



**COMPTES CONSOLIDÉS
DU SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2005**

(non audités)

Sommaire

	Page
COMPTES DE RESULTAT CONSOLIDES	5
BILANS CONSOLIDES	6
TABLEAUX DE FLUX DE TRESORERIE CONSOLIDES	7
VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDES ET DES INTERETS MINORITAIRES	8
ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDES	9
NOTE 1 : PRINCIPES ET METHODES COMPTABLES	9
1.1 REFERENTIEL COMPTABLE DU GROUPE.....	9
1.2 ESTIMATIONS DE LA DIRECTION.....	10
1.3 SAISONNALITE DE L'ACTIVITE.....	10
1.4 NOUVELLE PRESENTATION COMPTABLE DES PASSIFS SPECIFIQUES DES CONCESSIONS.....	10
1.5 ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS.....	11
1.5.1 Classement des actifs et passifs financiers et modalités d'évaluation.....	12
1.5.2 Dépréciation des actifs financiers.....	15
1.5.3 Décomptabilisation des actifs et passifs financiers.....	15
1.5.4 Opérations de titrisation.....	16
1.6 QUOTAS D'EMISSION DE GAZ A EFFET DE SERRE.....	16
1.7 IMPOTS SUR LES RESULTATS.....	16
NOTE 2 : TRANSITION AUX NORMES IAS 32 ET 39 RELATIVES AUX INSTRUMENTS FINANCIERS	16
2.1 RECLASSEMENTS.....	16
2.1.1 Actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat.....	16
2.1.2 Actifs détenus jusqu'à l'échéance.....	17
2.1.3 Actifs financiers disponibles à la vente.....	17
2.1.4 Justes valeurs positive et négative des instruments financiers dérivés de couverture.....	17
2.1.5 Prêts et créances financières.....	17
2.1.6 Trésorerie et équivalents de trésorerie.....	17
2.1.7 Emprunts et dettes financières.....	17
2. EFFETS DES CHANGEMENTS DE METHODE D'EVALUATION.....	17
2.3 IMPACTS AU 1 ^{ER} JANVIER 2005.....	18
2.3.1 Rapprochement entre le bilan IFRS au 31 décembre 2004 et le bilan d'ouverture au 1 ^{er} janvier 2005.....	18
2.3.2 Actifs financiers courants et non courants.....	19
2.3.3 Passifs financiers.....	20
2.3.4 Trésorerie et équivalents de trésorerie.....	20
2.3.5 Capitaux propres.....	20
NOTE 3 : COMPARABILITE DES EXERCICES	21
3.1 INFORMATIONS FINANCIERES AU 30 JUIN 2004.....	21
3.1.1 Effets sur le compte de résultat.....	22
3.1.2 Effets sur la variation des capitaux propres.....	22
3.1.3 Effets sur le tableau des flux de trésorerie.....	23
3.2 INFORMATIONS FINANCIERES PRO FORMA AU 30 JUIN 2004 INTEGRANT LES EFFETS DE LA LOI DU 9 AOUT SUR LES RETRAITES ET LES CONCESSIONS (VOIR EGALEMENT NOTE 4 ET COMPTES CONSOLIDES AU 31 DECEMBRE 2004 ETABLIS AU TITRE DE LA TRANSITION IAS/ IFRS).....	23
3.2.1 Méthodologie d'établissement des informations financières pro forma.....	23
3.2.2 Informations financières pro forma intégrant, par anticipation, les effets de la loi du 9 août 2004 sur les retraites et les concessions.....	24
3.3 EFFETS SUR LE COMPTE DE RESULTAT.....	25
NOTE 4 : EVENEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DU PREMIER SEMESTRE 200	26
4.1 MISE EN ŒUVRE DE LA LOI DU 9 AOUT 2004 RELATIVE AU SERVICE PUBLIC DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ ET AUX ENTREPRISES ELECTRIQUES ET GAZIERES.....	26
4.1.1 Filialisation du gestionnaire du réseau de transport d'électricité.....	26
4.1.2 Réforme du financement du régime spécial de retraites des Industries Electriques et Gazières.....	26
4.1.3 Dispositions intéressant les réseaux de distribution et de transport d'électricité.....	27
4.2 EDISON.....	28

EDF- Comptes consolidés du semestre clos le 30 juin 2005

4.2.1 Contrats d'option de vente et d'achat conclus par EDF	28
4.2.2 Procédures d'arbitrage relatives aux contrats d'option	29
4.2.3 Prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et AEM Milan	29
4.3 LIGHT	32
4.4 EDENOR	33
4.5 COUVERTURE MALADIE AU SEIN DES INDUSTRIES ELECTRIQUES ET GAZIERES (IEG)	33
NOTE 5 : EVOLUTIONS DU PERIMETRE DE CONSOLIDATION	33
5.1 EVOLUTION DE PERIMETRE DE CONSOLIDATION AU COURS DU PREMIER SEMESTRE 2005	33
5.2 EVOLUTION DE PERIMETRE AU COURS DU PREMIER SEMESTRE 2004	34
NOTE 6 : INFORMATIONS SECTORIELLES	34
6.1 INFORMATIONS PAR ZONES GEOGRAPHIQUES	34
6.1.1 Au 30 juin 2005	35
6.1.2 Au 30 juin 2004 pro forma	35
6.1.3 Au 30 juin 2004	35
6.2 AUTRES INFORMATIONS PAR ZONES GEOGRAPHIQUES	36
NOTE 7 : CHIFFRE D'AFFAIRES	36
NOTE 8 : ACHATS DE COMBUSTIBLES ET D'ENERGIE	36
NOTE 9 : AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES	37
NOTE 10 : EFFECTIFS MOYENS	37
NOTE 11 : CHARGES DE PERSONNEL	37
NOTE 12 : AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS	38
NOTE 13 : COUT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	38
NOTE 14 : AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	38
NOTE 15 : IMPOTS SUR LES RESULTATS	39
15.1 CHARGE D'IMPOTS SUR LES RESULTATS	39
15.1.1 Contrôle fiscal d'EDF SA et de certaines de ses filiales françaises.	39
15.1.2 Edison	39
15.2 VARIATIONS BILANTIELLES	39
15.3 IMPOTS SUR LE RESULTAT PAYES	39
NOTE 16 : ECARTS D'ACQUISITION	40
NOTE 17 : IMMOBILISATIONS CORPORELLES	40
17.1 VARIATION DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS)	41
17.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE CONCEDE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS)	42
NOTE 18 : ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	43
18.1 REPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	43
18.2 VARIATION DES ACTIFS FINANCIERS	43
18.3 DETAIL DES ACTIFS FINANCIERS	43
18.3.1 Actifs financiers avec variation de juste valeur en résultat	43
18.3.2 Actifs financiers disponibles à la vente	44
18.4 JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS HORS DERIVES	45
NOTE 19 : TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE	46
NOTE 20 : PROVISIONS	46
20.1 REPARTITION COURANT / NON COURANT DES PROVISIONS	46
20.2 PROVISIONS POUR FIN DE CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLEAIRE	46
20.2.1 Provisions pour retraitement du combustible nucléaire	46
20.2.2 Provision pour évacuation et stockage des déchets radioactifs	48
20.2.3 Provisions pour fin de cycle des combustibles nucléaires des filiales	49
20.3 PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	49
20.3.1 Provisions pour déconstruction des centrales	49
20.3.2 Provision pour dépréciation des derniers cœurs	50
20.4 PROVISIONS ET ENGAGEMENTS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	52
20.4.1 Variation des provisions	52
20.4.2 Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi	52
20.4.3 Provisions et engagements pour avantages à long terme du personnel en activité	52
20.5 AUTRES PROVISIONS	53
20.5.1 Provisions pour risques liés aux participations	53

EDF- Comptes consolidés du semestre clos le 30 juin 2005

20.5.2 Provisions pour risques fiscaux.....	53
20.5.3 Autres provisions	53
20.5.4 Passifs éventuels	54
NOTE 21 : PASSIFS SPECIFIQUES DES CONCESSIONS.....	54
NOTE 22 : PASSIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	55
22.1 REPARTITION COURANT / NON COURANT	55
22.2 EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES	55
22.2.1 Variations des emprunts et dettes financières	55
22.2.2 Echancier des emprunts et dettes financières	55
22.2.3 Ventilation des emprunts par devise	56
22.2.4 Ventilation des emprunts par taux avant et après swaps	56
22.2.5 Juste valeur des emprunts et dettes financières au 30 juin 2005.....	56
22.3 ENDETTEMENT FINANCIER NET.....	56
22.4 EVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	57
NOTE 23 : INSTRUMENTS FINANCIERS DERIVES.....	58
23.1 DERIVES DE TAUX AU 30 JUIN 2005.....	58
23.2 DERIVES DE CHANGE AU 30 JUIN 2005.....	58
23.3 JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS DERIVES	59
NOTE 24 : QUOTAS D'EMISSION DE GAZ A EFFET DE SERRE	59
NOTE 25 : ENGAGEMENTS DU GROUPE	60
25.1 ENGAGEMENTS DONNES	60
25.1.1 Engagements liés à l'exploitation.....	60
25.1.2 Engagements liés au financement	61
25.1.3 Engagements liés aux investissements	62
25.2 ENGAGEMENTS REÇUS.....	63
25.2.1 Engagements liés à l'exploitation	63
25.2.2 Engagements liés au financement	63
25.2.3 Engagements liés aux investissements	63
25.3 ENGAGEMENTS RELATIFS AUX MATIERES PREMIERES ET AUX FOURNITURES D'ENERGIE.....	64
NOTE 26 : EVENEMENTS POSTERIEURS A LA CLOTURE.....	64
26.1 EDISON	64
26.2 DALKIA	65
26.3 FILIALISATION DE RTE	65
26.4 REDUCTION DE CAPITAL.....	65

Comptes de résultat consolidés

	Notes	1er semestre 2005	1er semestre 2004	1er semestre 2004
(en millions d'euros)				
		Pro forma		
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 1er 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

ACTIF	Notes	30.06.2005	01.01.2005	31.12.2004
(en millions d'euros)				
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				
(en millions d'euros)				
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 1er 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	1er semestre 2005	1er 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 1er janvier 2005 sans retraitement sur l'exercice 2004.

Variations des capitaux propres consolidés et des intérêts minoritaires

	Capital	Réserves consolidées et résultat	Différences de conversion	Ecarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers	Capitaux propres part du Groupe	Intérêts minoritaires	Total capitaux propres
(en millions d'euros)							
Capitaux propres au 1er 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 1er 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 :

	Capital	Réserves consolidées et résultat	Différences de conversion	Capitaux propres part du Groupe	Intérêts minoritaires	Total capitaux propres
(en millions d'euros)						
Capitaux propres au 1er 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 du financement 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

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 1er 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 1er 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 1er 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 1er 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 1er 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 1er 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 modalités d'évaluation

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 équilibre 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 Dépréciation des actifs financiers

A chaque date d'arrêt 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 inscrit 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 Décomptabilisation 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 Opérations 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 1er 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 à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat*

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 détenus jusqu'à l'échéance*

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 *Prêts 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 20052.3.1 *Rapprochement entre le bilan IFRS au 31 décembre 2004 et le bilan d'ouverture au 1^{er} janvier 2005*

ACTIF	Notes	31.12.2004	Reclassement		01.01.2005
			IAS 32/39	IAS 32/39	
(en millions d'euros)					
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

PASSIF	Notes	31.12.2004	Reclassement		01.01.2005
			IAS 32/39	IAS 32/39	
(en millions d'euros)					
Capital		8 129			8 129
Réserves et Résultat 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 Trésorerie et équivalents de trésorerie

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 1er 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 1er 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 résultat

	Normes Françaises premier semestre 2004 publiés	Reclassement	Normes Françaises au format IFRS	Ecart d'acquisition	Immobilisation des dépenses de sécurité	Tickets de raccordement	Retraites et autres avantages LT	Autres ajustements	Total ajustements IFRS	Normes IFRS premier semestre 2004
(en millions d'euros)										
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

	01.01.2004	Résultat du premier semestre	Autres	Capitaux propres part du Groupe au 30 juin 2004	Intérêts minoritaires	Total capitaux propres au 30 juin 2004
(en millions d'euros)						
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)	1er semestre 2004 Normes françaises au format IFRS	Ecart d'acquisition	Dépenses de sécurité	Tickets de raccordement	Retraites et avantages du personnel	Autres	1er 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 Méthodologie d'établissement des informations financières 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 1er 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 financières pro forma intégrant, par anticipation, les effets de la loi du 9 août 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 1er 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 (soutles) 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 1er 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 1er 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 1er 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 réforme 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 évènements intervenus sur le premier semestre relatif à l'application de cette loi sont présentés ci-après.

4.1.1 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 (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 Réforme du financement du régime spécial de retraites des Industries Electriques et Gazières.

Les principales mesures de la réforme du financement du régime spécial de retraites des Industries Electriques et Gazières sont entrées en vigueur au 1er 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 1er janvier 2005.

- Financement des droits spécifiques non régulés : les droits spécifiques non régulés sont provisionnés dans leur intégralité.

4.1.3 Dispositions intéressant les réseaux de distribution et de transport d'électricité

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 1er 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 1er juillet 2001, soit, pour les actions, 741 millions d'euros (3,50 euros par action), plus 7 % d'intérêt annuel entre le 1er 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 Procédures 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 contrôle 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 oeuvre 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 oeuvre 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 1er 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)	1er semestre 2005 (*)	1er 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 1er janvier 2005. Par ailleurs, EnBW a consolidé pour la première fois en intégration proportionnelle les sociétés Prazska Energetika holding A.S. et Prazska Teplarenska 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 1er 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
Ecart 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 créditeurs (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
1er semestre 2005	14 721	8 674	1 575	232	25 202
1er semestre 2004 pro forma	14 428	7 896	1 157	152	23 633
1er 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)	1er semestre 2005	1er semestre 2004 Pro Forma	1er 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)	1er semestre 2005	1er 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)	1er semestre	1er semestre
	2005	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

	1er semestre			1er semestre		
	2005			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)	1er semestre	1er semestre	1er semestre
	2005	2004	2004
		pro forma	
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)	1er semestre 2005	1er semestre 2004 Pro forma	1er 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)	1er 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)	1er 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 *Contrôle fiscal d'EDF SA et de certaines de ses filiales françaises.*

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

	Impôt différé actif	Provision pour dépréciation des impôts différés actifs	Impôt différé actif Net	Impôt différé passif	Impôt différé net
(en millions d'euros)					
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 1er 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
Ecarts 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)
Ecarts 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)

	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
(en millions d'euros)						
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)

	Terrains et Constructions	Installations Production thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
(en millions d'euros)					
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 résultat**

(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 à la vente

(en millions d'euros)	30.06.2005			01.01. 2005		
	Titres de		Total	Titres de		Total
	Actions	dettes		Actions	dettes	
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	Juste valeur
	30.06.2005	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
Equivalents 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	Augmentations	Diminutions		Autres Variations	30.06.2005
			Provisions utilisées	Provisions Excédentaires ou devenues sans objet		
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 nucléaire

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'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 UPI 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 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) 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'Evaluation (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'Energie 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 :

	31.12.2004	Augmentations	Diminutions		Autres Variations	30.06.2005
			Provisions utilisées	Provisions Excédentaires ou devenues sans objet		
(en millions d'euros)						
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 déconstruction 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 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 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 personnel20.4.1 *Variation des provisions*

La variation des provisions pour avantages du personnel se répartit comme suit :

	31.12.2004	Augmentations		Diminutions		Autres Variations	30.06.2005
		Provisions utilisées	Provisions Excédentaires ou devenues sans objet	Provisions utilisées	Provisions Excédentaires ou devenues sans objet		
(en millions d'euros)							
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 postérieurs à l'emploi*

	France	Royaume Uni	Allemagne	Reste de l'Europe	Reste du monde	TOTAL
(en millions d'euros)						
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 à long terme du personnel en activité*

	France	Royaume Uni	Allemagne	Reste de l'Europe	Reste du monde	TOTAL
(en millions d'euros)						
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 :

	31.12.2004	Retraitements IAS 32 / 39	01.01.2005	Augmentations	Diminutions		Autres Variations	30.06.2005
					Provisions utilisées	Provisions Excédentaires ou devenues sans objet		
(en millions d'euros)								
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 liés 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 éventuels

Rejets de la centrale de Saint Chamas 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 financières**

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
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 Echancier des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
A moins d'un an	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 après 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 après swaps

(en millions d'euros)	30.06.2005		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après 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 financières 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 dérivés23.1 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

	30.06.2005		
	Juste valeur positive	Juste valeur négative	Montant net
(en millions d'euros)			
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	Échéances		
		< 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 liés à 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 liés 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 nantisements 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 liés 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 1er 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 1er 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 1er au 31 décembre 2007 au plus tôt. EDEV bénéficierait alors d'une promesse de vente sur ces mêmes titres, exerçable à partir du 1er 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 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 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 liés à 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 liés 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 liés 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 1er 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.



KPMG Audit

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



Deloitte & Associés

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

Electricité de France S.A.

Rapport des Commissaires aux comptes

Comptes semestriels consolidés
relatifs à la période du 1^{er} janvier au 30 juin 2005



KPMG Audit

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



Deloitte & Associés

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

Electricité de France S.A.

Siège social : 22 – 30, avenue de Wagram – 75008 Paris
Capital social : € 8 129 000 000

Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes semestriels consolidés

Période du 1^{er} janvier au 30 juin 2005

Aux actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux comptes d'Électricité de France S.A., nous avons effectué un examen limité des comptes semestriels consolidés du groupe Électricité 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