)
Augmentation de capital en numéraire	43	—	43							—	43
Augmentation des passifs spécifiques des concessions	174	—	174							—	174
Subventions d'investissement	31	—	31							—	31
Autres variations	3	—	3							—	3
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	(3 481)	—	(3 481)	—	—	—	—	—	—	—	(3 481)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	602	—	602	—	—	—	—	—	1	18	621
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	2 523	—	2 523	—					(2)	(24)	2 497
Incidence des variations de change	21	—	21							—	21
Incidence des autres reclassements	11	—	11	—						—	11
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	3 157	—	3 157	—	—	—	—	—	(1)	(6)	3 150

* effet du protocole de démantèlement des installations situées sur le site de Marcoule

2.9 Notes explicatives sur les options comptables retenues

Les paragraphes ci-dessous décrivent les modalités de la première application par EDF des règles et méthodes IFRS au titre de l'exercice 2004 comme précisé en note 1. Ils précisent les hypothèses retenues quant aux normes, interprétations, règles et méthodes comptables applicables pour l'établissement des premiers états financiers consolidés annuels selon les normes internationales qui seront établis en 2005.

2.9.1 PRESENTATION DES OPTIONS ET EXEMPTIONS IFRS 1

La norme IFRS 1, qui détaille les modalités de première adoption des IFRS, autorise certaines dérogations au principe général d'application rétrospective des normes internationales. Dans ce cadre, les options retenues par le Groupe EDF sont les suivantes :

- Les regroupements d'entreprises antérieurs au 1^{er} janvier 2004 ne sont pas retraités rétrospectivement dans le bilan d'ouverture.
- Les différences de conversion relatives à un investissement net dans une entité étrangère et comptabilisées au poste « Différences de conversion » dans les capitaux propres sont mises à zéro en contrepartie des réserves de consolidation.
- Les écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel, non comptabilisés en vertu de l'application de la méthode du « corridor », sont comptabilisés en provision « Avantages du personnel » au 1^{er} janvier 2004 en contrepartie des réserves de consolidation.
- Le Groupe EDF a maintenu l'effet de certaines réévaluations des immobilisations corporelles antérieures au 1^{er} janvier 2004.

Ces options s'appliquent pour les entités du Groupe qui ne publiaient pas de comptes établis selon le référentiel IFRS. En ce qui concerne EnBW, qui publie des comptes IFRS depuis 2003, ces options n'ont pas été appliquées dans les comptes consolidés du Groupe EDF.

Les instruments financiers sont comptabilisés selon les principes comptables du référentiel français, les normes IAS 32 et IAS 39 n'étant d'application obligatoire qu'à compter du 1^{er} janvier 2005.

2.9.2 METHODES IFRS OPTIONNELLES RETENUES

Sur le plan des règles et méthodes, le Groupe a retenu les options suivantes :

- les actifs corporels et incorporels figurent au bilan au coût amorti, le Groupe n'ayant pas choisi d'exercer l'option pour la juste valeur ;
- les gains et pertes actuariels sur la provision pour avantages du personnel excédant 10 % du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise ;
- les coûts d'emprunt des capitaux utilisés pour financer les immobilisations corporelles sont comptabilisés en charges ;
- les sociétés contrôlées conjointement sont consolidées par intégration proportionnelle,
- les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif et reprises dans le compte de résultat au même rythme que les amortissements relatifs aux immobilisations qu'elles ont contribuées à financer.

2.9.3 REGLES DE PRESENTATION

Au compte de résultat, les autres produits et charges d'exploitation comprennent des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant, dont l'effet net du protocole de démantèlement des installations situées sur le site de Marcoule pour 190 millions d'euros.

Les reclassements se détaillent comme suit :

- les dotations nettes aux provisions ont été reclassées par nature de charges,
- la dotation nette aux amortissements et provisions des écarts d'acquisition est également reclassée à la ligne perte de valeur.

Les règles de présentation du bilan suivantes ont été retenues :

- les impôts différés actifs et passifs sont classés en totalité en non courant ;
- les actifs et passifs constitutifs du besoin en fond de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courant ;

- au passif, le compte spécifique des concessions et la provision pour renouvellement des immobilisations sont regroupés sous un même compte dénommé « Passif spécifique des concessions », classé en non courant ; les « Dettes impôt courant » ont été isolées des « Autres créditeurs » au sein des passifs courants.

Par ailleurs, le bilan présente séparément les actifs et passifs hors cycle normal d'exploitation, en courants d'une part, et non courants d'autre part, selon que leur échéance se trouve à plus ou moins d'un an.

2.10 Les principaux retraitements et leur impact sur les capitaux propres au 1^{er} janvier 2004 et au 31 décembre 2004 et sur le résultat 2004.

2.10.1 AVANTAGES DU PERSONNEL

2.10.1.1 Retraites du personnel IEG

En application de la norme IAS 19 « Avantages du personnel », le Groupe constitue des provisions au titre des avantages postérieurs à l'emploi dès lors que ces avantages sont à prestations définies, et au titre des autres avantages à long terme (voir présentation détaillée de ces avantages en note 23.2). Ces provisions sont évaluées selon la méthode des unités de crédit projetées telle que prévue par la norme IAS 19.

Impact de la réforme du financement du régime spécial de retraite des IEG en IFRS (voir note 4.1.3 pour une description détaillée)

La réforme du financement du régime des retraites, résultant de la loi du 9 août 2004, est traduite de la manière suivante dans les informations financières comparatives IFRS de l'exercice 2004 :

- avant réforme, les engagements au 1^{er} janvier 2004 s'élèvent à 60 677 millions d'euros. Ces engagements sont provisionnés par la contrepartie des réserves consolidées, nets des actifs externalisés dont la juste valeur au 1^{er} janvier 2004 s'élève à 3 225 millions d'euros, pour un montant de 57 452 millions d'euros ;
- au 31 décembre 2004 les engagements tiennent compte des effets de la réforme selon les dispositions suivantes :
 - les conventions financières conclues entre la CNIEG et le régime général (CNAV) et les régimes complémentaires (AGIRC ARRCO) au titre des droits dits de base, permettent au Groupe de les assimiler à des régimes à cotisations définies car elles remettent le Groupe dans la même situation que les entreprises affiliées aux régimes de droit commun ; les engagements correspondants ne sont par conséquent pas provisionnés selon la norme IAS 19 ; pour rappel, les contributions exceptionnelles à verser au régime général et aux régimes de retraites complémentaires au titre du personnel des activités non régulées sont enregistrées en dettes et provisions pour risques et charges dans les comptes consolidés établis en normes françaises au 31 décembre 2004 (3 683 millions d'euros) ;
 - le financement des droits spécifiques passés des personnels des activités régulées (transport et distribution) calculés au 31 décembre 2004 (16,3 milliards d'euros), — ainsi que des contributions exceptionnelles à verser au régime général et aux régimes de retraites complémentaires — est assuré par le prélèvement de la contribution tarifaire d'acheminement sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et n'incombe plus à EDF ; en conséquence, ces engagements n'ont plus lieu d'être provisionnés dans les comptes du Groupe ;
 - les droits spécifiques passés des personnels des activités non régulées (production et commercialisation), évalués au 31 décembre 2004, restent à la charge du Groupe et sont intégralement provisionnés dans les informations financières établies selon les normes internationales au 31 décembre 2004 (9 007 millions d'euros nets des actifs externalisés).

En conséquence, la réforme du financement du régime spécial de retraite des IEG a pour effet de reprendre les provisions constituées à l'ouverture pour un montant de 49 755 millions d'euros. Cette reprise est enregistrée en capitaux propres à fin 2004. Le compte de résultat enregistre la charge de retraite avant réforme.

L'évolution de la provision pour retraites des IEG sur l'exercice 2004 peut s'analyser comme suit :

en millions d'euros

Valeur actualisée de l'obligation au 1 ^{er} janvier 2004	60 677
Coût des services rendus	1 212
Charges d'intérêts	3 094
Prestations versées	(2 434)
Pertes & gains actuariels nés sur l'exercice	5 945
Effet de la réforme du financement au 31 décembre 2004(1)	(54 529)
Engagements retraites au 31 décembre 2004 post réforme	13 965
Actifs de couverture au 31 décembre 2004	(3 800)
Ecarts actuariels au 31 décembre 2004 après réforme	(1 158)
Provision pour retraites au 31 décembre 2004	9 007

(1) Le montant repris par capitaux propres de 49 755 millions d'euros correspond à l'effet de la réforme sur les engagements (54 529 millions d'euros) et à la quote-part des écarts actuariels associés (4 774 millions d'euros).

2.10.1.2 Autres avantages du personnel IEG

En vertu de la norme IAS 19, « Avantages du personnel », le Groupe constitue également des provisions au titre des autres avantages postérieurs à l'emploi dès lors que ces avantages sont à prestations définies, et au titre des autres avantages long terme (voir présentation détaillée de ces avantages en note 23.2).

Compte tenu des provisions figurant déjà dans les comptes en normes françaises, un complément de provisions, évalué selon la méthode des unités de crédit projetées, a été constaté en IFRS à hauteur de 2 323 millions d'euros au 1^{er} janvier 2004. Il concerne principalement les avantages en nature énergie, les rentes accident du travail et maladies professionnelles pour les agents inactifs, ainsi que le complément exceptionnel de retraite. Au 31 décembre 2004, il s'analyse comme suit :

Avantages en nature énergie	1 133
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	663
Indemnités de fin de carrière	488
Complément exceptionnel retraite	338
Indemnités de secours immédiat	262
Indemnités de congés exceptionnels	177
Indemnités compensatrices de frais d'études	36
Aide bénévole amiante	16
Sous-total des engagements postérieurs à l'emploi	3 113
Juste valeur des fonds externalisés (au titre des indemnités de fin de carrière)	(462)
Sous-total des engagements postérieurs à l'emploi net des fonds externalisés	2 651
Engagements au titre des avantages à long terme (médailles du travail...)	278
Ecarts actuariels non reconnus (passage d'un taux d'actualisation de 5 % à 4,5 % en 2004)	(169)
Total provision constituée dans les comptes IFRS au 31 décembre 2004	2 760
Dont provision déjà reconnue dans les comptes en normes françaises	(278)
Instauration de charges sociales sur certains avantages au personnel	164
Complément de provision constitué dans les comptes IFRS au 31 décembre 2004	2 646
Effet d'impôt	(738)
Impact négatif net sur les capitaux propres au 31 décembre 2004	1 908

Par ailleurs, dans le cadre de la réforme du régime complémentaire maladie décrite en note 23.2, l'engagement préexistant à cette réforme n'a pu être évalué en l'absence de séparation comptable entre les deux sections relatives aux actifs et aux retraités et d'informations statistiques historiques suffisamment détaillées et fiables. Cet engagement n'est en conséquence pas comptabilisé dans l'information financière IFRS présentée à la date de transition et au 31 décembre 2004. Les dispositions réglementaires prises début 2005 qui établissent un régime à cotisations définies vis-à-vis des agents en activité et suppriment toute participation d'EDF au financement de la section des retraités, libèrent ainsi l'entreprise de tout engagement.

2.10.2 CONCESSIONS DE FORCES HYDRAULIQUES

En application des normes IFRS 1 « Première adoption des IFRS », IAS 16 « Immobilisations corporelles » et IAS 37 « Provisions, passifs et actifs éventuels », les droits du concédant, composés majoritairement des écarts de réévaluation

de 1959 et 1976, n'ayant pas le caractère de dette envers le concédant ont été éliminés pour un montant global de 1 476 millions d'euros, respectivement :

- en ce qui concerne la réévaluation de 1959, par les capitaux propres au 1^{er} janvier 2004 ce qui a pour effet de les augmenter de 696 millions d'euros ;
- et, s'agissant de la réévaluation de 1976 par imputation sur la valeur nette des immobilisations correspondantes à due concurrence de 780 millions d'euros, soit sans impact sur les capitaux propres.

Ces retraitements sont sans impact sur le résultat IFRS de l'exercice 2004.

2.10.3 AUTRES RETRAITEMENTS RELATIFS AUX CONCESSIONS

En application notamment de la norme IAS 37 « Provisions, passifs et actifs éventuels », les autres retraitements, comptabilisés dans les comptes comparatifs IFRS au titre de l'exercice 2004, concernent essentiellement les biens non renouvelables et les biens d'électrification rurale. Ces retraitements sont détaillés ci-après :

- Une provision pour renouvellement a été constatée pour la première fois sur les biens du régime d'électrification rurale (ER) renouvelable avant le terme des concessions. Son assiette est égale à 20 % de l'écart entre la valeur de remplacement et la valeur d'origine des biens concernés. Cette provision traduit l'obligation d'EDF envers le concédant, le pourcentage de 20 % retenu correspondant au taux moyen de financement de ces ouvrages par EDF historiquement observé jusqu'à présent.
- Remplacement de l'amortissement de caducité par un amortissement industriel pour la part financée par EDF : le financement du concessionnaire est désormais amorti sur la durée de vie du bien et non sur la durée résiduelle de la concession. En conséquence, l'amortissement de caducité des biens non renouvelables a été remplacé dans les comptes comparatifs IFRS au titre de l'exercice 2004 par un amortissement industriel sur la part financée par le concessionnaire.

L'effet sur les capitaux propres de ces retraitements est reflété dans la ligne « autres retraitements relatifs aux concessions » présentée dans le tableau de passage des capitaux propres des normes françaises vers les normes IFRS (note 2.4). Il s'élève à (330) millions d'euros avant impôt au 1^{er} janvier 2004, et à (385) millions d'euros au 31 décembre 2004, soit un effet sur le résultat IFRS 2004 de (55) millions d'euros avant impôts.

Effet avant impôt en millions d'euros	1 ^{er} JANVIER 2004	RESULTAT 2004	31 DECEMBRE 2004
Dotations nettes aux provisions — provision pour renouvellement biens ER	(314)	(24)	(338)
Dotations nettes aux amortissements — remplacement amortissement de caducité par amortissement industriel	(16)	(31)	(47)
Total	(330)	(55)	(385)

2.10.4 TICKETS DE RACCORDEMENT

A l'occasion du raccordement d'un client au réseau (majoritairement au tarif bleu), un droit d'accès au réseau (ticket de raccordement) est facturé au client pour un montant forfaitaire. En normes françaises, ce montant était reconnu lors de la facturation de la prestation. En application de la norme IAS 18 « Produits des activités ordinaires », ce montant est différé et comptabilisé en chiffre d'affaires sur une durée moyenne de 20 ans. Cet ajustement entraîne un impact négatif de 1 968 millions d'euros avant impôt (1 518 millions d'euros net d'impôt) sur les capitaux propres au 1^{er} janvier 2004, une diminution du chiffre d'affaires de 131 millions d'euros, soit (86) millions d'euros sur le résultat net au titre de l'exercice 2004.

La contrepartie de l'annulation de ces produits est comptabilisée en produits constatés d'avance (« Autres créditeurs »).

2.10.5 DEPENSES DE SECURITE NUCLEAIRE

En application de la norme IAS 16 « Immobilisations corporelles » révisée en décembre 2003, certaines dépenses de sécurité nucléaire sont capitalisées : il s'agit de dépenses engagées à la suite d'obligations légales et réglementaires, sous peine d'interdiction administrative d'exploitation. En normes françaises, dans l'attente de l'application du règlement CRC 2004-06 relatif à la définition, la comptabilisation et à l'évaluation des actifs (applicable dans les comptes ouverts à compter du 1^{er} janvier 2005), ces dépenses sont passées en charges.

Le retraitement relatif au parc de production nucléaire d'EDF conduit à une augmentation de 1 133 millions d'euros avant impôt des capitaux propres d'ouverture (743 millions d'euros net d'impôt). Il induit un impact positif de 123 millions d'euros sur le résultat 2004 avant impôt (80 millions d'euros net d'impôt).

La contrepartie de la capitalisation des dépenses de sécurité nucléaire est imputée en réduction des consommations externes.

2.10.6 ANNULATION DES AMORTISSEMENTS DES ECARTS D'ACQUISITION

En application de la norme IFRS 3 « Regroupement d'entreprises », les écarts d'acquisition ne sont plus amortis à compter du 1^{er} janvier 2004, mais sont soumis à un test de dépréciation selon la norme IAS 36 « Dépréciation d'actifs » afin de déterminer les dépréciations éventuelles. L'effet sur le résultat net de l'exercice 2004 des annulations d'amortissements d'écarts d'acquisition est un impact positif de 348 millions d'euros.

2.10.7 MISE A ZERO DES ECARTS DE CONVERSION

Les écarts de conversion sont définitivement incorporés en réserves de consolidation à hauteur de (1 865) millions d'euros au 1^{er} janvier 2004.

2.10.8 MISE A ZERO DES ECARTS ACTUARIELS

Les écarts actuariels non amortis au 1^{er} janvier 2004 relatifs aux entités étrangères qui comptabilisaient déjà les engagements de retraites en appliquant la méthode dite « du corridor » ont été imputés sur les capitaux propres d'ouverture, soit un impact négatif sur les capitaux propres de (711) millions d'euros avant impôts et de (512) millions d'euros nets d'impôts. Cet ajustement concerne principalement EDF Energy et Light.

2.10.9 IMPOTS DIFFERES

Les retraitements IFRS génèrent des différences temporelles, source potentielle d'impôt différé actif à hauteur de 4 779 millions d'euros au 31 décembre 2004 pour la société EDF SA. Compte tenu des reversements de différences temporelles passives et des prévisions de résultat taxable sur la période 2005 à 2010, le Groupe estime être en mesure de recouvrer ces impôts différés actifs à hauteur de 3 795 millions d'euros au titre de l'intégration fiscale d'EDF SA. Un actif d'impôt différé a été enregistré pour ce montant dans le bilan au 31 décembre 2004. Il est compensé à hauteur de 3 075 millions d'euros avec les impôts différés passifs (inclus dans la colonne « Autres » du tableau de rapprochement présenté au paragraphe 2.6).

2.11 Note explicative des principaux retraitements affectant le tableau de flux

La capitalisation des dépenses de sécurité nucléaire entraîne le reclassement des montants décaissés des flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles (Résultat avant impôts des sociétés intégrées) aux flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement (Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles), soit 230 millions d'euros.

3. Principes et méthodes comptables

3.1 Estimations de la Direction

La préparation des états financiers amène le Groupe à procéder à ses meilleures estimations et à retenir des hypothèses qui affectent la valeur comptable des éléments d'actif et de passif, les informations relatives aux éléments d'actif et de passif éventuels, ainsi que la valeur comptable des produits et charges enregistrés durant la période. Les résultats réels futurs sont susceptibles de diverger par rapport à ces estimations.

3.2 Méthodes de consolidation

Les sociétés dans lesquelles EDF exerce un contrôle exclusif sont consolidées par intégration globale. Le contrôle exclusif est le pouvoir, direct ou indirect, de diriger les politiques financières et opérationnelles d'une entreprise afin de tirer avantage de ses activités. Il y a présomption de contrôle exclusif lorsque la détention, directe et indirecte, est supérieure à 50 % des droits de vote.

Les sociétés dans lesquelles EDF exerce un contrôle conjoint sont consolidées par intégration proportionnelle. Le contrôle conjoint est le partage du contrôle d'une entreprise exploitée en commun par un nombre limité d'associés ou d'actionnaires, de sorte que les politiques financières et opérationnelles résultent de leur accord conjoint.

Les sociétés dans lesquelles EDF exerce une influence notable, présumée lorsque la participation du Groupe est supérieure à 20 %, sont consolidées par mise en équivalence. L'influence notable est le pouvoir de participer aux politiques financière et opérationnelle d'une entreprise sans en détenir le contrôle.

Les titres mis en équivalence sont inscrits au bilan à leur coût historique corrigé de la quote-part de situation nette générée après l'acquisition, diminué des pertes de valeur. La quote-part de résultat de la période est présentée dans la ligne « Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence » du compte de résultat.

Les droits de vote potentiels exerçables à la date de clôture, même par une autre partie, sont pris en considération pour déterminer le niveau de contrôle d'une filiale.

Les résultats des sociétés acquises (cédées) au cours de l'exercice ne sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé du Groupe qu'à compter de (jusqu'à) la date de transfert du contrôle.

Toutes les transactions significatives entre les sociétés consolidées, ainsi que les profits internes non réalisés, sont éliminés.

3.3 Conversion des comptes des filiales étrangères

Les bilans des filiales étrangères sont convertis en euro au taux de change à la date de clôture. Les comptes de résultat et les flux de trésorerie de ces mêmes sociétés sont convertis au taux de change moyen de la période. Les écarts résultant de la conversion des états financiers des sociétés étrangères sont portés en capitaux propres sur la ligne « Différences de conversion ».

Les différences de change ayant trait à un élément monétaire qui fait en substance partie intégrante de l'investissement net du Groupe dans une entreprise étrangère consolidée sont inscrites dans les capitaux propres consolidés jusqu'à la cession ou la liquidation de cet investissement net, date à laquelle elles sont inscrites en charges ou en produits dans le résultat comme les autres différences de conversion relatives à cette entreprise.

3.4 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie et des prestations de services. Ces dernières incluent principalement des prestations de transport et de distribution de l'énergie.

Le Groupe constate les ventes quand :

- l'existence d'un contrat est acquise,
- la livraison a eu lieu (ou la prestation de service est achevée),
- le prix est fixé ou déterminable,
- et le caractère recouvrable des créances est probable.

La livraison a lieu quand les risques et avantages associés à la propriété sont transférés à l'acheteur.

Les quantités d'énergie livrée non relevée non facturée sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant le principe de la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de négoce sur le marché de l'énergie sont comptabilisées nettes des achats.

Les participations financières perçues des clients par le Groupe lors de leur raccordement au réseau (« tickets de raccordement ») sont enregistrées en produits constatés d'avance et sont rapportées au chiffre d'affaires sur une période fonction de la durée de vie des actifs qu'elles ont contribués à financer ou sur la durée estimée des contrats clients.

3.5 Critères de présentation

Les actifs et passifs de nature ou de fonction dissemblables sont présentés séparément.

Les actifs et passifs constitutifs du besoin en fonds de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courant. Les autres actifs et passifs sont classés en courant d'une part, non courant d'autre part, selon que leur échéance est à moins ou plus d'un an par rapport à la date de clôture.

Concernant le compte de résultat, la rubrique « autres produits et charges d'exploitation » placée sous l'excédent brut d'exploitation comprend des éléments à caractère inhabituel de par leur nature ou leur montant.

3.6 Parties liées

Les parties liées comprennent l'Etat français, les sociétés détenues majoritairement par l'Etat et certaines de leurs filiales, les sociétés sur lesquelles EDF exerce un contrôle conjoint ou une influence notable ainsi que les dirigeants.

3.7 Impôts sur les résultats

Les différences temporaires entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et les valeurs fiscales de ceux-ci donnent lieu à la constatation d'un impôt différé selon la méthode du report variable.

En cas de changement de taux d'impôt, les impositions différées font l'objet d'un ajustement au nouveau taux en vigueur et l'ajustement est imputé au compte de résultat sauf s'il se rapporte à des éléments imputés en capitaux propres.

La valeur recouvrable des actifs d'impôt différé est revue à chaque clôture et la valeur comptabilisée réduite dans la mesure où il n'est plus probable qu'un bénéfice imposable suffisant sera disponible pour permettre l'utilisation de tout ou partie de l'avantage de cet actif d'impôt différé.

3.8 Ecarts d'acquisition

L'écart d'acquisition représente l'excédent du coût d'acquisition sur la part d'intérêt du Groupe dans la juste valeur des actifs et passifs identifiables de l'entité acquise.

Les justes valeurs des actifs et des passifs et la détermination de l'écart d'acquisition sont définitives au cours des 12 mois suivants la date d'acquisition.

Dans le cas d'une acquisition d'intérêts minoritaires dans une société contrôlée, le Groupe enregistre en écart d'acquisition la différence entre le prix d'acquisition des intérêts minoritaires et la quote-part de situation nette acquise, sans procéder à la réévaluation des actifs et des passifs acquis.

Après leur comptabilisation initiale, les écarts d'acquisition sont inscrits à leurs coûts diminués des pertes de valeur.

Les écarts d'acquisition font l'objet d'un test de perte de valeur dès l'apparition d'indices de pertes de valeur et au minimum une fois par an. Pour ce test, les écarts d'acquisition sont alloués aux Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) qui correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables bénéficiant des synergies provenant de l'acquisition. La valeur recouvrable de ces unités est la valeur la plus élevée entre la juste valeur nette des coûts de sortie et la valeur d'utilité. La valeur d'utilité est déterminée par référence aux flux futurs de trésorerie nets actualisés issus des prévisions financières à moyen terme, selon les règles exposées au paragraphe 3.11. Lorsque cette valeur est inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « perte de valeur », la perte s'imputant en priorité sur les écarts d'acquisition puis sur les actifs immobilisés de l'UGT concernée.

Les écarts d'acquisition provenant de l'acquisition d'entités contrôlées globalement ou conjointement sont présentés séparément au bilan. De même, les pertes de valeur relatives aux écarts d'acquisition sont présentées sur une ligne spécifique du compte de résultat.

Les pertes de valeur relatives aux écarts d'acquisition des sociétés mises en équivalence sont enregistrées dans la ligne « quote-part de résultat net dans les sociétés mises en équivalence ».

Lors de la cession d'une entité du groupe le montant de l'écart d'acquisition non amorti attribuable à la filiale, est inclus dans le calcul du résultat de cession.

3.9 Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles sont principalement constituées de logiciels, de concessions, brevets et droits similaires, de droits d'exploitation et de frais de développement.

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les dépenses concourant au développement d'un projet sont comptabilisées en immobilisation lorsque le Groupe peut démontrer :

- la faisabilité technique nécessaire à l'achèvement de l'immobilisation incorporelle en vue de sa mise en service ou de sa vente,
- son intention d'achever l'immobilisation incorporelle et de l'utiliser ou de la vendre,
- sa capacité à utiliser ou à vendre l'immobilisation incorporelle,
- la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs probables,
- la disponibilité de ressources (techniques, financières et autres) appropriées pour achever le développement et utiliser ou vendre l'immobilisation incorporelle,
- sa capacité à évaluer de façon fiable les dépenses attribuables à l'immobilisation incorporelle au cours de son développement.

Les immobilisations incorporelles sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité.

3.10 Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production.

Le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts directs de main d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts directs de production incorporables à la construction de l'actif. Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Par ailleurs, des actifs sont comptabilisés en contrepartie des provisions constituées au titre d'obligations liées à la déconstruction des centrales et des coûts de dernier cœur des centrales nucléaires. A la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 3.20).

Les immobilisations sont amorties selon le mode linéaire.

Les coûts d'emprunt des capitaux utilisés pour financer les installations ainsi que les dépenses de pré-exploitation sont comptabilisés en charges.

Les immobilisations corporelles du Groupe sont constituées de biens propres d'une part et de biens concédés d'autre part.

3.10.1 DOMAINE PROPRE

Dans le cas spécifique des installations nucléaires, sont inclus dans la valeur de ces immobilisations :

- le coût actualisé de la déconstruction des installations,
- le coût actualisé du dernier cœur de combustible, comprenant la dépréciation du stock résiduel de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif de la production, le coût du retraitement de ce combustible, ainsi que le coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations nucléaires constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties au prorata de la durée de vie des installations.

Une perte de valeur est constituée au titre des centrales thermiques à flamme mises en réserve d'exploitation, pour lesquelles il existe une faible probabilité de remise en service.

Les coûts de révision décennale imposée réglementairement pour les centrales nucléaires et les centrales thermiques à flamme constituent un composant de la valeur de ces installations, qui est amorti sur une durée de 10 ans correspondant à l'intervalle séparant deux révisions.

Les biens de la concession du réseau d'alimentation générale en France sont propriété d'EDF et sont présentés en biens du domaine propre.

3.10.2 DOMAINE CONCEDE

Dans l'attente d'une interprétation définitive sur le traitement comptable en IFRS des contrats de concessions, le groupe a choisi de maintenir, pour l'essentiel, les pratiques comptables appliquées en normes françaises à l'exception notamment de retraitements de présentation, qui ont consisté à présenter l'ensemble des passifs des concessions dans un compte « Passifs spécifiques des concessions ». Toutefois, dans l'attente de l'aboutissement des travaux de l'IFRIC, il est prématuré de considérer que les traitements actuels sont compatibles avec le référentiel IFRS. Ainsi, le groupe pourrait être amené, lors de la publication de ses comptes annuels 2005, à modifier son bilan d'ouverture afin d'intégrer notamment les dispositions des normes existantes relatives aux concessions et le cas échéant, les nouvelles interprétations publiées en 2005.

3.10.2.1 Domaine concédé en France

En France, EDF SA est concessionnaire de 3 types de concessions de service public:

- les concessions de distribution publique, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes).
- les concessions de forces hydrauliques, ayant pour concédant l'Etat,
- la concession du réseau d'alimentation générale, le concédant étant également l'Etat,

Les concessions de distribution publique d'électricité

Depuis la loi du 8 avril 1946, EDF est le concessionnaire unique chargé par la loi de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France.

Les contrats de concession sont conclus pour une durée généralement comprise entre 20 et 30 ans. EDF est aujourd'hui partie prenante dans plus de 1.200 contrats.

Le cahier des charges type des concessions (modèle 1992) comprend les principales clauses suivantes :

- l'objet et l'étendue de la concession : l'autorité concédante garantit au concessionnaire le droit exclusif d'exploiter le service public de distribution d'énergie électrique sur un territoire déterminé. Le concessionnaire est responsable du fonctionnement du service et l'exploite à ses risques et périls;
- les principes de tarification, à savoir l'égalité de traitement des usagers, l'efficacité économique et la péréquation géographique;
- le paiement par le concessionnaire de redevances au concédant;
- l'obligation pour le concessionnaire de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions de renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des ouvrages devant faire l'objet d'un renouvellement;
- les conditions de fin de contrat et les conditions ultérieures d'exploitation du service public de distribution d'électricité, EDF restant aujourd'hui le concessionnaire unique;
- les possibilités de non renouvellement ou de résiliation anticipée, étant entendu qu'EDF est le concessionnaire unique chargé par la loi des réseaux de distribution publics en France;
- les modalités pratiques et financières en cas de non renouvellement ou de résiliation anticipée :
 - remise au concédant des ouvrages et du matériel de la concession en état normal de service;
 - versement par l'autorité concédante d'une indemnité égale à la valeur non amortie mais réévaluée des ouvrages dans la proportion de sa participation à leur financement (ces dispositions ont vocation à permettre la récupération par EDF de la valeur non amortie des ouvrages financés en tant que concessionnaire);
 - le versement par le concessionnaire au concédant du solde des provisions constituées pour le renouvellement des ouvrages, complété des amortissements industriels constitués dans la proportion de la participation du concédant au financement des ouvrages.

Les biens relevant de ce régime sont inscrits en immobilisations du domaine concédé pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant. Ils font l'objet d'un amortissement sur leur durée de vie. Cet amortissement bilanciel non générateur de charges représente la dépréciation du financement du concédant et du financement du concessionnaire et est comptabilisé en contrepartie de la dette spécifique des concessions.

Les concessions de forces hydrauliques

Les immobilisations affectées au service de la concession concernent les ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines ...), et pour les concessions renouvelées récemment incluent également les ouvrages de production d'électricité (alternateurs). Les contrats de concession ne prévoient pas d'indemnité à l'occasion de la restitution des ouvrages aux concédants en fin de concession.

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations du domaine concédé pour leur coût d'acquisition. Les biens sont amortis sur leur durée de vie qui correspond en général à la durée des concessions..

La concession du réseau d'alimentation générale

La concession de transport date de 1956. Sa durée est de 75 ans. La loi du 10 février 2000 a confié à un service indépendant au sein d'EDF la charge de gérer le réseau public de transport de l'électricité. Le gestionnaire du réseau de transport doit exercer cette mission dans le cadre d'un cahier des charges type de concession approuvé par décret en Conseil d'Etat après avis de la Commission de Régulation de l'Electricité. Ce cahier des charges est en cours de préparation.

Les biens affectés à la concession du réseau d'alimentation générale sont par la loi propriété d'EDF. Ils sont inscrits comme les autres biens propres en immobilisations du domaine propre. Ils sont amortis selon le mode linéaire sur leur durée de vie.

3.10.2.2 Domaines concédés à l'étranger

Les dispositions relatives aux concessions à l'étranger sont différentes selon les contrats et les législations nationales. Les principaux pays concernés sont les suivants :

Royaume Uni

EDF Energy est notamment propriétaire de réseaux de distribution. La filiale détient un monopole sur la zone géographique définie dans la licence, la tarification étant régulée. Les licences peuvent être révoquées avec un préavis de 25 ans.

Les réseaux sont inscrits en immobilisations du domaine propre et sont amortis sur leur durée de vie.

Allemagne

Les réseaux de distribution dont EnBW est le concessionnaire lui appartiennent pour la durée de la concession. En cas de non renouvellement de concession, EnBW doit céder le réseau à la collectivité concédante à sa juste valeur. Les réseaux concédés sont comptabilisés dans les immobilisations corporelles du domaine propre et amortis sur leur durée de vie.

Brésil

La filiale brésilienne Light est concessionnaire dans l'Etat de Rio de Janeiro pour une durée de 30 ans depuis 1996. Les biens relevant de la concession sont inscrits en immobilisations du domaine concédé et sont amortis sur leur durée de vie.

3.10.3 CONTRATS DE LOCATION

Les biens acquis en location-financement sont immobilisés lorsque les contrats de location ont pour effet de transférer au Groupe la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de ces biens. Les critères d'appréciation de ces contrats sont fondés notamment sur :

- le rapport entre la durée des contrats des actifs loués et leur durée de vie,
- le total des paiements futurs rapporté à la juste valeur de l'actif financé,
- l'existence d'un transfert de propriété à l'issue du contrat de location,
- l'existence d'une option d'achat favorable,
- la nature spécifique de l'actif loué.

Les actifs détenus en vertu de contrats de location-financement sont amortis sur leur durée d'utilisation ou, lorsqu'elle est plus courte, sur la durée du contrat de location correspondant.

Lorsque le Groupe réalise une opération de cession-bail qui débouche sur un contrat de location-financement, cette opération est comptabilisée conformément aux principes énoncés ci-dessus. Dans le cas où le prix de cession est supérieur à la valeur comptable de l'actif, l'excédent est différé et amorti sur la durée du contrat de location.

Les contrats de location ne possédant pas les caractéristiques d'un contrat de location-financement sont enregistrés comme des contrats de location opérationnelle, et seuls les loyers sont enregistrés en résultat.

3.10.4 DUREES D'AMORTISSEMENT

Pour les principaux ouvrages, les durées de vie estimées sont les suivantes :

• Barrages hydroélectriques	75 ans
• Matériel électromécanique des usines hydroélectriques	50 ans
• Centrales thermiques à flamme	30 à 40 ans
• Installations de production nucléaire	40 ans (*)
• Installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation)	30 à 45 ans.

(*) sous réserve de dispositions réglementaires plus restrictives dans certains pays.

3.11 Pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles

Le Groupe apprécie, à chaque clôture des comptes et à chaque arrêté intermédiaire, s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est effectué :

- Le Groupe mesure les éventuelles dépréciations des actifs long terme par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein d'unités génératrices de trésorerie, et leur valeur recouvrable généralement calculée par la méthode des flux de trésorerie futurs actualisés.
- Les taux d'actualisation retenus pour ces besoins s'appuient sur le coût moyen pondéré du capital de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés ; ils sont déterminés par zone économique, géographique et par activité le cas échéant. Pour les activités régulées d'EDF SA, le taux d'actualisation retenu correspond à la rémunération de 6,5 % avant impôt fixée par le régulateur, soit 4,2 % après impôt.
- Les flux de trésorerie futurs sont établis sur la base des plans à moyen terme.

Ce test de dépréciation repose sur des plans d'affaires et des hypothèses validés par le Groupe.

Compte tenu de la sensibilité des évaluations aux hypothèses macro-économiques et sectorielles retenues, les tests de dépréciation pratiqués sont mis à jour régulièrement.

3.12 Actifs financiers

3.12.1 TITRES DE PARTICIPATION

Les titres de participation sont principalement des titres de sociétés dont la détention est durable ; ils sont valorisés au coût d'acquisition.

3.12.2 AUTRES TITRES IMMOBILISES

- Droits de propriété : ce sont des titres que le Groupe a l'intention de conserver durablement ou qu'il n'a pas la possibilité de revendre dans un bref délai. Il s'agit de parts de capital ou de placement à long terme. Leur détention n'est pas directement liée à l'activité de l'entité.
- Droits de créances : ils sont constitués de titres que le Groupe a l'intention de conserver durablement ou qu'il n'a pas la possibilité de revendre dans un bref délai. Leur détention n'est pas directement liée à l'activité de l'entité. Il s'agit de titres n'ayant pas vocation à se transformer en titres de propriété, dont les titres immobilisés déposés en garantie ou en nantissement d'une avance.

Lorsque la valeur comptable des titres de participation et des autres titres immobilisés est supérieure à la valeur d'utilité, déterminée à partir des capitaux propres corrigés en fonction des informations connues depuis la clôture du dernier exercice (information financière, cours de bourse), une provision pour dépréciation est en principe constituée pour la différence.

3.12.3 TITRES IMMOBILISES DE L'ACTIVITE DE PORTEFEUILLE (TIAP)

Le Groupe a constitué deux portefeuilles de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) :

- le premier est composé d'actifs financiers dédiés destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan (voir notes 18.3 et 23.1). Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers du Groupe eu égard à leur objectif,
- le second est constitué de titres acquis principalement par EDF et EnBW, pour en retirer, à plus ou moins longue échéance, une rentabilité satisfaisante et sans intervenir dans la gestion des sociétés dont les titres sont détenus.

Compte tenu de leur détention à long terme, ces actifs ont été comptabilisés en autres titres immobilisés de l'activité de portefeuille.

Les TIAP (actions et obligations) sont comptabilisés au coût historique. A la clôture, la valeur d'inventaire retenue pour ces TIAP est appréciée individuellement en tenant compte notamment des perspectives d'évolution de l'entreprise dont les titres sont détenus et du cours de bourse. Lorsque la valeur d'inventaire est inférieure au coût d'entrée, une moins-value latente est intégralement provisionnée sans compensation avec les gains potentiels.

3.12.4 AUTRES IMMOBILISATIONS FINANCIERES

Il s'agit des créances financières portant intérêt, des créances liées aux biens donnés en location financement, ainsi que des éléments d'actifs ne portant pas intérêt tels que les dépôts de garantie.

Lorsque la valeur recouvrable à la clôture est inférieure à la valeur comptable, une provision pour dépréciation à caractère financier doit être comptabilisée. C'est notamment le cas lors de la défaillance probable d'un débiteur.

3.12.5 ACTIFS FINANCIERS A COURT TERME

Les actifs financiers à court terme comprennent principalement les valeurs mobilières de placement ainsi que les placements de trésorerie d'échéance supérieure à trois mois.

Les valeurs mobilières sont inscrites à l'actif pour leur coût d'acquisition. Elles sont évaluées à la clôture à leur valeur d'utilité. En ce qui concerne les valeurs cotées, elles font l'objet d'une évaluation au cours de bourse de fin d'exercice. Les moins-values latentes sont intégralement provisionnées sans compensation avec les gains potentiels.

3.13 Actifs non courants détenus en vue de leur vente et activités abandonnées

Les actifs et passifs de filiales et participations détenues en vue de leur vente sont présentés séparément des autres actifs et passifs du bilan, et sont classés en actifs et passifs non courants. Le résultat des activités abandonnées est présenté en un seul montant après impôt au compte de résultat.

3.14 Stocks et en-cours

Les stocks sont inscrits au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation, à l'exception des stocks résultant de l'activité de négoce qui sont évalués à leur valeur de marché.

Le coût des stocks comprend les coûts directs de matières, les coûts directs de main d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

3.14.1 MATIERES ET COMBUSTIBLES NUCLEAIRES

Les matières et combustibles nucléaires, ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement...).

Les charges financières engendrées par le financement des combustibles nucléaires sont enregistrées en charges.

Les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication des combustibles, dont la durée est supérieure à un an, et les combustibles nucléaires, qu'ils soient en magasin ou en réacteur, sont enregistrés dans les comptes de stocks.

Les stocks sont évalués selon la méthode dite du coût moyen pondéré appliquée à chacune des composantes (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication).

Le Groupe ne valorise pas l'uranium issu du retraitement, compte tenu des incertitudes relatives à son utilisation future.

Les consommations de combustibles nucléaires sont déterminées par composante sur la base des quantités prévisionnelles épuisées par kWh produit. Ces quantités sont valorisées au prix moyen pondéré constaté à la fin du mois précédent et intégrant le coût des derniers approvisionnements.

L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques.

3.14.2 MATIERES CONSOMMABLES ET MATERIELS D'EXPLOITATION

Les stocks sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré, en retenant les coûts d'achat directs et indirects.

Aucune provision n'est constituée pour les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance et pour les pièces banalisées, ces pièces ayant vocation à être utilisées pendant la durée de vie des installations.

3.15 Créances d'exploitation

Les créances clients sont inscrites à leur valeur nominale.

Une provision pour dépréciation est constituée lorsque leur valeur d'inventaire, basée sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Le risque associé aux créances douteuses est apprécié individuellement.

Les créances d'exploitation intègrent le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée, non relevée et non facturée. Une provision est constituée pour faire face au risque potentiel de non-recouvrement ultérieur.

3.16 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués par les liquidités immédiatement disponibles et par les placements à très court terme dont l'échéance à la date d'acquisition est généralement inférieure ou égale à trois mois.

3.17 Conversion des opérations en devises

Lors de l'arrêté des comptes, les soldes monétaires exprimés en devises qui ne sont pas couverts par des contrats de couverture sont convertis en fin d'exercice au taux de clôture.

Les différences de change correspondantes sont comptabilisées dans le compte de résultat.

3.18 Emprunts et dettes financières

Les emprunts sont comptabilisés à leur valeur nominale et amortis en utilisant le taux d'intérêt contractuel. Les frais d'émission des emprunts, les primes d'émission et de remboursement des emprunts obligataires sont amortis linéairement sur la durée de chaque emprunt.

3.19 Passifs spécifiques des concessions

Comme précisé en note 1, le Groupe a maintenu, pour l'essentiel, les principes comptables appliqués en normes françaises. Au passif du bilan, les droits et obligations du concessionnaire vis-à-vis des concédants sont présentés dans la rubrique "passifs spécifiques des concessions" qui comprend les éléments suivants :

- La contre valeur des biens mis en concession par le concédant qui représente la contrepartie des immobilisations financées par le concédant, dépréciée sur la durée de vie des biens.
- Le fonds de caducité qui enregistre l'amortissement de caducité du financement apporté par le concessionnaire (étalé sur la durée de la concession), minoré de la dépréciation du financement du concessionnaire (calculée sur la durée de vie des biens). En fin de concession, le fonds de caducité est égal à la valeur nette comptable des immobilisations financées par le concessionnaire.
- La provision pour renouvellement qui traduit l'obligation du concessionnaire d'assurer le renouvellement des immobilisations en fin de vie, qu'elles soient renouvelables avant ou après le terme de la concession. Cette provision correspond à la différence entre l'amortissement de la valeur de remplacement et l'amortissement du financement du concessionnaire (amortissement de caducité), et était présentée en provisions pour risques et charges dans les états financiers établis sous le référentiel comptable français.

La valeur de remplacement représente le coût qui serait supporté à la date de clôture si le bien était renouvelé sur l'exercice en cours. La valeur de remplacement fait l'objet, à chaque arrêté, d'une revalorisation annuelle sur la base d'indices spécifiques à la profession issus de publications officielles.

Une provision pour renouvellement est également constatée pour les biens du régime d'électrification rurale renouvelables avant le terme des concessions. Son assiette est égale à 20 % de l'écart entre la valeur de remplacement et la valeur d'origine des biens concernés. Cette provision traduit l'obligation d'EDF envers le concédant, le pourcentage de 20 % retenu correspondant au taux moyen de financement de ces ouvrages par EDF observé historiquement jusqu'à présent.

Au compte de résultat, il est comptabilisé une charge correspondant à l'amortissement de la valeur de remplacement des biens concédés sur leur durée de vie, que les ouvrages soient renouvelables avant ou après le terme normal de la concession.

Cet amortissement se répartit entre un amortissement de caducité linéaire calculé sur la durée résiduelle de la concession pour la quote-part des biens financés par le concessionnaire et une provision pour renouvellement égale à la différence entre l'amortissement de la valeur de remplacement sur la durée de vie des ouvrages et l'amortissement de caducité.

Pour les biens non renouvelables, le financement du concessionnaire est amorti sur la durée de vie du bien et non sur la durée résiduelle de la concession.

Ce traitement sera modifié à compter du 1^{er} janvier 2005 par l'effet de l'application de la Loi du 9 août 2004 (voir paragraphe 4.1.4).

3.20 Provisions

Les provisions sont comptabilisées par le Groupe si les trois conditions suivantes sont remplies :

- le Groupe a une obligation actuelle (juridique ou implicite) vis-à-vis d'un tiers qui résulte d'un événement passé, antérieur à la date de clôture ;
- il est probable qu'une sortie de ressources représentative d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation ;
- le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par le Groupe pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par le Groupe, éventuellement complétées par l'expérience de transactions similaires, et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense, qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance, si et seulement si, le Groupe a la quasi-certitude de le recevoir.

Dans des cas exceptionnels, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

Les provisions sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses de fin de cycle des combustibles nucléaires :

Une provision pour retraitement des combustibles irradiés et pour évacuation et stockage des déchets issus de cette opération est constituée sur l'ensemble des combustibles en cours d'utilisation (pour la partie épuisée) ou consommés.

- les charges liées à la déconstruction des centrales et les charges relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provision pour derniers cœurs) ;
- les engagements d'achat de titres de sociétés dès lors que le prix d'exercice est supérieur à la juste valeur des titres sous-jacents ;
- les pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie :
 - Les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel de l'électricité.
 - Les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles avec le coût de production de l'énergie à livrer.

Les provisions constituées pour dépenses de fin de cycle des combustibles nucléaires, pour charges liées à la déconstruction des centrales et aux derniers cœurs, pour pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie, sont estimées en appliquant aux montants des décaissements prévus un indice d'inflation prévisionnel à long terme, et sont actualisées à partir des taux représentant la meilleure estimation d'un taux de rendement à long terme sur les marchés obligataires.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques du pays dans lequel est située l'entité économique.

Pour la France, le Groupe retient un taux d'actualisation de 5 % et un taux d'inflation à long terme de 2 %, soit un taux réel de 3 %. Ce taux a été retenu sur la base de séries longues d'un échantillon d'emprunts obligataires et tient compte du fait qu'une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions seront décaissées sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières dans la ligne « charges d'actualisation ».

L'effet des changements d'estimation des provisions à long terme dont la contrepartie a été initialement enregistrée à l'actif, qu'ils soient liés à un changement de calendrier, de taux d'actualisation, d'estimation des dépenses ou d'évolutions technologiques est imputé sur l'actif de contrepartie et au-delà sur l'actif de référence sous-jacent (centrale). Chacun de ces paramètres pris isolément ou de façon combinée est susceptible d'impacter sensiblement ces estimations dans le temps.

3.21 Avantages du personnel

Les salariés du groupe bénéficient, suivant les réglementations locales et certaines dispositions spécifiques comme la réglementation statutaire pour les entreprises relevant du régime des Industries Electriques et Gazières, d'avantages pendant leur durée d'activité et d'inactivité.

3.21.1 ENGAGEMENTS CONCERNANT LES RETRAITES ET LES AVANTAGES POSTERIEURS A L'EMPLOI

Lors de leur départ en retraite, les salariés du groupe bénéficient de pensions déterminées selon les réglementations locales auxquelles s'ajoutent le cas échéant des prestations directement à la charge des sociétés, et des prestations complémentaires dépendantes des réglementations.

Les engagements d'EDF SA et des filiales françaises relevant du régime des IEG, ainsi que la réforme du financement du régime spécial des retraites, sont décrits dans les notes 4.1.3 et 23.2. pour chacun de ces engagements.

3.21.2 ENGAGEMENTS CONCERNANT LES AUTRES AVANTAGES LONG TERME

Ces avantages concernant les salariés en activité sont accordés selon chaque réglementation locale, en particulier la réglementation statutaire des Industries Electriques et Gazières pour EDF SA et les filiales françaises sous le régime des IEG. Ils sont décrits dans la note 23.2.3 de la présente annexe.

3.21.3 MODE DE CALCUL ET COMPTABILISATION DES ENGAGEMENTS LIES AU PERSONNEL

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la

clôture en matière de retraites, avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme, en tenant compte des conditions économiques propres à chacun des pays et des perspectives d'évolution de salaires.

Ainsi pour les retraites et les autres avantages postérieurs à l'emploi, cette méthode d'évaluation tient compte en particulier des données suivantes :

- des salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites,
- l'âge en départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables (service actif, nombre d'enfants),
- des effectifs prévisionnels de retraités déterminé à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays,
- les reversions de pensions dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG,
- d'un taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la durée des engagements.

Le montant de la provision tient compte de la valeur des actifs destinés à couvrir les engagements de retraite, qui vient en minoration de l'évaluation des engagements ainsi déterminée.

Les gains et pertes actuariels excédant 10 % du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.

Pour les autres avantages à long terme, suivant les réglementations comptables applicables, la provision est constituée selon une méthode d'évaluation simplifiée. Ainsi, si une évaluation actuarielle selon la méthode des unités de crédit projetées est nécessaire, les écarts actuariels sans application de la règle du corridor ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision.

La charge comptabilisée au titre des engagements envers le personnel intègre :

- la charge correspondant à l'acquisition des droits supplémentaires, ainsi qu'à l'actualisation financière des droits existants ;
- le produit correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;
- la charge ou le produit correspondant à l'amortissement des écart actuariels positifs ou négatifs ;
- la charge ou le produit lié aux modifications des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes, à l'exception de l'effet de la réforme du financement du régime spécial de retraite des Industries Electrique et Gazière, qui a été enregistré en capitaux propres au titre de l'exercice 2004.

3.22 Instruments financiers

3.22.1 INSTRUMENTS DERIVES COURT TERME

Les instruments court terme (swaps court terme, options, contrats de change à terme) sont évalués comme suit :

- les engagements relatifs à ces opérations sont inscrits en hors bilan financier pour la valeur nominale des contrats,
- les appels de marges sont pris en compte immédiatement dans le résultat,
- les primes payées ou encaissées sont rapportées au résultat lors du dénouement des transactions,
- les résultats réalisés sur ces marchés sont pris en compte au dénouement,
- les instruments dérivés de change court terme négociés sur les marchés organisés ou de gré à gré sur des marchés assimilés à des marchés organisés (présentant une forte liquidité), en portefeuille à la date d'arrêt des comptes, sont évalués par référence à leur valeur de marché à la date de clôture. Cette valeur de clôture est comparée, opération par opération, à la valeur historique des primes. En l'absence de mise en place de relation de micro-couverture, la perte ou le gain de change latent est enregistré dans le résultat financier.

Les dépôts initiaux effectués en garantie des transactions figurent sous la rubrique "Titres immobilisés".

3.22.2 INSTRUMENTS DE LONG TERME

L'un des principaux objectifs poursuivis en matière de risque de change et de taux est de minimiser l'impact de ces risques sur les capitaux propres et les résultats. En matière de risque de change, l'endettement des entités est réalisé dans la mesure du possible dans leur devise locale. En cas d'acquisition dans une devise différente de celle de l'entité, une couverture actif-passif efficace est mise en place chaque fois que possible (micro-couverture).

Les instruments long terme constitués de swaps viennent corriger le résultat de change et la charge d'intérêt de la dette.

Les résultats de change sur swaps de devises spéculatifs sont constatés dans le résultat. Les soultes prévues aux contrats sont étalées sur la durée de vie de ceux-ci. Les soultes payées ou encaissées à l'occasion de dénouements anticipés sont immédiatement rapportées au résultat.

L'ensemble de ces instruments figure dans le hors-bilan financier pour la valeur des capitaux notionnels engagés.

3.22.3 ACTIVITE DE NEGOCE DE L'ENERGIE

Le Groupe exerce une activité de négoce international sur les marchés de l'énergie par le biais notamment de sa filiale EDF Trading, pour mettre sur le marché européen ses capacités et optimiser ses approvisionnements.

Compte tenu des spécificités de cette activité, l'ensemble des positions du Groupe, qu'il s'agisse de livraisons physiques ou d'instruments dérivés, est évalué à la valeur de marché. Les gains et pertes latents sont enregistrés lorsque ces opérations sont effectuées sur des marchés dont la liquidité est assurée. Dans le cas contraire, seules les pertes latentes sont provisionnées.

3.23 Résultat net par action

Le résultat net par action est calculé en divisant la part du résultat net revenant au Groupe par le nombre moyen pondéré d'actions en circulation au cours de la période.

4. Evénements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice

4.1 Loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières

La loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux Entreprises Electriques et Gazières a été publiée le 11 août 2004 au Journal Officiel.

Au-delà du changement de forme juridique d'Electricité de France (EDF) et de Gaz de France — transformation des établissements publics industriels et commerciaux en sociétés anonymes — le texte comprend notamment quatre séries de dispositions concernant : le service public et l'opérateur commun de distribution, la transposition des directives européennes relatives à l'électricité et au gaz (notamment la filialisation des gestionnaires de réseaux de transport), la réforme du financement du régime spécial de retraites des IEG et la séparation entre réseau de distribution publique et réseau public de transport.

Au 31 décembre 2004, tous les décrets permettant l'application de cette loi sont publiés ou en en cours de finalisation.

4.1.1 CREATION D'EDF SA

Conformément à la loi du 9 août 2004, la transformation d'EDF, établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC), en société anonyme (SA) est intervenue le 19 novembre 2004 par décret n° 2004-1224 du 17 novembre 2004. EDF peut désormais s'affranchir du principe de spécialité et élargir son offre commerciale face à ses concurrents. Les statuts de la SA sont annexés à ce décret.

Le capital social d'EDF SA détenu par l'Etat dans son intégralité est fixé à la somme de huit milliard cent vingt neuf millions d'euros (8 129 000 000 euros), divisé en un milliard six cent vingt cinq millions huit cent mille actions (1 625 800 000 actions) de cinq euros chacune de valeur nominale, entièrement libérées. Conformément aux dispositions de la loi (article 24), l'Etat doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital de la société.

Par ailleurs, la société est titulaire, au 19 novembre 2004, de l'ensemble des biens, droits et obligations précédemment attachés à l'établissement public EDF créé par la loi n° 46-628 du 8 avril 1946.

4.1.2 FILIALISATION DU GESTIONNAIRE DU RESEAU DE TRANSPORT D'ELECTRICITE

Depuis la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité est un service indépendant sur le plan de la gestion, des autres activités d'EDF.

Les missions de ce gestionnaire sont :

- d'exploiter et d'entretenir le réseau public de transport d'électricité,
- de développer ce réseau afin de permettre le raccordement des producteurs, des réseaux publics de distribution et des consommateurs, ainsi que l'interconnexion avec les autres réseaux,
- d'assurer à tout moment l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau,
- d'assurer la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau en tenant compte des contraintes techniques.

La directive européenne 2003/54/CE du 26 juin 2003 concernant le marché intérieur de l'électricité a entendu renforcer cette indépendance en obligeant les Etats membres et les entreprises concernées à organiser l'indépendance juridique des gestionnaires de réseau public de transport d'électricité. Les activités de transport doivent désormais être exercées par des personnes juridiques distinctes de celles qui exercent des activités de production ou de fourniture d'électricité.

La loi du 9 août 2004 transpose cette obligation en droit français en prévoyant la filialisation par EDF de l'activité transport, telle qu'actuellement exercée par RTE.

Cette loi dispose qu'une société, dont le capital est détenu en totalité par EDF, l'Etat ou d'autres entreprises ou organismes appartenant au secteur public, est le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité ; elle organise l'indépendance de gestion et d'exploitation de cette société qui est régie, sauf dispositions législatives contraires, par les lois applicables aux sociétés anonymes. Elle prévoit en outre qu'EDF transfère au profit de cette société, par apport partiel d'actifs, les ouvrages du réseau public de transport d'électricité et les biens de toute nature dont elle est propriétaire et qui sont liés à l'activité de transport d'électricité ; cet apport sera réalisé à la valeur nette comptable. Le bilan d'apport de la nouvelle société sera établi sur la base du dernier compte séparé de l'activité de transport d'EDF.

Conformément à la loi du 9 août 2004, un décret à paraître fixera les statuts de cette société qui entreront en vigueur à la date de l'apport partiel d'actifs réalisé par EDF. C'est à cette même date que la société deviendra le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité en lieu et place d'EDF.

4.1.3 REFORME DU FINANCEMENT DU REGIME SPECIAL DE RETRAITES DES INDUSTRIES ELECTRIQUES ET GAZIERES.

Les objectifs de la réforme du financement du régime spécial de retraites des industries électriques et gazières sont au nombre de trois :

- assurer la pérennité du régime spécial de retraites,
- adosser celui-ci au régime général et aux régimes complémentaires pour les droits couverts par les régimes de droit commun,
- garantir la neutralité financière du nouveau dispositif pour l'ensemble des parties.

Les principales mesures de la réforme sont les suivantes (articles 16 à 23 de la loi du 9 août 2004) :

4.1.3.1 Création de la Caisse Nationale des Industries Electriques et Gazières (CNIEG)

A compter du 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime d'assurance vieillesse, invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles des IEG est assuré par la Caisse Nationale des Industries Electriques et Gazières (CNIEG), organisme paritaire de sécurité sociale de droit privé placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la sécurité sociale, du budget et de l'énergie dont les statuts ont été fixés par le décret n° 2004-1354 du 10 décembre 2004. L'ensemble des salariés et des retraités ainsi que des employeurs de la branche des IEG sont obligatoirement affiliés à cette caisse à compter du 1^{er} janvier 2005.

Les droits à la retraite des salariés relevant de ces industries restent inchangés. Seules les modalités de financement du régime spécial sont modifiées.

4.1.3.2 Adossement financier aux régimes de droit commun

Des conventions financières sont mises en place entre la CNIEG et les différents régimes de droit commun (CNAV, AGIRC, ARRCO) conduisant, dans le cadre d'un principe de neutralité financière pour l'ensemble des assurés sociaux, à un adossement financier de la CNIEG à ces régimes de droit commun. Les conditions et modalités selon lesquelles la CNIEG verse à ces régimes les cotisations de retraites et, en contrepartie, selon lesquelles ces mêmes régimes versent à la CNIEG les prestations de retraites sont calquées sur les conditions et modalités qui seraient applicables si les personnels affiliés à la CNIEG relevaient respectivement du régime général de sécurité sociale ou des régimes de retraites complémentaires concernés.

Conformément au principe de neutralité financière, les conventions déterminent également les montants et modalités de paiement des contributions exceptionnelles, forfaitaires et libératoires destinées à couvrir les charges permanentes ainsi que les charges de trésorerie résultant de l'évaluation à la date de la réforme de la situation démographique, financière et économique respective de ces régimes et du régime des IEG ainsi que du niveau et de la structure des rémunérations respectifs de leurs affiliés.

Le montant de la contribution exceptionnelle due à la CNAV s'élève à 7 649 millions d'euros pour l'ensemble de la branche. Le montant au titre du personnel d'EDF dont une partie sera versée en 2005 est de 6 053 millions d'euros dont 2 724 millions d'euros au titre des activités non régulées. Le solde de cette contribution exceptionnelle, soit 3 329 millions d'euros au titre des activités régulées, sera payé sur 20 ans à compter de 2005 et sera financé par les contributions tarifaires perçues sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel (cf. note 4.1.3.4).

Le montant de la contribution exceptionnelle due au titre des régimes de retraites complémentaires AGIRC et ARRCO est destiné à couvrir les réserves et le fonds de gestion de ces régimes. Il s'élève à 799 millions d'euros, correspondant à 632 millions d'euros pour EDF dont 90 % seront versés en 2005 et le solde en 2006.

Une contribution de maintien de droits a été intégrée aux conventions signées avec les régimes de retraites complémentaires (AGIRC et ARRCO). Elle sera définitivement fixée en 2010 et portera sur l'évolution de la masse salariale effective des IEG sur la période 2005-2010. Elle pourrait conduire au versement par la CNIEG d'une contribution plafonnée à 918 millions d'euros, soit 327 millions d'euros pour EDF pour la part non régulée.

Ces conventions ont été approuvées par arrêtés en date des 4 et 7 février 2005 signés par les ministres chargés de la sécurité sociale, du budget et de l'énergie.

4.1.3.3 Répartition des droits spécifiques du régime spécial des entreprises des Industries Electriques et Gazières.

Les droits spécifiques du régime spécial d'assurance vieillesse des IEG correspondent aux prestations de ce régime non couvertes par les régimes de droit commun.

La loi du 9 août 2004 et ses décrets d'application répartissent les droits spécifiques relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004 (« droits spécifiques passés ») entre les différentes entreprises des IEG et, pour chaque entreprise, entre d'une part les droits afférents à chacune des prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel (« droits spécifiques passés régulés ») et d'autre part les droits afférents aux autres activités (« droits spécifiques passés non régulés »).

Ainsi, sur la base des masses salariales 2004 estimées de l'ensemble des entreprises des IEG, la quote-part d'EDF au sein des IEG a été fixée à 79,14 %. Cette quote-part fera l'objet d'un ajustement sur la base des masses salariales 2004 définitives. Les droits spécifiques passés afférents à EDF sont répartis à 55 % pour les activités régulées (dont 7,5 % pour les activités de transport d'électricité et 47,5 % pour les activités de distribution d'électricité) et à 45 % pour les activités non régulées.

En ce qui concerne les filiales d'EDF relevant du régime des IEG, principalement Electricité de Strasbourg et Tiru, leurs quote-parts respectives s'élèvent à 0,68 % et 0,08 %. Les droits spécifiques passés d'Electricité de Strasbourg relèvent à 92 % des activités régulées, et de Tiru à 80 % des activités non régulées.

4.1.3.4 Création de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel

La loi du 9 août 2004 a institué au profit de la CNIEG une contribution tarifaire sur chacune des prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel (CTA). Les contributions tarifaires d'acheminement financent les droits spécifiques passés régulés. Elles financent également la quote-part régulée de la contribution exceptionnelle définie dans la convention avec la CNAV et, le cas échéant, de la contribution exceptionnelle relative à la contribution de maintien de droits intégrée aux conventions avec les régimes de retraites complémentaires.

Les taux de contribution tarifaire sont périodiquement fixés par les ministres chargés de l'énergie, du budget et de la sécurité sociale après avis de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE).

4.1.3.5 Financement des droits spécifiques non régulés

Les droits spécifiques passés non régulés sont financés par les entreprises des IEG dans les proportions définies par décret. Les engagements de retraite indiqués dans la note 23.2.2.2. comprennent l'intégralité des droits spécifiques passés non régulés alloués à EDF.

Les droits spécifiques du régime des activités régulées et non régulées constitués à compter du 1^{er} janvier 2005 seront intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leurs poids respectifs en termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

4.1.3.6 Garantie de l'Etat.

La garantie de l'Etat sera octroyée à la CNIEG sur l'ensemble des droits spécifiques passés.

4.1.4 DISPOSITIONS INTERESSANT LES RESEAUX DE DISTRIBUTION ET DE TRANSPORT D'ELECTRICITE

La loi du 9 août 2004 précise les périmètres respectifs des réseaux publics de transport et de distribution publique. L'article 36 organise les modalités de reclassement :

- les ouvrages classés au 1^{er} janvier 2005 dans le réseau d'alimentation générale (RAG) et relevant des réseaux de distribution publique (DP) seront reclassés dans ces réseaux à cette date et transférés à titre gratuit aux

collectivités locales concédantes pour leur valeur nette comptable. EDF reste propriétaire de la partie des postes de transformation de haute ou très haute tension en moyenne tension.

- nonobstant les éventuelles clauses contraires des contrats de concession de distribution publique d'électricité, EDF n'est plus tenue vis à vis des autorités concédantes à aucune obligation financière liée au renouvellement des ouvrages après le terme des concessions. La part de la dette spécifique des concessions constituée antérieurement au 1^{er} janvier 2005, pour les biens dont le renouvellement interviendra après le terme des concessions, aura dorénavant pour objet de faire face, à concurrence du montant nécessaire, aux obligations de renouvellement des ouvrages anciennement classés dans le RAG et transférés en DP, dont le renouvellement interviendra avant le terme des concessions.

Ces dispositions prendront effet à compter du 1^{er} janvier 2005.

4.2 Décision de la Commission Européenne

Suite à la décision de la Commission Européenne du 16 décembre 2003 notifiée à la France le 17 décembre 2003, EDF a enregistré sur l'exercice 2003 une charge à payer de 1 217 millions d'euros, dont 889 millions d'euros imputés directement en capitaux propres au titre de l'impôt sur les sociétés non acquitté lors du reclassement, en 1997, des droits du concédant sur le réseau RAG en dotations en capital, et 328 millions d'euros en charges financières représentatives des intérêts courus correspondants.

Un montant total de 1 224 millions d'euros comprenant 7 millions d'intérêts courus sur l'exercice 2004 a été versé en février 2004 à l'Etat français.

EDF a déposé une requête en annulation de la décision de la Commission Européenne. Le recours a été introduit devant le Tribunal de Première Instance des Communautés Européennes (TPICE) le 27 avril 2004.

4.3 Contribution au Service Public de l'Electricité en France

En France, les arrêtés ministériels du 28 février 2004 ont fixé la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE) à 4,5 Euro/MWh et ont baissé corrélativement les tarifs intégrés de 1,2 Euro/MWh avec effet rétroactif au 1^{er} janvier 2004.

4.4 Accroissement de l'ouverture du marché de l'électricité en France

La loi française du 10 février 2000 pour l'électricité a transcrit en droit français les modalités de l'ouverture des marchés découlant des directives européennes. Conformément à cette loi, depuis le 1^{er} juillet 2004 tous les clients professionnels (soit 2,3 millions de clients) sont « éligibles » et peuvent, en exerçant leur éligibilité, négocier librement leur contrat de fourniture. Cette mesure porte de 37 à 70 % l'ouverture du marché français de l'électricité.

4.5 Création par le Gouvernement français d'un fonds dédié pour le démantèlement des installations de Marcoule

En novembre 2004, l'Etat français a décidé de créer un fonds dédié pour assurer le financement du démantèlement des installations nucléaires situées sur le site de Marcoule. Dans ce cadre, le Commissariat à l'Energie Atomique (CEA), la COGEMA et EDF ont signé fin décembre 2004 un protocole d'accord relatif à la reprise de la maîtrise d'ouvrage et au financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie de l'acceptation par le CEA de la reprise de la maîtrise d'ouvrage des opérations sur l'usine UP1 de Marcoule, EDF verse au CEA une contribution libératoire de 1 141 millions d'euros qui couvre l'intégralité de la quote-part d'EDF au coût des opérations restant à réaliser sur cette usine au 1^{er} décembre 2004. L'impact sur le résultat d'exploitation est une charge nette de 190 millions d'euros après reprise des provisions existantes, présentée dans la rubrique « autres produits et charges d'exploitation ».

4.6 Cession des titres Total détenus par EDF SA

Au second semestre 2004, l'ensemble des titres Total a été cédé pour 2 558 millions d'euros. La plus-value comptable liée à cette opération s'élève à 698 millions d'euros avant impôt.

4.7 Amérique latine

Le Groupe a continué à subir la conjonction d'une situation macro-économique et d'un contexte réglementaire et réglementaire durablement difficiles. Ce contexte a lui-même freiné le processus de renégociation de la dette des différentes filiales.

En conséquence, le Groupe a été conduit à réviser à la baisse l'évaluation de ces actifs sur cette région et à compléter les dépréciations existantes à hauteur de 760 millions d'euros pour le Brésil et 200 millions d'euros pour l'Argentine.

5. Evolutions du périmètre de consolidation

Il n'y a pas eu d'évolution de périmètre significative au cours de l'exercice 2004. Les opérations réalisées concernent principalement des variations de pourcentage d'intérêt.

Chez EnBW, ces évolutions consistent :

- dans la participation d'EDF à l'augmentation de capital dans le cadre du processus de refinancement mis en œuvre en juin 2004, ce qui a conduit à porter le pourcentage d'intérêt d'EDF de 45,81 % à 48,43 % à la clôture ;
- dans la poursuite du désengagement des activités non stratégiques avec la cession notamment du sous-groupe APCOA et d'HydroCantabrico, de SIP, Melvo, Ditra et EnRW ;
- dans le désengagement partiel dans ESAG et la prise de contrôle dans GASO via la création de la holding ENSO.

L'impact de ces variations de périmètre est de (337) millions d'euros sur le chiffre d'affaires du Groupe.

Chez EDF Energy, suite à la révision des accords d'actionnaires, la société Metronet, antérieurement consolidée par intégration proportionnelle, est mise en équivalence à compter du 30 juin 2004.

Par ailleurs, Finel a cédé sa participation de 75 % dans ISE au groupe Edison. ISE a été déconsolidée à compter du 1^{er} décembre 2004.

6. Informations sectorielles

L'information sectorielle est présentée sur la base de l'organisation interne du Groupe qui reflète les différents niveaux de risques et de rentabilité auxquels il est exposé.

La segmentation des informations par zone géographique en fonction de l'implantation des actifs est privilégiée, le risque "pays" l'emportant, à ce jour, sur le risque "activité" en raison de la stratégie de développement à l'international du Groupe et des différences de contextes économique, réglementaire et technique entre les différentes zones géographiques.

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

6.1 Informations par zones géographiques

La ventilation retenue par le Groupe EDF pour les zones géographiques est la suivante :

- « **France** » qui désigne EDF SA et regroupe ses activités régulées (principalement Distribution et Transport) et ses activités non régulées (principalement Production et Commercialisation) ;
- « **Royaume-Uni** » qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy ;
- « **Allemagne** » qui désigne les entités du sous-groupe EnBW ;
- « **Reste Europe** » qui regroupe les autres filiales européennes situées notamment en Italie, en Europe continentale, les participations et activités nouvelles dont Electricité de Strasbourg, Dalkia, Tiru, Asa, EDF Energies Nouvelles, et EDF Trading ;
- « **Reste du Monde** » qui regroupe les filiales situées en Amérique latine et en Asie.

- Au 31 décembre 2004 :

(en millions d'euros)	FRANCE	ROYAUME UNI	ALLEMAGNE	RESTE EUROPE	RESTE MONDE	ELIMINATIONS	TOTAL
Chiffre d'affaires externe	29 341	5 957	4 627	4 748	2 115		46 788
Chiffre d'affaires inter-secteur	156	—	1	339	—	(496)	—
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	29 497	5 957	4 628	5 087	2 115	(496)	46 788
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	9 322	1 428	907	1 241	519	—	13 417
BILAN :							
Immobilisations incorporelles et corporelles	75 925	9 339	6 189	5 409	2 071		98 933
Titres mis en équivalence	—	49	564	1 525	60		2 198
Ecart d'acquisition	—	2 408	1 852	1 074	37		5 371
Autres actifs sectoriels(1)	17 732	1 026	1 320	5 811	1 123		27 012
Autres actifs non affectés							16 017
Total Actif	93 657	12 822	9 925	13 819	3 291		149 531
Passifs sectoriels(2)	93 867	2 895	5 491	6 309	1 134		109 696
Autres passifs non affectés							39 835
Total Passif	93 867	2 895	5 491	6 309	1 134		149 531
AUTRES INFORMATIONS :							
Investissements corporels et incorporels	2 976	950	237	428	317		4 908
Dotations aux amortissements	(3 484)	(424)	(334)	(373)	(227)		(4 842)

(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs, hormis les créances d'impôt exigible.

(2) Les passifs sectoriels comprennent les passifs spécifiques des concessions, les provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire, les provisions pour déconstruction et dernier cœur, les provisions pour avantages du personnel, les autres provisions pour risques et charges (hormis les provisions pour risques liés aux participations et les provisions pour risques fiscaux), les fournisseurs et comptes rattachés ainsi que les autres créditeurs (hormis la dette d'impôt exigible).

- Produits provenant des ventes à des clients externes par zones géographiques sur la base de la localisation des clients :

(en millions d'euros)	FRANCE	EUROPE	RESTE MONDE	EDF TRADING	TOTAL
2004	28 561	15 419	2 414	394	46 788

6.2 Informations par secteurs d'activité

Les activités du Groupe se déclinent comme suit :

- **Production — Commercialisation** : regroupent toutes les compétences et actifs nécessaires à la production d'énergie et à sa vente aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux résidents ;
- **Distribution** : assure la gestion du réseau public de transport basse et moyenne tension ;
- **Transport** : a pour objet d'exploiter, d'entretenir et de développer le réseau de transport d'électricité haute tension et très haute tension ;

- **Autres** : regroupent les services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques,...) aux entreprises et aux collectivités ainsi que les nouveaux métiers qui ont notamment pour objet le développement de la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, panneaux solaires,...).

(en millions d'euros)	PRODUCTION — COMMERCIALISATION	DISTRIBUTION(2)	TRANSPORT(2)	AUTRES	ELIMINATIONS	TOTAL
Au 31 Décembre 2004						
Chiffre d'Affaires Externe	39 969	2 214	844	3 761		46 788
— dont France	27 409	881	705	346		29 341
— dont reste du Monde	12 559	1 334	139	3 415		17 447
Chiffre d'Affaires inter-secteurs(1)	1 274	11 108	3 423	727	(16 532)	
Chiffre d'affaires	41 243	13 322	4 267	4 488	(16 532)	46 788
Actifs sectoriels	61 052	51 030	11 495	7 958	(323)	131 212
Actifs non affectés						18 318
Investissements de l'exercice (corporels et incorporels)	1 247	2 448	521	692		4 908

(1) La part Acheminement comprise dans les tarifs intégrés est présentée en chiffre d'affaires inter-secteur pour la France.

(2) Y compris en 2004 les transferts de biens de l'activité Transport vers l'activité Distribution (843 millions d'euros) ainsi que ceux de l'activité Distribution vers l'activité Transport (70 millions d'euros) au sein d'EDF. Ces transferts sont issus de la définition des périmètres respectifs du réseau public de transport et du réseau public de distribution par la loi n° 2004-803 du 9 août 2004.

7. Chiffre d'affaires

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

(en millions d'euros)	EXERCICE 2004
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	42 848
Autres ventes de biens et services	3 532
EDF Trading	408
Chiffre d'affaires	46 788

8. Achats de combustibles et d'énergie

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

(en millions d'euros)	EXERCICE 2004
Achats consommés de combustibles — production d'énergie	(5 221)
Achats d'énergie	(8 470)
(Dotations) et reprises de provisions liées aux combustibles nucléaires et aux achats d'énergie	205
Achats de combustibles et d'énergie	(13 486)

9. Autres consommations externes

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

(en millions d'euros)	EXERCICE 2004
Services extérieurs	(8 341)
Autres achats (hors services extérieurs, combustibles et énergie)	(2 439)
Production stockée et immobilisée	1 825
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	207
Autres consommations externes	(8 748)

10. Effectifs moyens

	2004		
	STATUT IEG	AUTRES	TOTAL
Cadres	24 915	4 418	29 333
Agents de maîtrise et techniciens	82 854	43 966	126 820
Effectifs moyens	107 769	48 384	156 153

Les effectifs moyens sont présentés en équivalents temps plein. Les effectifs des sociétés intégrées proportionnellement sont consolidés au prorata du pourcentage d'intérêt et représentent 19 958 équivalents temps plein.

11. Autres produits et charges opérationnels

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges opérationnels sont les suivantes :

(en millions d'euros)	EXERCICE 2004
Subventions d'exploitation	1 571
Provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(662)
Résultat de cession d'immobilisations	81
Pertes de valeur sur actifs courants	(60)
Autres provisions d'exploitation	(138)
Autres produits et autres charges	(531)
Autres produits et charges opérationnels	261

Les subventions d'exploitation comprennent essentiellement les indemnités à recevoir au titre de la compensation des charges de service public en France.

Suite à la notification de la CRE en date du 8 mars 2004, et à la publication en mars 2004 et en décembre 2004 des arrêtés fixant la CSPE pour l'année 2004, un complément de subvention de 157 millions d'euros et une réduction de charges de 36 millions d'euros ont été constatés chez EDF au titre du Fonds du Service Public de la Production d'Electricité (FSPPE) en vigueur en 2002. A l'inverse, une réduction de subvention de 55 millions d'euros a été notifiée en 2004 au titre de 2003.

12. Résultat financier

Le résultat financier se compose des éléments suivants :

(en millions d'euros)	EXERCICE 2004
Frais financiers nets	(1 319)
Résultat de change	(59)
Charge d'actualisation	(4 969)
Rendement des actifs de couverture des avantages du personnel	297
Produits financiers des participations	104
Résultat de déconsolidation	67
Pertes de valeur	(442)
Autres	889
Résultat financier	(5 432)

La charge d'actualisation concerne les provisions nucléaires et les provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi. La charge d'actualisation des retraites des IEG s'élève à 3 094 millions d'euros et est calculée sur la base d'un engagement avant réforme. Sur la base de données proforma, il en résulterait une diminution du poste de 2 439 millions d'euros.

En 2003, une provision pour risques financiers de 855 millions d'euros avait été constatée au titre des engagements de rachat d'actions consentis aux autres actionnaires de la société Italennergia Bis (voir note 30.1.3). Cette provision a été complétée en 2004 à hauteur de 395 millions d'euros pour tenir compte des différents développements affectant la valeur de l'action Edison.

Au second semestre 2004, EDF a cédé sa participation dans Total pour un montant de 2 558 millions d'euros dégageant une plus-value avant impôt de 698 millions d'euros, enregistrée dans la rubrique « Autres ».

13. Impôts sur les résultats

13.1 Ventilation de la charge d'impôt

(en millions d'euros)	EXERCICE 2004
Impôts exigibles	(1 269)
Impôts différés	197
Total	(1 072)

La charge d'impôt courant provient d'EDF SA pour 817 millions d'euros, et des filiales pour 452 millions d'euros.

13.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective

13.2.1 RAPPROCHEMENT DU TAUX D'IMPOT THEORIQUE ET DU TAUX D'IMPOT EFFECTIF

(en millions d'euros)	EXERCICE 2004
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	1 580
Charge théorique d'impôt (au taux de 35,43 %)	(560)
Différences de taux d'imposition	43
Ecart permanents	6
Impôts sans base	(103)
Dépréciation d'impôts différés actifs	(428)
Autres	(30)
Charge réelle d'impôt	(1 072)
Taux effectif d'impôt	67.85 %

La différence entre le taux en vigueur et le taux effectif s'explique essentiellement par :

- les dépréciations d'impôts différés actifs notamment sur le groupe Light et les filiales mexicaines.
- l'imputation de la plus-value sur cession des titres Total sur le stock de moins-value à long terme,
- la non déductibilité de la provision Italenergia Bis,
- les pertes de valeur des écarts d'acquisition des sociétés intégrées.

Hors effet des pertes de valeur constatées sur l'exercice 2004, le taux effectif d'impôt se serait élevé à 36,30 %.

13.2.2 VARIATION DE L'IMPOT DIFFERE

(en millions d'euros)	IMPOT DIFFERE ACTIF	PROVISION POUR DEPRECIATION DE L'IMPOT DIFFERE ACTIF	IMPOT DIFFERE ACTIF NET	IMPOT DIFFERE PASSIF	IMPOT DIFFERE NET
Situation au 01.01.2004	2 349	(2 191)	158	(2 869)	(2 711)
Variation des bases	890	(356)	534	(337)	197
Variations de périmètre	2		2	16	18
Ecart de conversion	(9)	13	4	(28)	(24)
Autres incidences sur les réserves	226	20	246	289	535
Situation au 31 décembre 2004	3 457	(2 513)	944	(2 929)	(1 985)

Les « autres incidences sur les réserves » correspondent aux impôts différés liés à la prise en compte des soultes et contributions résultant de la réforme du financement des retraites, ainsi qu'à l'effet de la variation du taux d'impôt en France de 35,43 % à 34,43 %.

13.3 Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature

(en millions d'euros)	31.12.2004
Impôts différés Actif :	
Ecarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	748
Provisions non déductibles	5 121
Autres différences temporelles déductibles	794
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	501
Pertes fiscales et crédits d'impôt non utilisés	1 599
Compensation impôts différés actif / passif	(5 306)
Sous-total impôts différés actifs — valeur brute	3 457
Provision pour dépréciation des impôts différés actifs	(2 513)
Total des impôts différés actifs — valeur nette	944
Impôts différés Passif :	
Ecarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	(5 529)
Autres différences temporelles taxables	(921)
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	(1 783)
Compensation impôts différés actif / passif	5 304
Total des impôts différés Passif	(2 929)
Impôt différé net	(1 985)

L'impôt différé actif relatif aux provisions non déductibles concerne essentiellement les provisions pour retraites et avantages du personnel, dont 4 012 millions d'euros relatifs à EDF SA au 31 décembre 2004. Ces montants sont couverts par des impôts différés passifs de même échéance pour la partie des impôts différés actifs qui excède cinq ans.

13.4 Déficits reportables et crédits d'impôt

Au 31 décembre 2004, les déficits fiscaux reportables ainsi que les actifs d'impôts différés non constatés représentent une économie d'impôt potentielle de 2 513 millions d'euros.

En raison de leur caractère aléatoire, ces actifs potentiels seront constatés au fur et à mesure de leurs utilisations ultérieures.

13.5 Impôt constaté en capitaux propres

Le montant d'impôt relatif aux éléments imputés dans les capitaux propres durant l'exercice 2004 s'élève à 1 435 millions d'euros. Ce montant est lié pour 1 291 millions d'euros à la comptabilisation des soultes et contributions liés à la réforme du financement du régime de retraite dès le 31 décembre 2004, pour 35 millions d'euros aux autres avantages à long terme du personnel en activité, ainsi que pour 89 millions d'euros à l'effet de la variation du taux d'impôt en France sur les impôts différés relatifs à des éléments antérieurement comptabilisés en capitaux propres.

14. Ecarts d'acquisition

Les différentes composantes constituant les écarts d'acquisition des sociétés intégrées sont les suivantes :

(en millions d'euros)	31.12.2004
Valeur nette comptable à l'ouverture	5 699
Acquisitions	176
Cessions	(33)
Pertes de valeur	(396)
Différences de conversion	(13)
Autres mouvements	(62)
Valeur nette comptable à la clôture	5 371
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(396)
Valeur brute à la clôture	5 767

Les écarts d'acquisition se répartissent pour 2 408 millions d'euros pour le Royaume-Uni, 1 852 millions d'euros pour l'Allemagne, 1 074 millions d'euros pour les autres filiales européennes, et 37 millions d'euros pour le reste du monde.

Les pertes de valeur enregistrées sur l'exercice 2004 relatives aux écarts d'acquisition des sociétés intégrées totalisent 396 millions d'euros au titre de :

- Edenor, filiale argentine pour 148 millions d'euros,
- Diverses filiales européennes pour 248 millions d'euros,

Les pertes de valeur constatées au 31 décembre 2004 à hauteur de 1 373 millions d'euros concernent essentiellement les écarts d'acquisition sur les sociétés intégrées globalement et proportionnellement telles que mentionnées ci-dessus pour 396 millions d'euros, et les immobilisations corporelles pour 934 millions d'euros (note 16).

15. Actifs incorporels

La valeur nette des immobilisations incorporelles se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	01.01.2004	ACQUISITIONS	CESSIONS	DIFFERENCES DE CONVERSION	MOUVEMENTS DE PERIMETRE	AUTRES MOUVEMENTS	31.12.2004
Valeurs Brutes	1 692	286	(28)	3	(44)	166	2 075
Amortissements cumulés	(741)	(62)					(787)
Valeurs nettes	951	224	(28)	3	(44)	166	1 288

Le montant global des dépenses de recherche et développement inscrit au compte de résultat s'élève à 425 millions d'euros, pour l'exercice clos le 31 décembre 2004.

16. Immobilisations corporelles

La valeur nette des immobilisations corporelles se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2004	01.01.2004
Immobilisations du domaine propre	57 330	57 265
Immobilisations du domaine concédé	36 741	36 922
Immobilisations en cours	3 232	4 185
Immobilisations financées par location-financement	342	768
Total des immobilisations corporelles	97 645	99 140

16.1 Variation des immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours)

(en millions d'euros)	TERRAINS ET CONSTRUCTIONS	INSTALLATIONS PRODUCTION NUCLEAIRE	INSTALLATIONS PRODUCTION THERMIQUE ET HYDRAULIQUE	RESEAUX	AUTRES INSTALLATIONS, MATERIELS, OUTILLAGES ET AUTRES IMMOBILISATIONS	TOTAL
Valeurs brutes au 01.01.2004	14 987	44 064	10 186	34 561	10 219	114 017
Augmentations	239	593	401	1 266	1 123	3 622
Diminutions	(410)	(106)	(25)	(222)	(562)	(1 325)
Différences de conversion	79	—	68	(17)	(4)	126
Mouvements de périmètre	55	(38)	(56)	(92)	(445)	(576)
Autres mouvements	(348)	—	932	290	(140)	734
Valeurs brutes au 31.12.2004	14 602	44 513	11 506	35 786	10 191	116 598
Amortissements & provisions au 01.01.2004	(6 611)	(26 365)	(6 410)	(11 550)	(5 816)	(56 752)
Dotations nettes aux amortissements	(375)	(829)	(329)	(987)	(669)	(3 189)
Pertes de valeur	(11)	—	(45)	(6)	(99)	(161)
Cessions	244	104	24	143	545	1 060
Différences de conversion	(28)	—	(57)	5	(16)	(96)
Mouvements de périmètre	(14)	22	22	13	81	124
Autres mouvements	102	(80)	(256)	(99)	79	(254)
Amortissements & provisions au 31.12.2004	(6 693)	(27 148)	(7 051)	(12 481)	(5 895)	(59 268)
Valeurs nettes au 01.01.2004	8 376	17 699	3 776	23 011	4 403	57 265
Valeurs nettes au 31.12.2004	7 909	17 365	4 455	23 305	4 296	57 330

La réalisation de tests de dépréciation a conduit le Groupe à constater au 31 décembre 2004 une perte de valeur de 161 millions d'euros de certains actifs corporels du domaine propre.

16.2 Variation des immobilisations corporelles du domaine concédé (hors immobilisations en cours)

(en millions d'euros)	TERRAINS ET CONSTRUCTIONS	INSTALLATIONS PRODUCTION THERMIQUE ET HYDRAULIQUE	RESEAUX	AUTRES INSTALLATIONS, MATERIELS, OUTILLAGES ET AUTRES IMMOBILISATIONS	TOTAL
Valeurs brutes au 01.01.2004	2 663	6 293	48 082	2 189	59 227
Augmentations(1)	10	12	2 289	116	2 427
Diminutions	(22)	—	(266)	(75)	(363)
Différences de conversion	3	2	10	(81)	(66)
Mouvements de périmètre	(16)	(11)	—	(6)	(33)
Autres mouvements	(7)	1	(13)	6	(13)
Valeurs brutes au 31.12.2004	2 631	6 297	50 102	2 149	61 179
Amortissements & provisions au 01.01.2004	(1 575)	(3 258)	(16 568)	(904)	(22 305)
Dotations nettes aux amortissements	(25)	(112)	(55)	(67)	(259)
Pertes de valeur	—	—	(696)	(141)	(837)
Cessions	21	—	222	75	318
Différences de conversion	—	(1)	(6)	26	19
Mouvements de périmètre	9	8	1	3	21
Autres mouvements(2)	(9)	(17)	(1 266)	(103)	(1 395)
Amortissements & provisions au 31.12.2004	(1 579)	(3 380)	(18 368)	(1 111)	(24 438)
Valeurs nettes au 01.01.2004	1 088	3 035	31 514	1 285	36 922
Valeurs nettes au 31.12.2004	1 052	2 917	31 734	1 038	36 741

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

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

Le poste « Immobilisations du domaine concédé » comprend les immobilisations concédées situées dans les pays suivants : France, Argentine, Brésil, Côte d'Ivoire, Chine et Suisse.

Les pertes de valeur issues des tests de dépréciation (note 14) portent à hauteur de 773 millions d'euros sur des immobilisations corporelles du domaine concédé dont 696 millions d'euros au titre de la société Light.

17. Titres mis en équivalence

Le détail des entreprises associées au 31 décembre 2004 est le suivant :

(en millions d'euros)	ACTIVITE PRINCIPALE(1)	QUOTE-PART DES DROITS DE VOTE DETENUS %	QUOTE-PART D'INTERETS DANS LE CAPITAL %	QUOTE-PART DE CAPITAUX PROPRES AU 31.12.2004 IFRS	DONT QUOTE-PART DE RESULTAT AU 31.12.2004 IFRS	QUOTE-PART DE CAPITAUX PROPRES AU 01.01.2004 IFRS
Dalkia Holding	S	34,0	34,0	465	(42)	524
Estag	P	25,0	20,0	323	(42)	365
Finel — ISE	P	40,0	40,0	286	76	210
SSE	D	49,0	49,0	190	15	172
Atel	P	21,2	14,5	189	30	164
Stadtwerke Düsseldorf	D	29,9	29,9	132	6	125
Shandong SZPC	P	19,6	19,6	61	1	79
Motor Columbus	P	20,0	22,4	57	(2)	56
Metronet	D	20,0	20,0	40	9	
Budapesti Elektromos Müvek	D	27,3	27,3	56	2	56
Autres titres mis en équivalence	—	—	—	399	50	368
Titres mis en équivalence	—	—	—	2 198	103	2 119

(1) S = services, P = production, D = distribution

Le montant des pertes de valeur, inclus dans la quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence au 31 décembre 2004 s'élève à 161 millions d'euros. Il inclut les dépréciations exceptionnelles de 70 millions d'euros au titre de Dalkia Holding ainsi que de 43 millions d'euros au titre de Estag.

18. Actifs financiers

18.1 Variation des actifs financiers

Les variations des actifs financiers s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	TITRES DE PARTICIPATION	AUTRES TITRES IMMOBILISES	TIAP	AUTRES IMMOBILISATIONS FINANCIERES	ACTIFS FINANCIERS COURT TERME	TOTAL ACTIFS FINANCIERS	PROVISIONS	ACTIFS FINANCIERS NETS
01.01.2004	1 646	149	4 887	1 586	3 108	11 376	(989)	10 387
Acquisitions	117	34	515	470	2 399	3 535	(117)	3 418
Cessions	(170)	(3)	(262)	(610)	(2 503)	(3 548)	185	(3 363)
Mouvements de périmètre	14	—	114	5	18	151	(10)	141
Différences de conversion	6	1	—	(4)	(7)	(4)	(1)	(5)
Autres variations	(6)	4	(10)	(14)	(14)	(40)	17	(23)
31.12.2004	1 607	185	5 244	1 433	3 001	11 470	(915)	10 555
courant	—	3	—	192	3 001	3 196	(75)	3 121
non-courant	1 607	182	5 244	1 241		8 274	(840)	7 434

Les actifs financiers à court terme sont essentiellement constitués de valeurs mobilières de placement. Au second semestre 2004, EDF a cédé tous les titres TOTAL qui figuraient en valeurs mobilières de placement pour un montant de 1 860 millions d'euros.

18.2 Titres de participation

(en millions d'euros)	31.12.2004	01.01.2004
Areva	123	123
Italenergia bis	590	590
Autres titres de participation	894	933
Titres de participation — valeur brute	1 607	1 646
Provisions sur titres de participation	(303)	(306)
Titres de participation — valeur nette	1 304	1 340

18.3 Valeur estimative du portefeuille de TIAP

(en millions d'euros)	31.12.2004			01.01.2004		
	VALEUR BRUTE	VALEUR NETTE	VALEUR ESTIMATIVE	VALEUR BRUTE	VALEUR NETTE	VALEUR ESTIMATIVE
EDF SA	2 992	2 744	2 980	2 657	2 340	2 423
EnBW	2 149	2 125	2 206	2 123	2 065	2 139
Autres	103	77	75	107	87	85
Total	5 244	4 946	5 261	4 887	4 492	4 647

Le portefeuille de TIAP d'EDF SA est composé notamment d'actifs dédiés, destinés à participer au financement des opérations de déconstruction des centrales nucléaires et à l'aval du cycle du combustible (voir note 23.1). L'entreprise a souhaité que ces actifs soient clairement identifiables et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise.

Ces actifs gérés dans une optique de long terme sont composés de placements diversifiés obligataires, actions et monétaires, conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration de l'Entreprise, révisable périodiquement sous le contrôle du Comité d'Audit.

Une partie de ces placements, constitués d'actions et d'obligations, est détenue et gérée directement par EDF. L'autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion françaises ou étrangères sélectionnées sur dossier ou sur appel d'offres. Elle couvre différents segments de marchés obligataires ou d'actions sur lesquels EDF souhaite avoir la plus large diversification possible. Il s'agit soit de Sicav ou FCP ouverts soit de FCP réservés constitués par l'entreprise pour son usage exclusif.

Les fonds réservés doivent respecter l'évolution d'un indice boursier de référence dans le cadre d'une limite stricte de risque exprimée sous forme de « tracking error ». EDF n'intervenant pas dans la gestion opérationnelle des fonds à l'intérieur des objectifs fixés par les conventions d'investissement, la consolidation ligne à ligne des fonds réservés ne traduirait pas l'objectif de gestion recherché.

Le tableau ci dessous présente l'évolution de la valeur du portefeuille des actifs dédiés en détaillant plus particulièrement l'évolution des valeurs liquidatives des fonds réservés.

(en millions d'euros)	31.12.2004		01.01.2004	
	VALEUR NETTE COMPTABLE	VALEUR LIQUIDATIVE	VALEUR NETTE COMPTABLE	VALEUR LIQUIDATIVE
Actions Amérique du Nord :				
MSDW AD Amérique	103	102	103	103
DRCM AD Amérique	51	51	51	51
BARING AD Amérique	75	75	64	64
AXALLIANCE AD Amérique	121	121	108	108
JPMF AD Amérique	55	59	41	41
Actions Europe :				
MLAD Europe	68	68	61	61
CDC AD Europe	72	72	66	66
GPW AD Europe	50	50	47	47
CAPITAL AD Europe	87	87	75	75
Actions Japon :				
CG AD Japon	27	27	19	19
FLEMING AD Japon	33	33	25	25
CSAM AD Japon	24	24	20	20
Obligations Monde :				
AGF PIMCO AD Global Bonds	77	80	76	76
NATIO FONDS AD Global Bonds	64	64	61	61
CSAM AD Interbonds	64	66	62	62
Total des fonds réservés	971	979	879	879
Autres placements financiers directs ou en OPCVM	1 406	1 582	1 114	1 199
Total général des « actifs dédiés » :	2 377	2 561	1 993	2 078

19. Stocks

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie de stocks est la suivante :

(en millions d'euros)	COMBUSTIBLES NUCLEAIRES	AUTRES COMBUSTIBLES	AUTRES MATIERES PREMIERES	EN COURS DE PRODUCTION DE BIENS ET SERVICES	AUTRES STOCKS	TOTAL STOCKS
Valeur brute	5 668	457	975	164	85	7 349
Provisions	(234)	—	(147)	(13)	—	(394)
Valeur nette au 01.01.2004	5 434	457	828	151	85	6 955
Valeur brute	5 431	445	1 020	160	109	7 165
Provisions	(258)	(5)	(200)	(24)	—	(487)
Valeur nette 31.12.2004	5 173	440	820	136	109	6 678

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustibles nucléaires, à hauteur de 3 717 millions d'euros.

20. Clients et comptes rattachés

La valeur nette des créances clients est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	31.12.04	01.01.04
Clients et comptes rattachés — valeur brute (hors EDF Trading)	12 536	12 097
Créances clients EDF Trading — valeur brute	3 919	2 785
Pertes de valeur	(673)	(510)
Clients et comptes rattachés — valeur nette	15 782	14 372

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

21. Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	COMPTES COURANTS D'EXPLOITATION	CHARGES CONSTATEES D'AVANCE	AUTRES CREANCES	TOTAL
Au 01.01.2004 :				
Valeur brute	252	631	3 794	4 677
Provisions	(19)	—	(92)	(111)
Valeur nette au 01.01.2004	233	631	3 702	4 566
Au 31.12.2004 :				
Valeur brute	311	679	5 035	6 025
Provisions	(20)	—	(85)	(105)
Valeur nette au 31.12.2004	291	679	4 950	5 920

Le poste « Autres créances » comprend essentiellement des créances envers l'Etat et les collectivités publiques. La variation des autres créances au 31 décembre 2004 provient de la créance d'impôt exigible constatée par EDF comme suite à la comptabilisation des soultes et autres charges enregistrées dès fin 2004 au titre de la réforme du financement du régime de retraites des IEG.

Les échéances des autres débiteurs sont majoritairement à moins d'un an.

22. Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et équivalents de trésorerie se composent des fonds en caisse, des soldes bancaires et des placements dans des instruments du marché monétaire. La trésorerie et équivalents de trésorerie figurant dans le tableau des flux de trésorerie comprennent les montants suivants inscrits dans le bilan :

(en millions d'euros)	31.12.2004	01.01.2004
Disponibilités	1 404	1 870
Équivalents de trésorerie	1 593	476
Comptes courants financiers	153	151
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 150	2 497

23. Provisions

en millions d'euros	31.12.2004			01.01.2004		
	COURANT	NON COURANT	TOTAL	COURANT	NON COURANT	TOTAL
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	819	13 494	14 312	763	13 895	14 658
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	271	12 367	12 638	32	12 098	12 130
Avantages du personnel	884	13 620	14 504	2 548	60 021	62 568
Autres provisions	2 551	1 999	4 551	1 237	2 305	3 543
TOTAL DES PROVISIONS	4 525	41 480	46 005	4 580	88 319	92 899

23.1 Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire, déconstruction et dépréciation des derniers cœurs

Les provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire, déconstruction et derniers cœurs se décomposent en provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire pour 14 312 millions d'euros au 31 décembre 2004 et en provisions pour déconstruction et derniers cœurs pour 12 638 millions d'euros au 31 décembre 2004.

23.1.1 PROVISIONS POUR FIN DE CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLEAIRE

La variation des provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire se répartit comme suit au 31 décembre 2004 :

(en millions d'euros)	01.01.2004	AUGMEN- TATIONS(1)	DIMINUTIONS			31.12.2004
			PROVISIONS UTILISEES	PROVISIONS EXCEDENTAIRES OU DEVENUES SANS OBJET	AUTRES VARIATIONS	
Provisions pour retraitement du combustible nucléaire	10 899	1 157	(1 641)	(21)	14	10 408
Provisions pour évacuation et stockage	3 759	254	(100)	(12)	3	3 904
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	14 658	1 411	(1 741)	(33)	17	14 312

(1) dont 734 millions d'euros correspondant à la charge d'actualisation

23.1.1.1 Provisions pour retraitement du combustible nucléaire

Pour EDF SA, cette provision couvre principalement les prestations suivantes :

- le transport de la centrale à La Hague, la réception, l'entreposage et le retraitement du combustible irradié, issu des différentes filières,
- l'oxydation et l'entreposage de l'uranium de retraitement non recyclé,
- la reprise et le conditionnement des déchets anciens issus du site de La Hague,
- la participation à la mise à l'arrêt définitif et au démantèlement des installations de retraitement de La Hague.

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de 2004, se montent à 16 311 millions d'euros. Répartis selon l'échéancier prévisionnel de décaissements et prenant en compte un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %, ils ont été provisionnés en valeur actualisée 2004 pour un montant de 9 593 millions d'euros.

L'évaluation de ces prestations résulte d'une part, de contrats conclus entre EDF et la COGEMA, et d'autre part, d'échéanciers de décaissements basés sur les quantités à évacuer et / ou à traiter au 31 décembre 2004.

Le contrat signé le 24 août 2004 entre EDF et COGEMA couvre la période 2001-2007 ; ses dispositions n'ont pas remis en cause celles qui avaient servi de base aux chiffreages à fin décembre 2003. Les quantités prises en compte dans le calcul de la provision couvrent la durée totale du contrat et une partie du ou des contrats ultérieurs.

Au-delà de la période de référence du contrat, la provision est évaluée sur la base d'hypothèses prudentes établies par les experts de l'entreprise à partir des dispositions contractuelles existantes.

Par ailleurs, concernant le retraitement du combustible de Creys-Malville, la provision est fondée sur l'option d'un retraitement de l'ensemble du combustible appartenant à EDF dans des installations spécialement aménagées et qualifiées à cet effet, après un entreposage de longue durée sur le site.

Dans le prolongement du contrat du 24 août 2004, les négociations actuellement en cours entre EDF et la COGEMA portent sur les points suivants :

- les conditions juridiques et financières d'un transfert à COGEMA des obligations contractuelles actuelles d'EDF relatives à sa contribution financière au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets anciens (RCD),
- les conditions techniques et économiques d'un futur accord pour le retraitement des combustibles irradiés au-delà de 2007.

Les négociations ont continué à progresser sans toutefois que les parties soient parvenues à finaliser un accord global au 31 décembre 2004.

En conséquence :

- l'assiette et la quote-part d'EDF pour le démantèlement des installations de La Hague, de même que l'échéancier des dépenses prévisionnelles et les taux d'inflation et d'actualisation sont fondés sur des données ayant fait l'objet d'un accord entre EDF et COGEMA fin septembre 2003,
- les données relatives aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets (RCD) sont évaluées sur la base d'éléments partagés avec COGEMA.

Par ailleurs, les conditions d'une éventuelle libération des obligations d'EDF au titre des opérations de reprise et de conditionnement des déchets et du démantèlement de l'usine de La Hague n'ont pas été finalisées à ce stade avec COGEMA. Ce point fait l'objet d'hypothèses prudentes établies par les experts de l'entreprise sur la base de l'état d'avancement des discussions en cours.

Enfin, EDF, la COGEMA et le Commissariat à l'Energie Atomique (CEA) ont conclu courant décembre 2004 un accord par lequel le CEA reprend la maîtrise d'ouvrage et le financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie, EDF verse au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant leur coût de transport et de stockage.

A la suite de cet accord, à fin décembre 2004, la contribution financière libératoire a été enregistrée en totalité en compte de résultat (1 141 millions d'euros) et la provision constituée à ce titre par EDF a été reprise (951 millions d'euros).

Un premier versement de 100 millions d'euros a été effectué en décembre 2004, le solde à verser faisant l'objet de deux versements d'un même montant début janvier 2005 et début janvier 2006 revalorisés selon l'inflation et rémunérés.

Les effets de cette opération sont présentés dans la rubrique « autres produits et charges d'exploitation ».

23.1.1.2 Provision pour évacuation et stockage des déchets radioactifs

Pour EDF SA, cette provision concerne les dépenses relatives à :

- la surveillance du Centre de stockage de la Manche, ainsi que la couverture et la surveillance du Centre de l'Aube, qui reçoivent les déchets de faible activité à vie courte issus de la maintenance des centrales et de la déconstruction,
- l'évacuation et le stockage en sub-surface des déchets de faible activité à vie longue, ainsi que les études associées,
- la gestion à long terme des déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL) relevant de la loi du 30 décembre 1991,
- le transport et le stockage des déchets des installations situées sur le site de Marcoule.

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de 2004, se montent à 7 783 millions d'euros. Répartis selon l'échéancier prévisionnel de décaissements et prenant en compte un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %, ils ont été provisionnés en valeur actualisée 2004 pour un montant de 3 865 millions d'euros.

La gestion des déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL) constitue la part la plus importante de la provision pour évacuation et stockage.

Pour évaluer les charges futures relatives à la gestion à long terme des déchets HA-MAVL, EDF a retenu l'hypothèse de la mise en œuvre d'un stockage géologique en 2020, ce qui apparaît comme pertinent au regard des enseignements des recherches réalisées dans le cadre de la loi Bataille de 1991. Cette solution est également cohérente avec la voie retenue par les pays les plus avancés dans la mise en œuvre d'une solution de gestion à long terme des déchets de haute activité à vie longue (Etats-Unis, Finlande ...).

Cette voie sera soumise à l'approbation du débat parlementaire prévu en 2006, conformément aux dispositions de la Loi Bataille de 1991.

L'évaluation de la provision repose aujourd'hui sur l'hypothèse d'un stockage géologique en milieu argileux des déchets de haute et moyenne activité à vie longue issus du retraitement des combustibles usés d'EDF.

L'échéancier des dépenses prévisionnelles est constitué sur la base de l'évaluation du coût d'un stockage industriel établie et communiquée par l'Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs (ANDRA) en 1996. Les quantités prises en compte incluent les déchets existants et ceux qui seront produits à l'issue du traitement de l'ensemble des tonnes irradiées au 31 décembre 2004.

L'évaluation ANDRA de 1996 est en cours d'actualisation. Notamment, un groupe de travail réunissant d'une part les administrations concernées et d'autre part, les producteurs (EDF, AREVA, CEA) a été constitué début 2004 par la Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières (DGEMP) pour élaborer un référentiel permettant d'identifier et d'explicitier les hypothèses et bases techniques nécessaires pour le travail de chiffrage des coûts de référence pour un stockage géologique profond.

Les travaux de ce groupe de travail devraient s'achever courant 2005. Selon les experts de l'entreprise, l'état d'avancement actuel ne remet pas en question le montant de la provision constituée par EDF.

23.1.1.3 Provisions pour fin de cycle des combustibles nucléaires des filiales

Ces provisions qui s'élèvent à 854 millions d'euros comprennent essentiellement l'élimination des combustibles irradiés et des déchets radioactifs du groupe EnBW. Les coûts fixés pour le recyclage sont fonction des dispositions contractuelles.

23.1.2 PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION ET POUR DEPRECIATION DES DERNIERS CŒURS

La variation des provisions pour déconstruction et derniers cœurs se répartit comme suit au 31 décembre 2004 :

(en millions d'euros)	DIMINUTIONS					31.12.2004
	01.01.2004	AUGMENTATIONS(1)	PROVISIONS UTILISEES	PROVISIONS EXCEDENTAIRES OU DEVENUES SANS OBJET	AUTRES VARIATIONS	
Provisions pour déconstruction des centrales	10 506	581	(146)	(10)	66	10 997
Provisions pour dépréciation des derniers cœurs	1 624	81	—	—	(64)	1 641
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	12 130	662	(146)	(10)	2	12 638

(1) dont 617 millions d'euros correspondant à la charge d'actualisation

23.1.2.1 Provisions pour déconstruction des centrales

En ce qui concerne EDF SA, cette rubrique concerne la déconstruction :

- des centrales nucléaires filière REP en exploitation et des centrales nucléaires arrêtées définitivement (centrales de première génération de la filière UNGG et autres filières y compris centrale de Creys-Malville),
- des centrales thermiques à flamme.

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de 2004, se montent à 20 923 millions d'euros. Répartis selon l'échéancier prévisionnel de décaissements et prenant en compte un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %, ils ont été provisionnés en valeur actualisée 2004 pour un montant de 9 856 millions d'euros.

23.1.2.1.1 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires d'EDF SA

- Pour les centrales en exploitation (filiale REP paliers 900 MW, 1300 MW et N4) une étude du Ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991 a déterminé une estimation du coût de référence, confirmant les hypothèses de la Commission PEON datant de 1979 en évaluant les coûts de déconstruction à environ 15 % des dépenses d'investissement ramenées à la puissance continue nette. Cette dernière évaluation a elle-même été confirmée par de nouvelles études opérées en 1999, ciblées sur un site déterminé. Le scénario qui sous-tend cette évaluation prévoit qu'à l'issue des derniers travaux de déconstruction, les sites soient remis en état et que les terrains puissent être réutilisés.

L'intégralité de la valeur actuelle de l'engagement pour déconstruction des centrales nucléaires est provisionnée. L'estimation de l'échéancier des décaissements prévisionnels s'appuie sur le plan de déconstruction élaboré par les experts de l'entreprise prenant en compte l'ensemble des dispositions réglementaires et

environnementales connues à ce jour. Elle intègre également un facteur d'incertitude lié au terme éloigné de ces décaissements.

Un actif est créé en contrepartie de la provision aux conditions précisées au paragraphe 3.10.1 des principes et méthodes comptables.

En application du principe de non-compensation des actifs et des passifs pour l'estimation des provisions pour risques et charges, un actif à recevoir a également été comptabilisé sous la forme de produits à recevoir pour constater l'engagement des partenaires étrangers à prendre en charge, à hauteur de leur participation, la déconstruction des tranches 1 et 2 des centrales REP de Cattenom et de Chooz B 1 et 2.

- Pour les centrales nucléaires arrêtées définitivement, la provision est évaluée à partir du coût des travaux déjà réalisés, d'études, de devis et d'une inter comparaison réalisée par l'Entreprise. Les décaissements envisagés ont été inflatés en fonction des échéanciers établis en interne et actualisés.
- Les coûts de déconstruction des centrales de Phénix et de Brennilis sont également provisionnés pour la part EDF et figurent sous cette rubrique.

23.1.2.1.2 Provisions pour déconstruction des centrales thermiques à flamme d'EDF SA

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme ont été appréhendées à la suite d'une étude effectuée en 1998, mise à jour en 2004 et fondée sur une estimation des coûts futurs à partir, d'une part, des coûts constatés pour les opérations passées et d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

23.1.2.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales des filiales

Les obligations de déconstruction des centrales des filiales concernent le parc de centrales d'EnBW. L'intégralité de la valeur actuelle de l'engagement pour déconstruction est provisionnée. L'estimation de l'échéancier des décaissements prévisionnels ainsi que les coûts futurs s'appuient sur le plan de déconstruction élaboré par les experts externes et prennent en compte l'ensemble des dispositions réglementaires et environnementales connues à ce jour en Allemagne. Les dépenses sont calculées sur la base du scénario de démantèlement direct des installations.

23.1.2.2 Provision pour dépréciation des derniers cœurs

Pour EDF SA, cette provision couvre les charges relatives à la perte future du combustible non consommé, à l'arrêt définitif du réacteur. Elle se décompose en deux postes :

- la dépréciation du stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif, valorisée à partir du prix moyen des stocks de composants constaté au 30 novembre 2004,
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants, pour la part de combustible non encore provisionnée au moment de l'arrêt définitif. Ces coûts sont valorisés suivant les principes de calcul des provisions relatives au retraitement ainsi qu'à l'évacuation et au stockage des déchets.

Cette provision étant liée à une obligation existante à la date de mise en service de la tranche de production nucléaire à laquelle le cœur appartient, les coûts sont intégralement provisionnés et un actif est constitué en contrepartie de la provision aux conditions précisées au paragraphe 2.11 des principes et méthodes comptables.

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de 2004, se montent à 3 509 millions d'euros. Répartis selon l'échéancier prévisionnel de décaissements et prenant en compte un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %, ils ont été provisionnés en valeur actuelle 2004 pour un montant de 1 617 millions d'euros.

Facteurs de sensibilité des provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire et des provisions pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs

Compte-tenu de la sensibilité aux hypothèses retenues de l'ensemble des provisions visées dans la note 23.1, notamment en termes de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation long terme, et d'échéanciers de décaissements, une ré-estimation est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de réduire l'écart entre les coûts qui seront finalement supportés par l'entreprise et les montants provisionnés. Ces ré-estimations pourraient conduire à des révisions des montants provisionnés.

Au 31 décembre 2004, aucune révision d'hypothèses significative n'est intervenue.

Sécurisation du financement des obligations de long terme

Pour sécuriser le financement des obligations de long terme, dans le cadre de l'ouverture progressive des marchés de l'électricité, EDF met en place progressivement un portefeuille d'actifs dédiés au nucléaire et plus précisément à la déconstruction des centrales actuellement en activité et au stockage sur longue période des déchets de haute et moyenne activité à vie longue (cf. note 18.3). A fin 2004, ce portefeuille se monte à 2,6 milliards d'euros (en valeur brute).

23.2 Avantages du personnel

23.2.1 VARIATION DES PROVISIONS

La variation des provisions pour avantages du personnel se répartit comme suit au 31 décembre 2004 :

(en millions d'euros)	01.01.2004	AUGMENTATIONS	DIMINUTIONS	AUTRES VARIATIONS	31.12.2004
Avantages du personnel postérieurs à l'emploi	62 327	4 660	(3 247)	(49 605)	14 135
Autres avantages à long terme du personnel	241	189	(61)	0	369
Avantages du personnel	62 568	4 849	(3 308)	(49 605)	14 504

(en millions d'euros)	FRANCE	ROYAUME UNI	ALLEMAGNE	RESTE DE L'EUROPE	RESTE DU MONDE	TOTAL
Provisions au 01.01.2004	59 934	503	1 784	117	230	62 568
Reprises de l'exercice	(3 118)	(60)	(110)	(6)	(14)	(3 308)
Modification de périmètre(1)	(49 755)	—	93	—	—	(49 662)
Dotation de l'exercice	4 675	42	104	2	26	4 849
Autres	32	21	—	3	1	57
Provisions au 31.12.2004	11 768	506	1 871	116	243	14 504

(1) dont effet de la réforme du financement des retraites des IEG pour 49 755 millions d'euros

23.2.2 PROVISIONS ET ENGAGEMENTS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL POSTERIEURS A L'EMPLOI

23.2.2.1 Filiales étrangères et filiales françaises ne relevant pas du régime des IEG

Les principaux engagements de retraite concernent les sociétés anglaises et allemandes et sont pour l'essentiel représentatifs de régimes à prestations définies.

Les engagements de retraite sont couverts en partie par des fonds externalisés dont la valeur actuelle s'élève à 2,9 milliards d'euros.

Les écarts actuariels non amortis concernent ces mêmes filiales.

23.2.2.2 Filiales françaises relevant du régime des IEG

- **Retraites**

Concernant le régime des IEG, les engagements au 31 décembre 2004 tiennent compte des effets de la réforme du financement du régime spécial des retraites (décrite au paragraphe 4.1), intervenue au 31 décembre 2004. Celle-ci a pour effet de reprendre les provisions constituées à l'ouverture pour un montant de 49.755 millions d'euros. Cette reprise est enregistrée en capitaux propres à fin 2004, l'État étant l'unique actionnaire de EDF SA et acteur de la réforme. Le compte de résultat enregistre la charge de retraite avant réforme. Pour EDF SA, l'engagement au 31 décembre 2004 après réforme est ainsi de 13 965 millions d'euros, auxquels s'ajoutent les dettes relatives aux soultes, contributions de maintien de droits constatées en 2004 pour 3 683 millions d'euros. L'évaluation tient compte des frais de gestion de la CNIEG à la charge de l'entreprise.

- **Autres avantages du personnel postérieurs à l'emploi**

Ces engagements s'élèvent à 3 113 millions d'euros au 31 décembre 2004 et concernent :

- les avantages en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des Industries Electriques et Gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs) bénéficie d'un régime d'avantages en nature énergie intitulé « Tarif Agent ». Cet avantage recouvre la fourniture d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel.

Au 31 décembre 2004 ces engagements sont évalués à 1 133 millions d'euros.

- les indemnités de fin de carrière

Les indemnités de fin de carrière sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Au 31 décembre 2004, ces engagements sont évalués à 488 millions d'euros et sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance.

- le complément exceptionnel de retraite

Le complément exceptionnel de retraite est une allocation complémentaire versée annuellement aux retraités et à leurs ayants droit. Régi par un accord spécifique signé par certaines entreprises de la Branche, il n'est donc pas dicté par le statut national du personnel des Industries Electriques et Gazières, mais résulte de décisions des Présidents d'EDF et de Gaz de France, reconduites depuis 1987 et publiées tous les 3 ans.

Au 31 décembre 2004, cet engagement est évalué à 338 millions d'euros.

- les indemnités de secours immédiat

L'indemnité de secours immédiat au décès a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (Article 26 -§ 5 du Statut National). Elle est versée aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à 2 mois de pension) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques).

Au 31 décembre 2004, cet engagement est évalué à 262 millions d'euros.

- les indemnités de congés exceptionnel

Tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels.

Au 31 décembre 2004, le montant de cet engagement est évalué à 177 millions d'euros.

- les indemnités compensatrices de frais d'études

L'indemnité Compensatrice de Frais d'Etudes (I.C.F.E) est un avantage familial extra-statutaire. Elle a pour but d'apporter une aide aux agents inactifs ou à leurs ayants droit dont les enfants poursuivent leurs études. Elle est également versée aux bénéficiaires de pension d'orphelins.

Au 31 décembre 2004, cet engagement est évalué à 36 millions d'euros.

- les rentes accidents du travail et maladies professionnelles pour les agents inactifs

A l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des Accidents du Travail et des Maladies Professionnelles. Ces prestations relèvent du Livre IV du Code de la Sécurité Sociale. Elles couvrent l'ensemble des salariés et des ayants-droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

Au 31 décembre 2004, les engagements au titre des rentes Accidents du Travail et Maladies Professionnelles des agents en inactivité sont évalués à 663 millions d'euros.

- l'aide bénévole amiante

Afin d'améliorer la réparation du préjudice subi par les salariés reconnus atteints d'une maladie professionnelle liée à l'amiante, une aide bénévole à caractère indemnitaire est versée par EDF à l'agent ou à ses ayants-droits lorsqu'il est décédé des suites de sa maladie. Cette aide représente un montant équivalent à 20 % du montant de la rente pour les ouvriers et les ayants droit bénéficiant d'une rente. Pour ceux qui bénéficient d'une indemnisation par le régime spécial, l'aide représente 20 % de ce capital et est payée en une seule fois.

Au 31 décembre 2004, les engagements au titre de l'aide bénévole amiante sont évalués à 16 millions d'euros.

- la couverture maladie

L'appartenance d'EDF et de certaines de ses filiales françaises à la branche des Industries Electriques et Gazières induit de fait son adhésion au régime spécial de sécurité sociale de la branche.

Dans ce cadre, la couverture maladie des actifs et des retraités est assurée à titre obligatoire par ce régime qui offre :

- les prestations de base du régime général — soit du régime de la sécurité sociale,
- des prestations complémentaires.

Le fonctionnement de ce régime — en particulier les règles régissant la cotisation des membres agents actifs et inactifs et employeurs, et sa gestion — est régi par le statut en vigueur au sein des IEG.

Ainsi, jusque début 2005, les entreprises de la branche contribuaient au financement du régime à parité avec les assurés, tant pour le personnel actif que pour les retraités, les taux de cotisations étant fixés par décrets.

Suite à des négociations menées sur le deuxième semestre 2004, des dispositions réglementaires ont été prises en février 2005 pour adapter le financement du régime, conformément au dispositif abordé lors des négociations. Ces dispositions conduisent à :

- la création de deux sections comptables (actifs/retraités), équilibrées de manière séparée, avec maintien de la solidarité des salariés actifs envers les retraités, grâce à une cotisation spécifique, acquittée par les seuls salariés et dont le taux est figé,
- la suppression de toute participation des entreprises au financement de la section des retraités ; les employeurs financent désormais 65 % des cotisations au titre des actifs.

Ces dispositions ont été entérinées par décret en date du 15 février 2005 et sont venues modifier le statut des IEG et le taux de cotisations des employeurs et des agents.

Au 31 décembre 2004, les caractéristiques du régime auraient nécessité un calcul d'engagements sur la base des prestations servies. En l'absence de séparation comptable entre les deux sections relatives aux actifs et aux retraités, cet engagement ne peut être évalué.

Du fait de la réforme du financement du régime, l'entreprise n'a plus d'engagement à ce titre à compter de l'exercice 2005.

23.2.3 PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES A LONG TERME DU PERSONNEL EN ACTIVITE

D'autres avantages à long terme sont donnés au personnel. Pour le personnel en activité qui relève des IEG, ils s'élèvent à 278 millions d'euros au 31 décembre 2004 et comprennent :

- les rentes accidents du travail et maladies professionnelles,
- les médailles du travail,
- les rentes d'invalidité.

23.2.4 VARIATION DE LA VALEUR ACTUALISEE DE L'OBLIGATION ET DES ACTIFS DE COUVERTURE

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour les provisions constituées au titre des avantages postérieurs à l'emploi et aux avantages à long terme des IEG sont résumées ci dessous :

- le taux d'actualisation retenu s'élève à 5 % au 1^{er} janvier 2004 et 4,5 % au 31 décembre 2004. Le passage du taux d'actualisation de 5 % à 4,5 % fait naître un écart actuariel de 1 251 millions d'euros au 31 décembre 2004, qui sera amorti sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.
- L'évolution du salaire national de base (SNB) est estimée à 2 %.
- Les taux d'augmentation des salaires, hors évolution du SNB, ont été déterminés à partir d'une régression quadratique sur les données 1995 à 2000.

— Variation de la valeur actualisée de l'obligation

(en millions d'euros)	FRANCE	ROYAUME UNI	ALLEMAGNE	RESTE DE L'EUROPE	RESTE DU MONDE	TOTAL
Engagements au 01.01.2004(1)	63 587	2 917	1 742	182	414	68 842
Coût des services rendus	1 509	67	34	8	—	1 618
Charges d'intérêt	3 254	163	98	4	46	3 565
Perte et gains actuariels	6 121	234	146	11	11	6 523
Réduction ou liquidation de régime	(54 529)	—	(30)	—	—	(54 559)
Prestations versées	(2 618)	(130)	(98)	(6)	—	(2 852)
Autres	33	66	91	3	4	197
Engagements au 31.12.2004	17 357	3 317	1 983	202	475	23 334
— Valeur actuelle des actifs investis	(4 262)	(2 689)	(6)	(77)	(211)	(7 245)
— Ecart actuariels	(1 327)	(122)	(106)	(9)	(21)	(1 585)
Provisions constituées	11 768	506	1 871	116	243	14 504

(1) dont 60 677 millions d'euros au titre des retraites et 2 910 millions d'euros relatifs aux autres avantages au personnel IEG

— Variation des actifs de couverture

	FRANCE	ROYAUME UNI	ALLEMAGNE	RESTE DE L'EUROPE	RESTE DU MONDE	TOTAL
Juste valeur des actifs de couverture à l'ouverture	(3 653)	(2 414)	(5)	(65)	(185)	(6 322)
Rendement escompté des actifs	(88)	(188)			(21)	(297)
Primes nettes	(625)			(4)	(15)	(644)
Pertes et gains actuariels	(20)	(112)	(1)	(8)	10	(131)
Prestations payées par les actifs de couverture	125	70				195
Autres		(45)				(45)
Juste valeur des actifs de couverture à la clôture	(4 262)	(2 689)	(6)	(77)	(211)	(7 245)

23.2.5 CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES POSTERIEURS A L'EMPLOI ET AVANTAGES A LONG TERME

(en millions d'euros)

	31.12.2004
Coût des services rendus de l'exercice	(1 618)
Charges d'intérêts (actualisation)	(3 565)
Rendement escompté des actifs de couverture	297
Pertes et gains actuariels comptabilisés	(2)
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	39
Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et à long terme	(4 849)

23.3 Autres provisions

La variation des autres provisions se répartit comme suit au 31 décembre 2004 :

	01.01.2004	AUGMENTATIONS	DIMINUTIONS		AUTRES VARIATIONS	31.12.2004
			PROVISIONS UTILISEES	PROVISIONS EXCEDENTAIRES OU DEVENUES SANS OBJET		
Provisions pour risques liés aux participations	858	425	—	—	—	1 283
Provisions pour risques fiscaux	37	75	(1)	(4)	(2)	105
Provisions pour autres risques	1 354	396	(406)	(56)	81	1 369
Provisions pour restructuration	126	5	(78)	(7)	31	77
Provisions pour autres charges	1 168	535	(176)	(72)	262	1 717
Autres provisions	3 543	1 436	(661)	(139)	372	4 551

23.3.1 PROVISIONS POUR RISQUES LIES AUX PARTICIPATIONS

En 2003, une provision pour dépréciation des titres IEB de 45 millions d'euros et une provision pour risques sur les engagements de rachat d'actions relatifs aux options d'achat et de vente de titres IEB et Edison de 855 millions d'euros ont été comptabilisées.

Le 23 août 2004, la loi n° 239 a été adoptée par le Parlement italien. Cette loi, sur le fondement de l'alinéa 29 de son unique article, donne aux autorités italiennes la possibilité de prendre des mesures discrétionnaires contre EDF en cas d'exercice des contrats d'options. Elle fait ainsi peser un risque sur la faculté pour EDF de retirer la pleine valeur des actifs, objet des contrats d'options. A raison de cette loi, EDF a initié comme les contrats d'options le permettent des procédures d'arbitrage sur l'ensemble des contrats d'options conclus avec ses partenaires dans IEB. EDF a entrepris des négociations avec différents acteurs industriels et financiers dans la perspective du dénouement des contrats d'options.

La provision de 855 millions d'euros a été ainsi augmentée de 395 millions d'euros au titre de l'exercice 2004. Cette révision résulte de la valorisation à la juste valeur des engagements de rachat exerçables (voir infra). Dans ce contexte, aucun autre risque n'a été pris en compte.

Un protocole de cession de la filiale argentine EDEMSA a été signé le 29 juin 2004. Cette cession reste subordonnée à la levée de conditions suspensives, comme l'approbation de la vente par les autorités compétentes. L'accord final devrait intervenir courant 2005. Une provision pour risques sur Edemsa a été comptabilisée pour 25 millions d'euros.

23.3.2 PROVISIONS POUR AUTRES RISQUES

Cette rubrique comprend notamment des provisions pour litiges et pour contrats onéreux.

En ce qui concerne EDF SA, les provisions pour contrats onéreux d'un montant de 263 millions d'euros se décomposent en :

- une provision pour perte sur contrats d'achat d'énergie à la Snet-Sodelif-Soprolif constituée pour la différence sur la durée du contrat entre le coût d'achat aux conditions contractuelles et le prix prévisionnel de l'électricité sur le marché européen. Au 31 décembre 2004, cette provision s'élève à 133 millions d'euros. L'évaluation annuelle de cette provision est particulièrement sensible aux hypothèses retenues concernant notamment l'évolution du prix du marché de l'électricité, du prix du charbon et de la parité euro / dollar US.
- une provision pour perte sur contrats de ventes d'énergie qui représente la différence entre le coût direct de production nucléaire et le prix de vente des quantités d'énergie à livrer sur la durée des contrats. Au 31 décembre 2004, cette provision s'élève à 130 millions d'euros.

Concernant les filiales, les provisions pour contrats onéreux s'élèvent à 204 millions d'euros pour EnBW et 215 millions d'euros pour EDF Energy.

23.3.3 PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES

Cette rubrique inclut notamment :

- une provision de 310 millions d'euros dont l'objet est de couvrir la part supportée par EDF des charges correspondant aux programmes de travaux votés par le Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification restant à réaliser au cours des exercices à venir,
- une provision de 327 millions d'euros relative à la contribution de maintien de droits, pour la part non régulée liée aux conventions signées avec les régimes de retraites complémentaires,
- une provision pour litige avec des organismes sociaux de 214 millions d'euros.

23.3.4 PASSIFS EVENTUELS

- Rejets de la centrale de Saint Chamas dans l'étang de Berre

La Commission de Bruxelles a engagé une procédure contre la France (saisine de la Cour de Justice des Communautés Européennes (CJCE) le 4 juin 2003), considérant que l'Etat français n'a pas pris toutes les mesures appropriées pour prévenir, réduire et combattre la pollution par les centrales hydrauliques de Saint-Chamas et de Salon liée aux rejets d'eau douce et de limons provenant de la Durance et dérivés dans l'Etang de Berre (dispositions du protocole d'Athènes du 17 mai 1980). L'arrêt rendu par la Cour de Justice des Communautés Européennes (CJCE) le 7 octobre 2004 a confirmé la position de la Commission.

EDF a étudié avec les ministères concernés les différentes solutions qui pourraient être retenues afin de réduire les effets des rejets d'eau douce et de limons. Dans le cadre d'une période d'expérimentation de quatre ans, des propositions visant notamment à réduire les variations de salinité par une régulation des rejets d'eau douce et une réduction des rejets de limons à 60 000 tonnes par an ont été présentées à la Commission Européenne le 25 février 2005. Un refus de ces propositions par la Commission Européenne ou un échec à l'issue de la phase d'expérimentation pourrait avoir pour conséquence une diminution importante de la production des centrales hydrauliques. Compte tenu des éléments disponibles à ce jour, aucune provision n'a été constituée à ce titre.

Par ailleurs un autre contentieux est en cours pour voie de fait devant les juridictions nationales avec saisine de la CJCE pour l'interprétation des dispositions du protocole d'Athènes. Cette dernière a considéré (15 juillet 2004) que les dispositions du protocole étaient claires et précises et donc d'application directe. Une cour d'appel, après renvoi probable de la Cour de cassation, se prononcera sur cette caractérisation de la voie de fait, avec des conséquences possibles, là encore sur l'outil de production.

- EDF et ses filiales intégrées fiscalement font l'objet depuis fin 2004 d'un contrôle fiscal portant sur les exercices 2002 et 2003. Les conclusions des travaux de vérification actuellement en cours seront connues vraisemblablement d'ici fin juin 2005.

24. Passifs spécifiques des concessions⁽¹⁾

(en millions d'euros)	31.12.2004	01.01.2004
Droit du concédant	16 857	16 528
Fonds de caducité	1 859	1 755
Provisions pour renouvellement des immobilisations	14 978	14 253
Passifs spécifiques des concessions	33 694	32 536

(1) Voir Note 3.19 ci-dessus.

25. Passifs financiers courants et non courants

25.1 Répartition courant / non courant des passifs financiers

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

(en millions d'euros)	31.12.2004			01.01.2004		
	COURANT	NON COURANT	TOTAL	COURANT	NON COURANT	TOTAL
Passifs financiers	4 899	20 888	25 787	9 891	19 714	29 605

25.2 Variation des passifs financiers

(en millions d'euros)	EMPRUNTS OBLIGATAIRES	EMPRUNTS AUPRES DES ETABLISSEMENTS DE CREDIT	AUTRES DETTES FINANCIERES	EMPRUNTS LIES AUX BIENS RECUS EN LOCATION FINANCEMENT	INTERETS COURUS	TOTAL
01.01.2004	13 268	4 073	11 433	255	576	29 605
Augmentations	569	1 120	2 187	1	342	4 219
Diminutions	(3 590)	(1 190)	(2 436)	(14)	(344)	(7 574)
Mouvements de périmètre	(239)	(271)	18	66	1	(425)
Différences de conversion	(22)	(122)	106	—	(6)	(44)
Autres	(93)	256	(105)	1	(53)	5
31.12.2004	9 893	3 866	11 203	309	516	25 787

Les principales entités contributrices aux passifs financiers sont EDF (12 526 millions d'euros), EDF Energy (5 355 millions d'euros), EnBW (2 973 millions d'euros) et le groupe Light (1 298 millions d'euros).

Les autres dettes financières sont essentiellement portées par EDF à hauteur de 8 540 millions d'euros à fin décembre 2004. Elles se composent principalement d'Euro Medium Term Notes.

Les emprunts du Groupe supérieurs à un milliard d'euros sont les suivants :

(en millions d'euros)	TYPE D'EMPRUNT	ENTITE	DATE D'EMISSION	ECHEANCE	MONTANT	DEVISE	TAUX
	Obligataire	Maison-mère	1998	2009	1 996	EUR	5,0 %
	Euro MTN	Maison-mère	2001	2016	1 100	EUR	5,5 %
	Euro MTN	Maison-mère	2000	2010	1 000	EUR	5,8 %

Le Groupe est par ailleurs engagé dans un processus de renégociation de la dette de ses filiales brésiliennes et argentine.

25.3 Ventilation des emprunts par devises au 31 décembre 2004

(en millions d'euros)	31.12.2004				01.01.2004			
	STRUCTURE INITIALE DE LA DETTE	INCIDENCE DES SWAPS	STRUCTURE DE LA DETTE APRES SWAPS	% DE LA DETTE	STRUCTURE INITIALE DE LA DETTE	INCIDENCE DES SWAPS	STRUCTURE DE LA DETTE APRES SWAPS	% DE LA DETTE
Euros (EUR)	14 187	(2 265)	11 921	46.2 %	17 811	(2 582)	15 229	51.4 %
Dollar américain (USD)	3 739	(1 458)	2 280	8.8 %	4 078	(1 652)	2 426	8.2 %
Livre sterling (GBP)	5 477	3 483	8 961	34.8 %	6 208	3 337	9 545	32.2 %
Autres	2 269	355	2 625	10.2 %	1 652	753	2 405	8.2 %
Total des emprunts	25 672	115	25 787		29 749	(144)	29 605	

25.4 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt, avant et après swap

(en millions d'euros)	31.12.2004			01.01.2004		
	STRUCTURE INITIALE DE LA DETTE	INCIDENCE DES SWAPS	STRUCTURE DE LA DETTE APRES SWAPS	STRUCTURE INITIALE DE LA DETTE	INCIDENCE DES SWAPS	STRUCTURE DE LA DETTE APRES SWAPS
Taux fixe	19 056	(3 334)	15 722	23 232	(6 326)	16 906
Taux variable	6 616	3 449	10 065	6 517	6 182	12 699
Total des emprunts	25 672	115	25 787	29 749	(144)	29 605

25.5 Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux passifs financiers diminués des actifs financiers à court terme et de la trésorerie.

(en millions d'euros)	31.12.2004
Emprunts et dettes financières	25 787
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(3 150)
Actifs financiers à court terme	(2 960)
Endettement financier net	19 677

L'évolution de l'endettement financier net est le suivant :

(en millions d'euros)	31.12.2004
Excédent brut d'exploitation (EBE)	13 417
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(1 469)
Dividendes reçus des sociétés mises en équivalence	90
Variation du besoin en fonds de roulement net	473
Autres éléments	(149)
Flux de trésorerie net générés par l'exploitation	12 362
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles, nettes des cessions	(4 557)
Frais financiers nets décaissés	(1 096)
Impôt sur le résultat payé	(2 047)
Impôt et intérêts payés au titre de la décision de la Commission européenne	(1 224)
Free cash flow⁽¹⁾	3 438
Investissements financiers	400
Dividendes versés	(367)
Augmentation de capital et variation des autres fonds propres	248
Autres variations	—
Diminution de l'endettement financier net, hors effet de périmètre et de change	3 719
Effet de la variation du périmètre	601
Effet de la variation de change	58
Autres variations non monétaires	(20)
(Augmentation) / Diminution de l'endettement financier net	4 358
Endettement financier net ouverture	24 035
Endettement financier net clôture	19 677

(1) Free cash flow : Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles après prise en compte des "Capex nets". "Capex nets": Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles nettes des cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles.

En 2004, la diminution de l'endettement financier net se poursuit et est de 4 358 millions d'euros. Elle provient essentiellement d'EDF pour 2 345 millions d'euros et d'EnBW pour 1 393 millions d'euros.

26. Autres créditeurs

(en millions d'euros)	31.12.2004	01.01.2004
Avances et acomptes reçus	3 582	3 308
Dettes sur immobilisations	279	228
Dettes fiscales et sociales	7 703	5 152
Produits constatés d'avance	6 999	6 638
Autres dettes	3 806	3 064
Autres créditeurs	22 369	18 390
dont :		
non courant	6 479	6 715
courant	15 890	11 675

La variation des dettes fiscales et sociales provient de la constatation des soultes à verser à la CNAV, l'AGIRC et l'ARRCO à hauteur de 3 355 millions d'euros, ainsi que du paiement de 1 224 millions d'euros, suite à la décision de la Commission européenne de décembre 2003 (voir note 4.2).

L'augmentation des autres dettes provient de l'enregistrement de 1 246 millions d'euros dus à l'effet net du protocole de démantèlement des installations situées sur le site de Marcoule.

27. Instruments financiers

EDF utilise des instruments financiers dont l'objectif est de limiter l'impact du risque de change sur les fonds propres et sur le résultat ainsi que pour couvrir son risque de taux d'intérêt.

27.1 Détail des instruments financiers du Groupe

Les instruments financiers du Groupe, hors swaps internes, sont détaillés ci-après :

(en millions d'euros)	31.12.2004		01.01.2004	
	A RECEVOIR NOTIONNEL	A LIVRER NOTIONNEL	A RECEVOIR NOTIONNEL	A LIVRER NOTIONNEL
1-Opérations sur les taux d'intérêt				
En euro :				
Achats d'options		340		
Ventes d'options		555		
Achats de contrats CAP	1 750		2 750	
Ventes de contrats CAP		100		100
Autres opérations sur les taux d'intérêt				569
En autres devises :				
Ventes d'options		173		162
Achats de contrats CAP	173		162	
Swaps de taux court terme :				
	EUR	468	468	
	USD	48	49	
Swaps de taux long terme :				
	EUR	3 325	3 325	4 727
	GBP	142	142	
	USD	235	237	238
	Autres devises	259	259	257
Sous-total		6 400	5 648	8 134
2-Opérations sur le change				
Opérations à terme :				
	EUR	646	142	498
	GBP		87	
	USD	136	509	88
	Autres devises		20	93
Swaps de capitaux long terme :				
	EUR	4 540	2 101	4 324
	GBP		3 895	1 756
	USD	1 660	294	3 331
	Autres devises	491	809	317
Sous-total		7 473	7 857	6 429
3- Opérations de couverture d'autres risques				
Swaps Titrisation		1 823	1 823	1 927
Sous-total		1 823	1 823	1 927
Total des engagements hors bilan financiers		15 696	15 328	16 490

27.2 Juste valeur des instruments financiers dérivés d'EDF SA

La juste valeur des instruments financiers dérivés d'EDF SA calculée par l'entreprise figure ci-dessous :

(en millions d'euros)	31.12.2004	
	VALEUR COMPTABLE	JUSTE VALEUR
Opérations de couverture du risque de taux :		
— Options de taux sur marché organisé	(9)	(9)
— Swaps de taux Long Terme	74	135
Opérations de couverture du risque de change :		
— Opérations de change à terme	21	26
— Swaps de capitaux long terme	(58)	123
Total	28	275

28. Parties liées

28.1 Transactions entre les sociétés du périmètre de consolidation

EDF a conclu différents accords commerciaux avec ses filiales et participations. EDF et EnBW ont notamment conclu un accord en 2001, prévoyant les modalités de coopération entre les deux sociétés. Ce contrat a été conclu pour une durée indéterminée et ne pourra être résilié avant 2006.

EDF a également consenti des garanties à certaines de ses participations contrôlées conjointement ou mises en équivalence (cf. note 30 engagements hors bilan).

28.2 Relations avec l'Etat et les sociétés participations de l'Etat

28.2.1 RELATIONS AVEC L'ETAT

L'Etat détient 100 % du capital et des droits de vote d'EDF depuis la transformation d'EDF en société anonyme le 20 novembre 2004, et doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital de la société, conformément aux dispositions de la loi du 9 août 2004 et des statuts d'EDF. L'Etat a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions sociales requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'Etat est l'actionnaire majoritaire, EDF est soumise à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'Etat, aux procédures de contrôle de la Cour des Comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'inspection générale des finances.

Un accord sur le suivi des investissements de croissance externe, conclu entre l'Etat et le Groupe le 27 juillet 2001, impose des procédures d'agrément préalable et d'information, préalable ou non, de l'Etat pour certains projets de prise, d'extension ou de cession de participations par le Groupe. Cet accord a par ailleurs mis en place une procédure de suivi des résultats de ces opérations de croissance externe.

Un nouveau contrat de service public entre l'Etat et EDF, définissant les engagements pris par le Groupe en matière de service public, est en cours de négociation, et viendra remplacer le contrat du 19 avril 2002.

Par ailleurs, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité à la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie, qui fixe notamment les objectifs en matière de répartition des capacités de production.

Enfin, l'Etat intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz, notamment pour les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production, la fixation des tarifs de vente aux clients non éligibles, des tarifs de transport et de distribution ainsi que du montant de la contribution aux charges de service public de l'électricité.

28.2.2 RELATIONS AVEC GAZ DE FRANCE

Depuis 1951, l'ensemble des activités de distribution d'EDF est effectué avec Gaz de France au sein d'un service commun. Depuis le 1er juillet 2004, EDF et Gaz de France ont chacun mis en place leur propre gestionnaire de réseau de distribution. L'opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz, dénommé EDF Gaz de France

Distribution (EGD), assure la gestion du service public de proximité que constitue la distribution des énergies, notamment la construction, l'exploitation et la maintenance des réseaux, le comptage, la gestion de la clientèle non éligible.

EDF et GDF ont conclu en octobre 2004 une convention visant à définir leurs relations vis-à-vis de l'opérateur commun, ses compétences et le partage des coûts résultant de son activité, ainsi que ses modalités de gouvernance.

Par ailleurs, EDF et GDF disposent de deux autres services communs, également régis par des conventions :

- la Direction du Personnel et des Relations Sociales (DPRS), entité en charge de la gestion du personnel (statut IEG),
- la Direction Informatique et Télécommunication (DIT), en charge de certains systèmes d'information.

28.2.3 RELATIONS AVEC LES ENTREPRISES DU SECTEUR PUBLIC

Au cours de l'exercice 2004, deux transactions significatives sont intervenues avec des sociétés participations de l'Etat :

- accord entre EDF, le CEA et la COGEMA, relatif à l'usine de retraitement UP1 de Marcoule,
- signature d'un contrat avec la COGEMA relatif au retraitement du combustible nucléaire et des installations de retraitement de la Hague.

L'incidence de ces opérations est décrite dans les notes 4.5 et 23.1.

Le Groupe réalise des transactions courantes avec les entreprises du secteur public, qui concernent essentiellement la fourniture d'électricité, ainsi que l'achat de combustible nucléaire.

29. Rémunération des dirigeants

Le montant des rémunérations et avantages versés aux mandataires sociaux du Groupe au cours de l'année 2004 par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 1,9 millions d'euros.

30. Engagements hors bilan

Dans le cadre de leurs activités, EDF et ses différentes filiales et participations ont été amenés à prendre ou recevoir divers engagements hors bilan.

Les éléments constitutifs de ces engagements au 31 décembre 2004 sont les suivants :

(en millions d'euros)	TOTAL	ECHANCES		
		< 1 AN	1 - 5 ANS	> 5 ANS
Engagements hors bilan donnés				
Engagements liés à l'exploitation				
Garantie de bonne exécution / bonne fin / soumission	639	160	442	37
Engagement sur contrats commerciaux	228	34	—	194
Engagements sur commandes d'exploitation et immobilisation *	3 440	2 221	1 110	109
Autres engagements liés à l'exploitation	3 783	625	2 197	961
Engagements liés au financement				
Garanties sur emprunts	3 246	1 561	406	1 279
Autres engagements liés au financement	406	288	102	16
Engagement liés aux investissements				
Engagements d'acquisition et de cession de titres	7 572	6 282	1 274	16
Autres engagements liés aux investissements	233	3	69	161
Engagements hors bilan reçus				
Engagements liés à l'exploitation				
	4 125	2 288	1 526	311
Engagements liés au financement				
	9 877	1 268	7 675	934
Engagement liés aux investissements				
	324	2	322	—

* hors matières premières et énergie (voir note 30.3).

30.1 Engagements hors bilan donnés

30.1.1 ENGAGEMENTS LIES A L'EXPLOITATION

Garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission

Il s'agit principalement de garanties liées à la construction ou à l'exploitation des centrales mexicaines (327 millions d'euros), chinoises (23 millions d'euros), vietnamiennes (31 millions d'euros) et égyptiennes (10 millions d'euros). D'autres garanties ont été données par EDF Energies Nouvelles et Dalkia International respectivement pour 57 et 142 millions d'euros.

Engagements sur contrats commerciaux

Les engagements chiffrés concernent essentiellement des garanties de paiement sur contrats d'achats et de transports de gaz d'EDF Trading (195 millions d'euros).

Engagements sur commandes d'exploitation et d'immobilisations hors matières premières et énergie

Il s'agit d'engagements réciproques pris lors de la signature de commandes concernant les immobilisations ou l'exploitation, notamment par EDF SA (3 109 millions d'euros).

Autres engagements liés à l'exploitation

Concernent principalement :

- l'engagement de solidarité pris par les exploitants de centrales nucléaires allemands dans l'éventualité où, à la suite d'un accident nucléaire, l'un d'eux ne serait pas en mesure de faire face à ses obligations. Le montant consolidé par le groupe EDF au travers d'EnBW s'élève à 1 087 millions d'euros.
- dans le cadre de la mise en place de la couverture de l'exposition au risque dommages causés par la tempête à son réseau de distribution d'électricité en France, EDF a conclu un contrat avec CDC Ixis Capital Markets aux termes duquel chacune des parties s'engage à indemniser l'autre de la responsabilité qu'elle pourrait encourir au titre de l'émission d'un CAT bond dans la limite d'un montant global maximal de 240 millions d'euros pour chacune des parties. La prime fixe restant à courir au 31 décembre 2004 a, par ailleurs, été valorisée à 96 millions d'euros.
- les garanties données par EDF à High Holborn Estates Ltd et à la Deutsche Bank dans le cadre de contrats de bail (126 millions d'euros).
- les contrats de locations simples et autres garanties données à des tiers (fournisseurs, autorités douanières, etc).

30.1.2 ENGAGEMENTS LIES AU FINANCEMENT

Garanties sur emprunts

Dont :

- Engagement d'EDF de garantir un emprunt obligataire à coupon zéro au profit d'IEB Finance pour un montant de 1 113 millions d'euros au 31 décembre 2004. EDF a par ailleurs reçu la contre-garantie des autres actionnaires d'IEB à hauteur de leur quote-part (voir engagements reçus liés au financement). Cette contre-garantie sera substituée par un nantissement des titres détenus par IEB dans Edison, donné par les autres actionnaires, lorsque ce nantissement sera possible et avant le dénouement des différentes options portant sur les actions IEB.
- Nantissements et hypothèques d'actifs corporels (1 220 millions d'euros) donnés par certaines filiales d'EDF SA afin de garantir leurs emprunts.
- Autres garanties données par EDF International sur des emprunts contractés par ses filiales (180 millions d'euros).
- Diverses garanties données notamment par EDF SA (350 millions d'euros), le groupe EDEV (69 millions d'euros) et le groupe Dalkia (23 millions d'euros).

Autres engagements liés au financement

Il s'agit principalement :

- d'engagements d'apports de financements complémentaires concernant diverses centrales (102 millions d'euros),
- et d'avances en comptes courants non utilisées à la clôture octroyées par Electricité de Strasbourg (76 millions d'euros).

30.1.3 ENGAGEMENTS LIES AUX INVESTISSEMENTS

Engagements d'acquisition et cession de titres

- EDF détient 18 % du capital d'Italenergia Bis (IEB), société-mère d'Edison. Ces titres sont inscrits à l'actif du bilan pour une valeur brute de 590 millions d'euros (y compris warrants).

Au cours de l'année 2002, EDF a souscrit divers engagements vis à vis des autres actionnaires d'IEB pour un montant de 3 736 millions d'euros qui pourraient conduire à l'acquisition de tout ou partie de 82 % du capital d'IEB ainsi qu'à l'acquisition des titres Edison souscrits par les banques italiennes (Intesa, IMI Investimenti et Capitalia) dans le cadre de l'augmentation de capital d'Edison décidée en décembre 2002.

EDF a ainsi consenti à FIAT une option (Put) donnant le droit à FIAT de vendre à EDF 24,6 % des actions et warrants d'IEB au prix plancher de 1 147 millions d'euros. Cette option est exerçable entre le 1^{er} mars 2005 et le 30 avril 2005, avec la possibilité d'un exercice anticipé en cas d'exigibilité anticipée d'un financement souscrit par FIAT auprès d'un syndicat bancaire.

EDF a également consenti à Fiat une option (Put) sur 14 % du capital d'IEB cédés aux banques italiennes (Intesa, IMI Investimenti, et Capitalia). Ce put est conditionnel à l'exercice du put donnant droit à Fiat de vendre à EDF 24,6 % des actions et warrants d'IEB et à l'exercice par les banques sur Fiat de leur put sur 14 % du capital d'IEB. Il est exerçable dans les mêmes conditions que le put portant sur les 24,6 % (voir supra) avec un prix plancher de 653 millions d'euros. FIAT a également consenti à EDF une option (Call) donnant le droit à EDF d'acheter 14 % des actions d'IEB dans l'hypothèse où Fiat a exercé son put sur les 24,6 %.

Les banques italiennes (23,37 % des actions IEB hors actions acquises de Fiat) possèdent une option de vendre (Put) à EDF leurs actions et warrants IEB ainsi que les titres Edison souscrits par ces dernières dans le cadre de l'augmentation de capital d'Edison décidée en décembre 2002 ; EDF dispose également d'une option d'achat (call). Ces options sont exerçables entre février 2005 et mars 2005.

Carlo Tassara (20 % des actions IEB) possède une option de vendre (put) à EDF ses actions IEB, EDF ayant l'option de les acheter (call). Ces deux options sont exerçables entre mars 2005 et avril 2005.

Le prix plancher global des options sus-décrites (banques italiennes et Carlo Tassara) s'élève à 1 936 millions d'euros. Aucune anticipation à l'initiative des contreparties ne peut intervenir en l'espèce.

L'évaluation des titres détenus dans IEB et des engagements financiers directs et indirects pris par EDF dans IEB et Edison sont décrits en note 23.3.1.

Dans l'hypothèse où l'exercice des options de vente accordées par EDF aux différents actionnaires d'IEB conduirait à détenir le contrôle indirect d'Edison, EDF pourrait se trouver en situation de devoir effectuer une OPA sur les titres Edison. La concrétisation de cette obligation reste cependant conditionnée à la fois à la levée de la loi 301 rétablissant les droits de vote d'EDF, aujourd'hui limités à 2 %, et à l'absence d'exercice par Fiat, dans une certaine limite, de ses droits de préemption.

Compte tenu notamment de l'adoption par le Parlement italien le 23 août 2004 de la loi n° 239 (voir note 23.3.1) ouvrant la voie à la mise en œuvre de mesures potentiellement préjudiciables à EDF en cas d'exercice des contrats d'option, EDF a décidé le 16 décembre 2004 d'initier, comme les contrats d'options le permettent, une procédure d'arbitrage sur l'ensemble des contrats d'option conclus avec ses partenaires dans IEB.

Les principaux indicateurs clés d'EDISON au 31 décembre 2004, établis selon les principes italiens, sont les suivants :

	31.12.2004(*)	31.12.2003
Chiffres d'affaires	6 491	6 287
EBITDA	1 254	1 103
EBIT	611	415
Résultat avant impôts et intérêts minoritaires	364	128

	31.12.2004	31.12.2003
Capitaux propres part du Groupe	ND	5 213
Endettement net	3 852	4 143

(*) Données préliminaires publiées le 14 février 2005 (source : EDISON)

- Engagement consenti à OEW par EDF International relatif à EnBW en vertu du pacte d'actionnaires conclu le 26 juillet 2000.

A compter du 1^{er} janvier 2005 et jusqu'au 31 décembre 2005, OEW peut décider de vendre tout ou partie de ses 62 514 267 actions pour un prix unitaire de 37,14 euros auquel est appliquée une décote en fonction de paramètres financiers prévus dans le pacte d'actionnaires. A partir du 1^{er} juin 2006 et jusqu'au 31 décembre 2011, OEW peut décider de vendre tout ou partie de ses actions pour un prix unitaire de 37,14 euros sans que la décote ne soit appliquée. Le montant de cette option est estimé à 2 322 millions d'euros au 31 décembre 2004.

Par ailleurs, à l'issue des opérations de refinancement d'EnBW du premier semestre 2004, EDF a augmenté son pourcentage de détention de 4,4 % et a renoncé au profit de OEW à l'exercice de ses futurs droits de souscription d'actions émis dans le cadre de ces opérations dans l'éventualité où OEW souhaiterait remonter à parité avec EDF en 2005.

D'autres accords conclus entre EDF International et OEW précisent que OEW dispose d'une option de vente portant sur 5,94 % des actions EnBW qui pourra être exercée entre le 28 janvier 2005 et le 30 novembre 2006. Le montant de cet engagement est estimé à 476 millions d'euros au 31 décembre 2004.

- Divers options ou accords pris par EDF International (229 millions d'euros) et par EnBW sur des titres de différentes sociétés du secteur énergétique (621 millions d'euros).
- Engagements pris par EDEV SA relatif à EDF Energies Nouvelles.

Le 16 décembre 2002 EDEV SA a acquis 170 419 titres de la société SIIF-Energies (devenue en 2004 EDF Energies Nouvelles) et a porté ensuite sa participation totale à 49,73 % par une augmentation de capital. Un usufruit a par ailleurs été mis en place sur 20 181 titres. EDEV SA dispose désormais de 50 % des droits de vote en Assemblée Générale Ordinaire. Ce contrôle sur 50 % des droits de vote est garanti à EDEV SA par l'attribution de 380.000 BSA (Bons de Souscription en Actions) exerçables au prix de 51,30 euros émis lors de l'assemblée générale de décembre 2002.

En ce qui concerne l'achat des titres, il a été convenu avec le vendeur qu'un ajustement de prix de vente pourrait être versé en 2005 en fonction du développement plus ou moins important de la société et de l'accroissement de sa valeur. Un expert appréciera l'importance de cet accroissement sur la période. A l'occasion de cette opération, les actionnaires ont confirmé l'intention de procéder à terme à une introduction en Bourse de la société. Si par la suite EDEV SA devait s'opposer à cette mise en Bourse, les autres actionnaires bénéficieraient, sous certaines conditions, d'une promesse d'achat de leurs titres consentie par EDEV, exerçable du 1^{er} au 31 décembre 2007 au plus tôt. EDEV bénéficierait alors d'une promesse de vente sur ces mêmes titres, exerçable à partir du 1^{er} janvier 2009.

Sur la base de la dernière valorisation (décembre 2002) et compte tenu des développements réalisés depuis cette date, le complément de prix devrait être inférieur à 10 millions d'euros et le coût d'acquisition des titres, s'ils étaient acquis aujourd'hui, inférieur à 200 millions d'euros.

Enfin, EDEV s'est engagé, sous réserve que certaines conditions soient remplies, à financer par des fonds propres tout ou partie de projets développés par EDF Energies Nouvelles, pour un montant total qui ne dépasse pas un maximum de 150 millions d'euros (soit 75 millions d'euros à 49,73 %). Au 31 décembre 2004, EDEV a accordé 83 millions d'euros (soit 41 millions d'euros en quote-part) de financement de cette nature.

- Accord avec Veolia Environnement : Veolia Environnement a accordé à EDF une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où un concurrent d'EDF viendrait à prendre le contrôle de Veolia Environnement. De même, EDF a accordé à Veolia Environnement une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où le statut d'EDF serait modifiée et où un concurrent de Veolia Environnement, agissant seul ou de concert, viendrait à prendre le contrôle d'EDF. A défaut d'accord entre les parties sur le prix de cession des titres, celui-ci serait fixé à dire d'expert.

Par ailleurs, EDF et Veolia Environnement détiennent respectivement des options d'achat et de vente qui conduiraient, en cas d'exercice par l'une des parties, EDF à détenir 50 % du capital et des droits de vote de Dalkia. A défaut d'accord entre les parties sur le prix de cession des titres, celui-ci serait fixé à dire d'expert.

Autres engagements liés aux investissements

Dont :

- garantie donnée par EDF International au Trésor polonais sur le niveau d'investissement à réaliser par ECW (55 millions d'euros),
- engagements d'investissements à Zielona Gora pris par Kogeneracja (19 millions d'euros) et par Dalkia International (17 millions d'euros) envers la ville de Poznan (Pologne),
- autres engagements pris par EDEV, FIGLEC, EnBW (109 millions d'euros).

30.2 Engagements hors bilan reçus

30.2.1 ENGAGEMENTS LIES A L'EXPLOITATION

Il s'agit notamment d'engagements reçus par EDF SA pour 3 772 millions dont 3 523 millions d'engagements réciproques (dont les engagements sur commandes d'immobilisation ou d'exploitation et le contrat avec la CDC Ixis Capital Market — cf autres engagements donnés liés à l'exploitation).

30.2.2 ENGAGEMENTS LIES AU FINANCEMENT

Ils concernent principalement :

- le montant global des lignes de crédit (8 733 millions d'euros) dont dispose le groupe EDF auprès de différentes banques,
- la contre-garantie donnée à EDF par les autres actionnaires d'IEB, à hauteur de leur quote-part (soit 912 millions d'euros au 31 décembre 2004), relatif à l'emprunt obligataire garanti par EDF (cf. garanties sur emprunts).

30.2.3 ENGAGEMENTS LIES AUX INVESTISSEMENTS

EDF International dispose d'une option de vente conclue avec Edison sur sa participation dans Finel (40 %). Cette option peut être exercée à compter du 1^{er} juillet 2005 et s'éteindra au plus tard le 31 décembre 2006. Le prix de sortie correspondra à 40 % de la valeur de FINEL à cette date et, pour un montant minimum de 300 millions d'euros.

30.3 Engagements hors bilan relatifs aux matières premières et aux fournitures d'énergie

Le Groupe a souscrit dans le cadre de ses activités de production et de commercialisation des contrats à long terme ainsi que des contrats dit de « take or pay » selon lesquels il s'engage à acheter des matières premières, du combustible, de l'énergie et du gaz pour des durées qui peuvent atteindre 20 ans. Par ailleurs, le groupe s'est engagé à livrer de l'énergie et de l'électricité dans le cadre de contrats de vente ferme à des clients finaux.

Dans la plupart des cas ces engagements sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation de livrer ou d'acheter les quantités déterminées dans ces contrats.

En ce qui concerne EDF, un ensemble de contrats à long terme a été passé avec un certain nombre d'électriciens européens aux termes desquels elle s'est engagée à livrer de l'électricité. Ces contrats sont de deux types :

- des contrats de co-financement de centrales nucléaires, portant selon les cas sur une centrale particulière ou un parc de production défini. Les entreprises ayant participé à ces financements ont un droit de tirage sur les centrales concernées au pro-rata de leur participation au financement initial,
- des contrats commerciaux de vente à long terme adossés le plus souvent sur le parc de production nucléaire.

De même, EDF a passé avec un certain nombre de producteurs d'électricité des contrats d'achats à long terme, soit en participant au financement de centrales de production, soit au travers de contrats commerciaux d'achat d'électricité.

Par ailleurs lors la prise de participation dans EnBW en 2001, EDF s'est engagée à vendre sur le marché français 6000 MW dans le cadre d'enchères. Cette vente de puissance a été atteinte dès la fin 2003. D'une durée de base de 5 ans, elle pourra être réexaminée avec les autorités européennes début 2006.

De plus, au terme de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques la production issue : des centrales de co-génération, des unités de production d'énergie renouvelable — éolien et petite hydraulique ou

valorisant les déchets organiques. Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés via la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE).

Ces engagements recouvrent également ceux relatifs aux contrats à long terme d'achat de combustibles et de gaz ainsi que ceux relatifs aux contrats signés par la Division aux Combustibles Nucléaires d'EDF.

31. Evénements postérieurs à la clôture

Exercice des options de vente de titres IEB par les banques italiennes

Le 3 février 2005, les banques italiennes (23,37 % des actions IEB hors actions acquises de Fiat) ont notifié à EDF l'exercice de leur option de vente.

Selon EDF, la procédure d'arbitrage conduit à suspendre l'exécution des contrats, dans l'attente des décisions sur le fond des tribunaux arbitraux.

32. Périmètre de consolidation

Le périmètre de consolidation se présente comme suit au 31 décembre 2004 :

NOM DE L'ENTITE	ADRESSE DU SIEGE SOCIAL	QUOTE-PART D'INTERET DANS LE CAPITAL	QUOTE-PART DES DROITS DE VOTE DETENUS	METHODE DE CONSOLIDATION	SECTEUR D'ACTIVITE	N° SIREN
FRANCE (SOCIETE MERE)						
ELECTRICITE DE FRANCE SA (f)	22-30, avenue de Wagram 75382 Paris cedex 08	100	100	Mère	P,D,S	552081317
EUROPE						
EDF ENERGY	Templar House 81-87 High Holborn Londres WC1V 6NU Angleterre	100	100	IG	P,D,S	
EDF UK	Templar House 81-87 High Holborn Londres WC1V 6NU Angleterre	100	100	IG	D	
EnBW	Durlacher allee 93 D — 76 131 Karlsruhe Allemagne	48,43	42,02	IP	P,D,S	
EDF OSTALBKREIS	Stuttgarterstrasse 41 D — 73430 Aalen Allemagne	100	100	IG	D	
EDF WEINSBERG	Rathaus D — 74189 Weinsberg Allemagne	100	100	IG	D	
MOTOR COLUMBUS	Parkstrasse 27 CH — 5401 Baden Suisse	22,39	20	ME	P	
Groupe ATEL	Bahnhofquai 12 CH — 4601 Olten Suisse	14,51	21,23	ME	P	
FINELEX BV	Drentestraat 20 1083 HK Amsterdam Pays-Bas	100	100	IG	P	
ECK Cracovie	Ul. Ciepownicza 1 31-587 Cracovie 28 Pologne	66,26	66,26	IG	P	

NOM DE L'ENTITE	ADRESSE DU SIEGE SOCIAL	QUOTE-PART D'INTERET DANS LE CAPITAL	QUOTE-PART DES DROITS DE VOTE DETENUS	METHODE DE CONSOLIDATION	SECTEUR D'ACTIVITE	N° SIREN
KOGENERACJA	Ul. Lowiecka 24 50-220 Wrocław Pologne	35,86	49,82	IG	P	
ECW	Ul. Swojska 9 80-867 Gdansk Pologne	77,44	77,44	IG	P	
RYBNIK	Ul. Podmiejska 44-270 Rybnik Pologne	78,25	69,87	IG	P	
ZIELONA GORA	Elektrociepownia Zielona Gora ul. Zjednoczenia 103 65120 Zielona Gora Pologne	26,75	74,61	IG	P, D	
DEMASZ	Klauzal Ter 9 6720 Szeged Hongrie	60,91	60,91	IG	D	
BERT	Budafoki ut 52 1117 Budapest XI Hongrie	95,57	95,57	IG	P	
Groupe ESTAG	Palais Heberstein Leonhard-strasse 59 A-8010 Graz Autriche	20	25	ME	P	
SSE	Ulica Republiky c. 5 01047 Zilina Slovakia	49	49	ME	D	
CINERGY HOLDING COMPANY BV	Burgemeester Haspelslaan 455/F 1181 NB Amstel Veen Pays-Bas	50	50	IP	P	
FINEL	Foro Buonaparte n°31 20121 Milano Italie	40	40	ME	P	
FENICE	Via Acqui n°86 10090 RIVOLI Italie	100	100	IG	P	
EDF Energia Italia	EDF Energia Italia Srl EDF — Bureau de Rome Via Abruzzi n°25 00187 Rome — Italie	100	100	IG	P	
HISPAALEC	C/Alcala 54-3ª Izda 28014 Madrid Espagne	100	100	IG	P	
SKANDRENKRAFT	Norrlandsgatan 15 SE 11143 Stockholm Suède	100	100	IG	P	
PORT SAID	92 El Nile St Apt 12 1611 GIZA Egypte	100	100	IG	P	
PORT SUEZ	92 El Nile St Apt 12 1611 GIZA Egypte	100	100	IG	P	
AZITO O&M SA	Yopougon Niangon Sud-village Azito 23 BP 220 2204 Abidjan Côte d'Ivoire	50	50	IP	P	
AZITO ENERGIE	01 B.P. 3963 Abidjan 01 Côte d'Ivoire	32,85	32,85	IP	P	

NOM DE L'ENTITE	ADRESSE DU SIEGE SOCIAL	QUOTE-PART D'INTERET DANS LE CAPITAL	QUOTE-PART DES DROITS DE VOTE DETENUS	METHODE DE CONSOLIDATION	SECTEUR D'ACTIVITE	N° SIREN
RESTE DU MONDE						
EDENOR	Azoparado 1025 Piso 17 1107 Buenos Aires Argentine	90	90	IG	D	
EASA	av. Eduardo Madero 900- Piso 22 C1006ACV Buenos Aires Argentine	100	100	IG	D	
SODEMSA	Calle Nocochea N°62 Piso 3 - Departamento 4 5500 Mendoza Argentine	88	88	IG	D	
EDEMSA	Belgrano 815 5500 Mendoza Argentine	44,88	51	IG	D	
LIDIL	Avenida Marechal Floriano n°168 — Bloco 1 — 2° Andar centro CEP 20080 Rio de Janeiro Brésil	100	100	IG	D	
LIGHT	Avenida Marechal Floriano n°168 — Bloco 1 — 2° andar CEP20080 — 002 Caixa Postal Centro Rio de Janeiro Brésil	94,79	94,79	IG	D	
LIGHT ENERGY	Avenida Marechal Floriano n°168 — Bloco 1 — 2° andar CEP20080 — 002 Caixa Posta Centro Rio de Janeiro Brésil	94,79	94,79	IG	D	
LIGHT OVERSEAS INVESTMENT	Avenida Marechal Floriano n°168 — Bloco 1 — 2° andar CEP20080 — 002 Caixa Postal Centro Rio de Janeiro Brésil	94,79	94,79	IG	D	
UTE NORTE FLUMINENSE	Avenida Graça Aranha n° 182 ao 9° andar CEP 20030 — 002 Caixa Postal Rio de Janeiro Brésil	90	90	IG	P	
UTE PARACAMBI	Avenida Graça Aranha, n°182 ao 9° andar CAP 20030 Rio de Janeiro Brésil	100	100	IG	P	
CONTROLADORA DEL GOLFO	C/O Compania Mexicana de Gerencia y Operacion SA de CV, Panzacola n°62, Local 202, Villa Coyoacan, 04000 Mexico DF	100	100	IG	P	
CENTRAL ANAHUAC SA de CV	C/O Compania Mexicana de Gerencia y Operacion SA de CV, Panzacola n°62, Local 202, Villa Coyoacan, 04000 Mexico DF	100	100	IG	P	
CENTRAL SALTILLO SA de CV	C/O Compania Mexicana de Gerencia y Operacion SA de CV, Panzacola n°62, Local 202, Villa Coyoacan, 04000 Mexico DF	100	100	IG	P	

NOM DE L'ENTITE	ADRESSE DU SIEGE SOCIAL	QUOTE-PART D'INTERET DANS LE CAPITAL	QUOTE-PART DES DROITS DE VOTE DETENUS	METHODE DE CONSOLIDATION	SECTEUR D'ACTIVITE	N° SIREN
CENTRAL LOMAS DEL REAL SA de CV	C/O Compania Mexicana de Gerencia y Operacion SA de CV, Panzacola n°62, Local 202, Villa Coyoacan, 04000 Mexico DF	100	100	IG	P	
ALTAMIRA	Paseo de la Reforma 287 3 ^{er} Piso, Colonia Cuauhtemoc, 06500 Mexico DF	51	51	IG	P	
VALLE HERMOSO	C/O Compania Mexicana de Gerencia y Operacion SA de CV, Panzacola n°62, Local 202, Villa Coyoacan, 04000 Mexico DF	100	100	IG	p	
FIGLEC	27 TH Floor, Guangxi Foreign Trade Building 137, Qixing road — Nanning Guangxi 53 00 22 République de Chine	100	100	IG	P	
SYNERGIE	Laibin Power Plant Post Box 09 LAIBIN CITY 546138 GUANGXI République de Chine	85	85	IG	P	
SHANDONG ZHONGHUA POWER COMPANY	n° 17 Jing San 250021 Jinan Shandong République de Chine	19,6	19,6	ME	P	
MECO	Sun Wah Tower 115 Nguyen Hue Street District 1 Ho Chin Minh City Vietnam	56,25	56,25	IG	P	
NAM THEUN POWER COMPANY	26 Khun Boulom Road Ban Haysok PO Box 5862 Vientiane, Lao PDR	35	35	ME	P	
EDF TRADING						
EDF TRADING	Mid City Place 71, High Holborn London WC 1V6ED	100	100	IG	P.S	
AUTRES						
EMOSSON	Centrale de la Bâtiaz CH-1920 Martigny — Suisse	50	50	IP	P	
RICHEMONT (f)	Centrale Sidérurgique de Richemont 57270 Richemont	100	100	IG	P	
SEMOBIS	41, rue de la Pépinière 1000 — Bruxelles Belgique	100	100	IG	P	
EDF CAPITAL INVESTISSEMENT (f)	16, avenue de Friedland 75008 Paris	100	100	IG	S	413114653
SAPAR FINANCE (f)	1, place Pleyel 93282 Saint-Denis cedex	100	100	IG	S	347889149
SAPAR PARTICIPATIONS (f)	1, place Pleyel 93282 Saint-Denis cedex	100	100	IG	S	403189467
C2 (f)	C/O EDF International SA 20, place de la défense 92050 Paris la Défense cedex	100	100	IG	S	421328162
C3 (f)	22-30, avenue de Wagram 75382 Paris cedex 08	100	100	IG	S	428722714
Immobilière WAGRAM ETOILE (f)	20, place de la Défense / Tour EDF 92050 Paris la Défense Cedex 8	100	100	IG	S	414660043

NOM DE L'ENTITE	ADRESSE DU SIEGE SOCIAL	QUOTE-PART D'INTERET DANS LE CAPITAL	QUOTE-PART DES DROITS DE VOTE DE TENUS	METHODE DE CONSOLIDATION	SECTEUR D'ACTIVITE	N° SIREN
LA GERANCE GENERALE FONCIERE	(f) 20, place de la Défense / Tour EDF 92050 Paris la Défense Cedex 8	99,86	99,86	IG	S	562054510
Société IMMOBILIERE PB6	31, rue de Mogador 75009 Paris	50	50	IP	S	414875997
SOFILO	(f) 20, place de la Défense / Tour EDF 92050 Paris la Défense Cedex	100	100	IG	S	572184190
EDF INTERNATIONAL	(f) 20, place de la Défense 92050 Paris la Défense cedex	100	100	IG	D	380415125
SOCIETE D'INVESTISSEMENT EN AUTRICHE	C/o EDF INTERNATIONAL Tour EDF 20, place de la Défense 92050 Paris la Défense cedex	80	80	IG	P	421089913
EDF DEVELOPPEMENT ENVIRONNEMENT SA	(f) 90, esplanade du Général de Gaulle 92933 Paris la Défense cedex	100	100	IG	P	380414482
ELECTRICITE DE STRASBOURG	26, boulevard du Président Wilson 67953 Strasbourg cedex 9	74,86	74,86	IG	D	558501912
A.S.A.- HOLDING A.G	Hans-Hruschka Gasse 9 A2325 HIMBERG Autriche	100	100	IG	S	
VERO GmbH	Libertas-Intercount Revisions und Beratungsgesellschaft WIEN Teinfaltstrasse 4 Autriche	100	100	IG	S	
T.I.R.U	134, boulevard Haussmann 75008 Paris	51	51	IG	S	334303823
EnXco	63-665 19th avenue North Palm Springs California 92258 USA	50	50	IP	S	
EDF ENERGIES NOUVELLES (ex SIIF Energies)	Cœur Défense imm. B1 90, esplanade du Général de Gaule 92933 PARIS la Défense cedex	50	50	IP	S	379677636
DALKIA HOLDING	37, avenue Maréchal de Lattre de Tassigny 59350 St André Les Lille	34	34	ME	S	403211295
EDENKIA	37, avenue Maréchal de Lattre de Tassigny 59350 St André Les Lille	50	50	ME	S	434109807
DALKIA INTERNATIONAL	37, avenue Maréchal de Lattre de Tassigny 59350 St André Les Lille	50	24,14	IP	S	433539566
DALKIA INVESTISSEMENT	37, avenue Maréchal de Lattre de Tassigny 59350 St André Les Lille	67	50	IP	S	404434987

IG = intégration globale, IP = intégration proportionnelle, ME = mise en équivalence ;
Secteurs d'activités : P = Production, D = Distribution, S = Services

(f) sociétés intégrées fiscalement.

5.10 L'amélioration de la performance : programme « Altitude »

Le Groupe a décidé en décembre 2004 de mettre en œuvre un programme d'amélioration de la performance opérationnelle intitulé « Altitude », reposant sur trois axes majeurs :

- une stabilisation progressive des charges d'exploitation en France ;
- la poursuite des gains de productivité à l'international ;
- un effort sur la gestion du besoin en fonds de roulement.

Au total, le Groupe vise :

- une stabilisation progressive des charges d'exploitation en France (hors achats d'énergie et combustibles) à l'horizon 2007-2008 ;
- un impact net de l'ordre de 1 milliard d'euros sur l'excédent brut d'exploitation du Groupe pour l'exercice 2007, calculé avant prise en compte des coûts de transformation et d'adaptation de l'entreprise dus notamment à l'ouverture totale des marchés au 1^{er} juillet 2007 ;
- un impact de 1,5 milliard d'euros sur le besoin en fonds de roulement du Groupe sur la période 2005-2007, avec un objectif annuel de 500 millions d'euros.

Une stabilisation progressive des charges d'exploitation en France

Ce premier axe d'amélioration de la performance répond au besoin de maîtriser les coûts d'exploitation en France et est décliné sous deux formes :

- la maîtrise des charges de personnel : celle-ci repose sur une évolution maîtrisée des effectifs dans toutes les divisions en tenant compte (i) de départs à la retraite, de l'ordre de 10 000 à l'horizon 2008, (ii) de l'amplification des redéploiements de personnel vers les métiers cœurs ; et (iii) d'un nécessaire renouvellement des compétences clés dans la perspective de l'ouverture des marchés, ce dernier aspect se traduisant par un effort spécifique de formation ;
- la réduction et l'optimisation des achats courants (hors achats d'énergie et combustibles) dans toutes les divisions.

La poursuite des gains de productivité à l'international

Ce deuxième axe d'amélioration de la performance par le Groupe repose sur la poursuite des programmes d'optimisation des coûts en cours notamment par les principales filiales en Europe (EDF Energy et EnBW) :

- sur les charges de personnel ; et
- la réduction des achats courants.

Un effort sur la gestion du besoin en fonds de roulement

Le troisième axe du programme Altitude est fondé sur une amélioration de la gestion du besoin en fonds de roulement du Groupe, en vue de sa réduction significative, et utilise trois principaux leviers :

- un alignement des délais de paiement fournisseurs sur les pratiques du marché ;
- une accélération et une optimisation du cycle de facturation ;
- une optimisation des stocks des centrales nucléaires.

Chapitre VI.

Gouvernement d'entreprise

EDF a pour objectif de suivre les recommandations du rapport du groupe de travail présidé par Monsieur Daniel Bouton pour l'amélioration du gouvernement d'entreprise, dans la limite des dispositions législatives et réglementaires qui lui sont applicables, notamment en raison de son appartenance au secteur public. Le Document de Base (pages 493 – 499) contient une description de la composition du Conseil d'administration, de son fonctionnement (attributions, réunions, règlement intérieur, évaluation du Conseil et indépendance des administrateurs, démarche éthique d'EDF), des comités du Conseil (audit, stratégie, éthique et rémunérations — non encore formé pour ce dernier), et reprend intégralement en Annexe A (pages 511 – 520) le Rapport du Président du Conseil d'administration sur le contrôle interne.

Par ailleurs, il est rappelé que, conformément à la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983, lorsque l'Etat détiendra moins de 90% du capital d'EDF, la composition du Conseil d'administration sera modifiée : il comprendra toujours 18 membres, dont six représentants des salariés, mais il ne comprendra plus de personnalités choisies en raison de leurs compétences particulières nommées par décret ; les douze autres membres seront désignés par l'assemblée générale des actionnaires, conformément aux dispositions du Code de commerce relatives aux sociétés anonymes, sous réserve, le cas échéant, des représentants de l'Etat qui seront nommés par décret.

6.1 Remplacement d'un administrateur

François Jacq a été nommé administrateur d'EDF par décret en date du 31 août 2005 en remplacement de Michèle Rousseau. Il remplace également Michèle Rousseau au sein du Comité de la stratégie d'EDF.

François Jacq (39 ans). Ancien élève de l'Ecole Polytechnique (1986), François Jacq est ingénieur en chef des Mines (1991). Docteur de l'Ecole des Mines de Paris (1996), il a commencé sa carrière comme chercheur (1993-1996). Il a été ensuite directeur du département Energie, Transports, Environnement et Ressources naturelles du ministère chargé de la recherche (1997-2000). Il est ensuite devenu directeur général de l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA). François Jacq a été nommé directeur de la Direction de la demande et des marchés énergétiques (DIDEME) le 3 août 2005.

Chapitre VII.

Objectifs financiers

7.1 Perspectives financières

Avec la croissance anticipée de son activité et la mise en œuvre du programme d'amélioration de la performance « Altitude » (voir paragraphe 5.10 du Chapitre V de la présente actualisation), EDF vise une progression régulière de sa performance et de sa flexibilité financière.

S'agissant de 2005, est attendu un résultat net part du Groupe d'au moins 2,6 milliards d'euros. Cette prévision repose sur une approche globale fondée sur une observation historique et non pas sur une prévision actualisée détaillée. Elle prend en compte les résultats consolidés du premier semestre 2005 et s'appuie sur les principales hypothèses suivantes :

- un profil de l'excédent brut d'exploitation (EBITDA) France (EDF S.A. et RTE) dans la moyenne des deux années précédentes, soit 60 % au premier semestre et 40 % au second, hors charges liées à l'ouverture du capital qui devraient être constatées pour la plus grande part au second semestre 2005 ; la France contribue pour environ les 2/3 à l'EBITDA du Groupe ;
- un EBITDA des autres filiales en France et à l'international globalement du même ordre de grandeur, en valeur, au second semestre 2005 qu'au second semestre 2004 ;
- au total, un EBITDA consolidé 2005 en légère croissance par rapport à 2004 pro forma (voir paragraphe 5.8.2 du Chapitre V du Document de Base) ;
- la permanence des méthodes comptables appliquées par le Groupe telles que présentées dans les comptes semestriels, sans prise en compte d'effet complémentaire des normes IAS 32/39 au second semestre.

Dans le contexte actuel des marchés, le Groupe attend pour la période 2005-2008 une croissance moyenne annuelle du résultat net consolidé (part du Groupe) à deux chiffres entre 2005 et 2008, hors événement non récurrent, incluant l'hypothèse d'évolution du tarif intégré décrite ci-dessous.

Cette évaluation prospective, partant de la projection 2005, est construite autour des principales hypothèses suivantes :

- en France (EDF S.A. et RTE), une croissance des volumes vendus de l'ordre de 1,5 % par an, essentiellement couverte par les capacités de production actuelles ;
- une évolution des tarifs intégrés en France proche de la hausse des prix à la consommation, sans être supérieure au taux de l'inflation les deux premières années ;
- dans les filiales en France et à l'International, une croissance annuelle moyenne de l'EBITDA au moins égale à l'inflation de la zone Euro ;
- la réalisation du programme Altitude produisant progressivement un impact net de l'ordre de 1 milliard d'euros sur l'EBITDA du Groupe à l'horizon 2007, calculé avant prise en compte des coûts de transformation et d'adaptation de l'entreprise dûs notamment à l'ouverture complète des marchés au 1^{er} juillet 2007 ;
- une croissance organique de l'EBITDA de 3 à 6 % par an en moyenne entre 2005 et 2008, dépendant notamment de l'hypothèse d'évolution des tarifs intégrés en France rappelée ci-dessus ;
- l'absence d'évolution majeure des charges d'amortissement et du résultat financier sur la période.

Ces évolutions de résultats, en croissance organique, tiennent compte des effets de l'intégration d'Edison en année pleine⁽¹⁾. Elles sont établies à principes comptables constants et sans prise en compte d'effet complémentaire des normes IAS 32/39 sur la période 2005-2008 (voir ci-dessus pour 2005).

Par ailleurs, le Groupe se fixe les objectifs suivants :

- un taux de distribution de dividendes de 50 % du résultat net, hors éléments non récurrents, dès le dividende à verser en 2006, au titre des résultats de 2005 ;
- le maintien d'un niveau de notation élevé adapté à son profil et son ambition, dans le cadre d'une gestion prudentielle de son bilan ;
- une stabilisation de la dette financière nette à l'horizon 2008 à un niveau ne dépassant pas celui atteint fin 2005 après augmentation de capital et acquisition du contrôle conjoint d'Edison ; dans ce cadre, le Groupe envisage un programme de cessions d'actifs avec un objectif d'impact sur la dette financière nette consolidée d'environ 5 milliards d'euros à fin 2007 (dont 1 milliard d'euros devant être réalisés à fin 2005).

Les perspectives financières ci-dessus sont fondées sur des données, hypothèses et estimations considérées comme raisonnables par EDF. Elles sont susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel, réglementaire et climatique. En outre, la matérialisation de certains risques décrits au chapitre 8.1 — « Litiges, arbitrages et facteurs de risques » du Chapitre IV du Document de Base aurait un impact sur les activités du Groupe et sa capacité à réaliser ses objectifs et prévisions. Par ailleurs, la réalisation des objectifs et prévisions suppose la mise en œuvre avec succès de la stratégie présentée au paragraphe 2 du

(1) Sur la base du périmètre au 31 décembre 2005, pro forma de l'acquisition de 50 % d'Edison sur 12 mois, hors investissements de développement et de croissance externe et à taux de change constant.

chapitre IV du Document de Base et au paragraphe I du Chapitre IV de la présente actualisation. EDF ne prend donc aucun engagement ni ne donne aucune garantie sur la réalisation des objectifs et prévisions figurant au présent chapitre « Perspectives financières » et ne s'engage pas à publier ou communiquer d'éventuels rectificatifs ou mises à jour de ces éléments.

7.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les informations prévisionnelles de résultat consolidé

En notre qualité de Commissaires aux comptes et en application du Règlement (CE) N° 809/2004, nous avons établi le présent rapport sur les prévisions de résultat net consolidé du Groupe EDF relatives à l'exercice 2005 et de croissance moyenne annuelle du résultat net consolidé (part du Groupe) entre 2005 et 2008, telles que présentées dans le chapitre VII Perspectives financières de l'actualisation de son Document de Base.

Ces prévisions et les hypothèses significatives qui les sous-tendent ont été établies sous votre responsabilité, en application des dispositions du règlement (CE) N° 809/2004 et des recommandations CESR relatives aux prévisions.

Il nous appartient, sur la base de nos travaux, d'attester que ces informations prévisionnelles ont été adéquatement établies conformément aux hypothèses indiquées et que la base comptable utilisée est conforme aux méthodes comptables appliquées par le Groupe.

Nous avons effectué nos travaux selon la doctrine professionnelle applicable en France. Ces travaux ont comporté une évaluation des procédures mises en place par la Direction pour l'établissement de ces prévisions ainsi que la mise en œuvre de diligences permettant de s'assurer de la conformité des méthodes comptables utilisées avec celles suivies pour l'établissement des informations historiques du Groupe EDF. Ils ont également consisté à collecter les informations et les explications que nous avons estimées nécessaires permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que ces prévisions sont adéquatement établies sur la base des hypothèses qui sont énoncées.

Nous rappelons que, s'agissant de prévisions présentant par nature un caractère incertain, les réalisations différeront des prévisions présentées parfois de manière significative et que nous n'exprimons aucune conclusion sur la possibilité de réalisation de ces prévisions.

A notre avis :

- les informations prévisionnelles ont été adéquatement établies conformément aux hypothèses indiquées ;
- la base comptable utilisée aux fins de ces prévisions, est conforme aux méthodes comptables appliquées par le Groupe EDF, telles que présentées en annexe aux comptes semestriels consolidés 2005, sans prise en compte d'effet complémentaire des normes IAS 32 et IAS 39 sur les prévisions considérées.

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 23 septembre 2005

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.

Deloitte & Associés

Jean-Luc Decornoy

Michel Piette

Amadou Raimi

Tristan Guerlain

CHAPITRE VIII.

ERRATA

Chapitre IV

- Page 41, deuxième paragraphe, 1^{ère} ligne : « 397 TWh » au lieu de « 414 TWh ».
- Page 44, dans le tableau, ligne EnBW, troisième colonne : « 14,4 GW » au lieu de « 15,2 GW » et page 134, dans le tableau, ligne EnBW, troisième colonne : « 14,4 GW » au lieu de « 15,2 GW ».
- Page 87, 1^{er} paragraphe, 8^{ème} ligne : « y compris parc THF et centrale Phenix », au lieu de « y compris parc THF ».
- Page 111, 1^{er} paragraphe, 1^{ère} ligne : « 6,8 % » au lieu de « 7,8 % ».
- Page 122, 9^{ème} paragraphe, 5^{ème} ligne : « 742 millions d'euros » au lieu de « environ 650 millions d'euros ».
- Page 135, la note (1) en dessous du 2^{ème} tableau doit se lire de la manière suivante : « les taux de change utilisés pour les éléments du bilan sont de 1 livre sterling pour 1,5373 euros en 2002, 1,4188 euros en 2003 et 1,4182 euros en 2004, et pour les éléments du compte de résultat 1 livre sterling pour 1,5878 euros en 2002, 1,44818 euros en 2003 et 1,47261 euros en 2004. » D'autre part, la note (2) doit se lire de la manière suivante « Chiffres 2003 et 2004 tels que publiés et contributifs » et ne s'applique qu'aux lignes « Chiffre d'affaires » et « Bénéfices avant impôts ».
- Page 156, 2^{ème} paragraphe, 2^{ème} ligne : « 73 % » au lieu de « 69 % ».
- Page 180, 2^{ème} ligne : « 2024 » au lieu de « 2004 ».
- Page 181, 7^{ème} paragraphe « Bert », 3^{ème} ligne : « 3,6 % » au lieu de « 36 % ».
- Page 184, 7^{ème} paragraphe, 1^{ère} ligne : « 31,39 % » au lieu de « 31,9 % ».
- Page 186, 1^{er} paragraphe, 20^{ème} ligne : « 20 % » au lieu de « 15 % ».
- Page 203, 9^{ème} paragraphe, 6^{ème} ligne : « 75,56 % » au lieu de « 74,56 % ».
- Page 207, 1^{er} paragraphe, 3^{ème} ligne : « 1 546 » au lieu de « 3 900 » et « 383 » au lieu de « 545 ».
- Page 207, le tableau doit se lire de la manière suivante :

	ACTIFS EN EXPLOITATION AU 31 DECEMBRE 2004 (MW)
France	56
Portugal	36
Grande-Bretagne	35
Etats-Unis	258
Espagne	10
Autres	53
Total	448

- Pages 207, le 9^{ème} paragraphe doit se lire de la manière suivante : « Fin 2004, les puissances installées dans le monde sont réparties de la manière suivante pour les plus significatives : Allemagne 16 629 MW, Espagne 8 263 MW, Etats-Unis 6 740 MW, Danemark 3 117 MW et l'Inde 3 000 MW. Le potentiel éolien français, encore très faiblement exploité (472 MW de puissance totale installée en service au 29 août 2005), commence à être valorisé grâce à un développement en accroissement constant. ».
- Page 207, 13^{ème} paragraphe, 4^{ème} ligne : « 413 » au lieu de « 545 ».
- Page 232, le 10^{ème} paragraphe doit se lire de la manière suivante : « Sur l'exercice 2004, EDF a versé un abondement total brut pour un montant total de 112,8 millions d'euros (dont un montant net de 27,9 millions d'euros au titre des versements volontaires et 77,4 millions d'euros au titre de l'intéressement, le solde étant représenté par les frais de gestion des plans d'épargne et la CSG/CRDS). »
- Page 235, 6^{ème} paragraphe, 12^{ème} ligne : « Les engagements hors bilan pris par la DIRIM concernant les loyers futurs tertiaires à des tiers couvrant la période 2005 à 2013 s'élèvent à 893 millions d'euros » au lieu de « Les engagements hors bilan pris par la DIRIM concernant les loyers futurs à des tiers couvrant la période 2004 à 2013 s'élèvent à 1 053 millions d'euros ».

- Page 262, le tableau sur l'exposition d'EDF Trading sur les marchés énergies au 31 décembre 2004 doit se lire de la manière suivante :

	VALEUR DE MARCHÉ (EN MILLIONS D'EUROS)	MOINS D'1 AN	VALEUR NOTIONNELLE ENTRE 1 ET 3 ANS	PLUS DE 3 ANS
Livraisons physiques et forwards				
Electricité (TWh)	73,95	360	91	130
Gaz (Millions de therms)	79,37	21 526	22 269	6 227
Pétrole (Barils)	0,00	0	0	0
Charbon (tonnes métriques)	45,61	38 156 293	15 215 000	0,00
CO ₂ (tonnes)	0,02	300 000	0	0
	198,96			
Swaps				
Electricité (TWh)	(5,06)	10	2	0
Gaz (Millions de therms)	(1,36)	70	20	0
Pétrole (Barils)	(8,00)	87 129 134	54 621 438	2 227 693
Charbon (tonnes métriques)	(43,53)	93 215 365	47 665 000	0,00
CO ₂ (tonnes)	0,00	0	0	0
	(57,95)			
Options				
Electricité (TWh)	9,48	4	7	0
Gaz (Millions de therms)	(14,36)	1 924	25	0
Pétrole (Barils)	28,66	4 880 983	1 316 308	0
Charbon (tonnes métriques)	0,86	145 427	0,00	0,00
CO ₂ (tonnes)	0,00	0	0	0
	24,64			
Contrats à terme futurs				
Electricité (TWh)	0	3	3	0
Gaz (Millions de therms)	0	67	21	0
Pétrole (Barils)	0	4 232 000	480 000	0
Charbon (tonnes métriques)	0	6 075 730	4 825 000	0
CO ₂ (tonnes)	0	0	0	0
	0			
Total				
Electricité (TWh)	78,37	378	103	130
Gaz (Millions de therms)	63,65	23 587	22 336	6 227
Pétrole (Barils)	20,66	96 242 117	56 417 746	2 227 693
Charbon (tonnes métriques)	2,94	137 592 815	67 705 000	0,00
CO ₂ (tonnes)	0,02	300 000	0	0
	165,64			

Chapitre V

- Page 298, 2^{ème} paragraphe, 6^{ème} ligne, « 346 millions d’euros » au lieu de « 200 millions d’euros ».
- Page 327, 2^{ème} paragraphe, 14^{ème} ligne, « 250 millions d’euros » au lieu de « 200 millions d’euros ».
- Page 329, 1^{er} tableau, titres de colonnes : « PASSIF HORS BILAN » au lieu de « (PASSIF) » et « POSITION NETTE APRES GESTION » au lieu de « GESTION (ACTIF) ». La dernière ligne de ce tableau doit se lire de la manière suivante :

BRL (Brésil)	(2 039)	0	(2 039)	0	(2 039)
--------------	---------	---	---------	---	---------

- Page 329, la dernière ligne du 2^{ème} tableau doit se lire de la manière suivante :

BRL (Brésil)	(567)	(57)	(624)
--------------	-------	------	-------

- Page 329, 3^{ème} tableau, dernière ligne : « 77 » au lieu de « 87 ».

