

Groupe EDF – Rapport annuel 2003
Etats financiers

Quand votre monde s'éclaire



Etats financiers 2003

Comptes consolidés au 31 décembre 2003	3
Rapport des Commissaires aux comptes	56
Comptes individuels d'Electricité de France résumés au 31 décembre 2003	59



Comptes consolidés

au 31 décembre 2003

Comptes de résultat consolidés	8
Bilans consolidés	9
Tableaux de flux de trésorerie consolidés	10
Variations des capitaux propres consolidés et des intérêts minoritaires	11
Annexes	12
I. Principes et méthodes comptables	12
1.1 Référentiel comptable du Groupe	12
1.2 Effet des changements de méthodes comptables intervenus au cours de l'exercice 2003 sur les capitaux propres et le résultat.....	12
1.3 Changements comptables	13
1.3.1 Changements de méthode de l'exercice 2003.....	13
1.3.2 Changements de méthode de l'exercice 2002.....	13
1.3.3 Changement d'estimation	14
1.3.4 Changements de présentation.....	14
1.4 Estimations de la Direction	15
1.5 Méthodes de consolidation	15
1.6 Conversion des comptes des sociétés étrangères.....	16
1.7 Chiffre d'affaires	16
1.8 Fiscalité différée	16
1.9 Ecarts d'acquisition	16
1.10 Immobilisations incorporelles	16
1.11 Immobilisations corporelles.....	17
1.11.1 Domaine propre	17
1.11.2 Domaine concédé	17
1.11.3 Location-financement	17
1.11.4 Location simple.....	18
1.11.5 Durées d'amortissement	18
1.12 Dépréciation des actifs à long terme.....	18
1.13 Immobilisations financières	18
1.14 Stocks et en-cours.....	18
1.14.1 Combustibles nucléaires	18
1.14.2 Matières consommables et matériels d'exploitation	19
1.15 Créances d'exploitation	19
1.16 Actifs financiers à court terme	19
1.17 Trésorerie et équivalents de trésorerie	19
1.18 Subventions d'investissement	19
1.19 Frais d'émission, primes d'émission et de remboursement des emprunts obligataires.....	19
1.20 Conversion des opérations en devises	19
1.21 Comptes spécifiques des concessions.....	19

1.22 Provisions pour risques et charges	19
1.23 Provisions et engagements en faveur du personnel	20
1.24 Instruments financiers.....	20
1.24.1 Instruments dérivés court terme	20
1.24.2 Instruments de long terme.....	21
1.24.3 Activité de négoce de l'énergie	21
1.25 Assurances.....	21
2. Evénements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice	21
3. Evolutions de périmètre.....	22
3.1 Evolutions de périmètre de l'exercice 2003	22
3.1.1 Acquisitions et entrées de périmètre	22
3.1.2 Cessions	22
3.2 Evolutions de périmètre de l'exercice 2002	22
3.2.1 Acquisitions et entrées de périmètre	22
3.2.2 Cessions	22
3.2.3 Autres évolutions	22
4. Secteurs géographiques et d'activité.....	22
4.1 Informations sectorielles par zone géographique.....	22
4.2 Autres informations par zone géographique.....	24
4.3 Informations par secteur d'activité	24
5. Chiffre d'affaires	25
6. Consommations externes	25
7. Effectifs moyens.....	25
8. Impôts et taxes	26
9. Autres produits et charges d'exploitation	26
10. Dotations nettes aux provisions	26
11. Frais financiers nets.....	27
12. Résultat de change.....	27
13. Autres produits et charges financiers.....	27
14. Impôts sur le résultat	28
14.1 Ventilation de la charge d'impôt.....	28
14.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective	28
14.2.1 Rapprochement du taux d'impôt théorique et du taux d'impôt effectif	28
14.2.2 Variation de l'impôt différé.....	28
14.3 Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature	29
14.4 Impôt constaté en capitaux propres	29
15. Ecart d'acquisition	29
16. Immobilisations incorporelles	30

17. Immobilisations corporelles	31
17.1 Variation des immobilisations corporelles du domaine propre	32
17.2 Variation des immobilisations corporelles du domaine concédé	33
18. Immobilisations financières	34
18.1 Variation des immobilisations financières	34
18.2 Titres de participation	34
18.3 Valeur estimative du portefeuille de TIAP	35
18.4 Autres immobilisations financières	35
19. Titres mis en équivalence	36
20. Stocks et en-cours	36
21. Clients et comptes rattachés	36
22. Autres débiteurs	37
23. Actifs financiers à court terme	37
24. Trésorerie et équivalents de trésorerie	37
25. Comptes spécifiques des concessions	38
26. Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	38
26.1 Provisions pour retraitement du combustible nucléaire	38
26.1.1 Provisions pour retraitement des combustibles irradiés de EDF maison mère	38
26.1.2 Provisions pour fin de cycle des combustibles nucléaires des filiales	39
26.2 Provision pour évacuation et stockage des déchets radioactifs	39
27. Provisions pour déconstruction et dernier cœur	39
27.1 Provisions pour déconstruction des centrales	40
27.1.1 Centrales nucléaires de EDF maison mère	40
27.1.2 Centrales thermiques à flamme de EDF maison mère	40
27.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales des filiales	40
27.2 Provision dernier cœur	40
28. Provisions pour avantages du personnel	41
28.1 Les spécificités du régime spécial des entreprises des Industries Electriques et Gazières (IEG)	41
28.2 Les obligations financières actuelles de EDF maison mère	41
28.3 Les évolutions prévisibles du régime de retraite IEG	41
28.4 Autres avantages du personnel de EDF maison mère	42
28.5 Provisions pour retraites et engagements assimilés au 31 décembre 2003	42
28.6 Variation des provisions	42
29. Provisions pour renouvellement des immobilisations en concessions	43

30. Autres provisions pour risques et charges	43
30.1 Provisions pour risques liés aux participations	43
30.2 Autres provisions pour risques.....	43
30.3 Autres provisions pour charges	44
31. Emprunts et dettes financières	44
31.1 Variation des emprunts et dettes financières	44
31.2 Echancier des emprunts et dettes financières.....	45
31.3 Ventilation des emprunts par devise au 31 décembre 2003	45
31.4 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt, avant et après swaps	45
31.5 Taux d'intérêt	46
31.6 Endettement financier net	46
32. Autres créditeurs	46
33. Instruments financiers	47
34. Engagements hors bilan	48
34.1 Engagements hors bilan donnés	48
34.1.1 Garanties de bonne exécution/bonne fin/soumission	48
34.1.2 Engagements sur contrats commerciaux	48
34.1.3 Engagements sur commandes d'exploitation et d'immobilisations.....	48
34.1.4 Autres engagements liés à l'exploitation.....	48
34.1.5 Garanties sur emprunts	48
34.1.6 Autres engagements liés au financement	49
34.1.7 Engagements d'acquisition et cessions de titres	49
34.1.8 Autres engagements liés aux investissements	50
34.2 Engagements hors bilan reçus.....	50
34.2.1 Engagements liés à l'exploitation.....	50
34.2.2 Engagements liés au financement	50
34.2.3 Engagements liés aux investissements	50
35. Entités ad hoc	51
35.1 Titrisation de créances d'exploitation	51
35.2 Titrisation de créances immobilisées	51
36. Evénements postérieurs à la clôture	52
37. Périmètre de consolidation	52
Rapport des Commissaires aux comptes	56

Comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	Notes en annexe	31.12.2003	31.12.2002 pro forma	31.12.2002
Chiffre d'affaires	5	44 919	41 817	48 359
Consommations externes	6	(22 554)	(19 582)	(25 588)
Charges de personnel	7	(9 509)	(9 218)	(9 187)
Impôts et taxes	8	(2 703)	(3 716)	(3 716)
Autres produits et charges d'exploitation	9	873	1 284	1 157
Excédent brut d'exploitation (EBITDA)		11 026	10 585	11 025
Dotations nettes aux amortissements		(4 449)	(5 399)	(5 403)
Dotations nettes aux provisions	10	256	(39)	(118)
Résultat d'exploitation (EBIT)		6 833	5 147	5 504
Frais financiers nets	11	(1 431)	(1 651)	(1 550)
Résultat de change	12	24	(90)	(96)
Autres produits et charges financiers	13	(2 106)	(1 726)	(1 769)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		3 320	1 680	2 089
Impôts sur les résultats	14	(1 567)	(825)	(986)
Dotations nettes aux amortissements et provisions des écarts d'acquisition		(844)	(714)	(713)
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	19	26	25	25
Résultat net du Groupe		935	166	415
Intérêts minoritaires		(78)	65	66
Résultat net d'EDF		857	231	481

Le format des états financiers 2002 a été modifié au 1^{er} janvier 2003. La présentation des comptes publiés en 2002 a été modifiée en conséquence.
Le pro forma 2002 intègre en outre l'application des nouvelles règles et méthodes comptables de 2003.

Bilans consolidés

Actif

(en millions d'euros)	Notes en annexe	31.12.2003	31.12.2002 pro forma	31.12.2002
Ecarts d'acquisition	15	5 659	6 748	6 749
Immobilisations incorporelles	16	859	1 022	1 022
Immobilisations corporelles	17	99 012	102 184	95 422
Immobilisations financières	18	7 315	7 436	8 569
Titres mis en équivalence	19	2 146	2 300	2 305
Total actif immobilisé		114 991	119 690	114 067
Impôts différés	14	216	380	353
Stocks et en-cours	20	6 924	7 661	8 102
Clients et comptes rattachés	21	14 394	12 368	12 368
Autres débiteurs	22	4 780	6 105	6 107
Actifs financiers à court terme	23	3 072	2 443	1 540
Trésorerie et équivalents de trésorerie	24	2 523	2 238	2 238
Total actif circulant		31 909	31 195	30 708
TOTAL DE L'ACTIF		146 900	150 885	144 775

Passif

(en millions d'euros)	Notes en annexe	31.12.2003	31.12.2002 pro forma	31.12.2002
Capital		8 129	8 129	8 129
Réserves et résultat consolidés		10 795	11 157	5 754
Capitaux propres (part d'EDF)		18 924	19 286	13 883
Intérêts minoritaires		915	943	986
Comptes spécifiques des concessions	25	19 743	20 822	20 822
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	26	14 658	14 182	14 182
Provisions pour déconstruction et dernier cœur	27	12 101	14 537	14 537
Provisions pour avantages du personnel	28	2 185	2 150	2 150
Provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	29	13 939	12 451	12 451
Autres provisions pour risques et charges	30	3 512	3 867	6 670
Impôts différés	14	5 853	6 199	4 129
Emprunts et dettes financières diverses	31	29 604	31 544	29 542
Fournisseurs et comptes rattachés		8 164	6 353	6 353
Autres créditeurs	32	17 302	18 551	19 070
TOTAL DU PASSIF		146 900	150 885	144 775

Le format des états financiers 2002 a été modifié au 1^{er} janvier 2003. La présentation des comptes publiés en 2002 a été modifiée en conséquence.

Le pro forma 2002 intègre en outre l'application des nouvelles règles et méthodes comptables de 2003.

Tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	Notes en annexe	2003	2002 pro forma	2002
Opérations d'exploitation				
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		3 320	1 680	2 089
Annulation des amortissements et provisions		6 379	7 496	7 574
Annulation des produits et charges financiers		1 530	1 692	1 592
Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence		79	73	73
Elimination des plus ou moins-values de cession		(311)	(194)	(194)
Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie		26	–	–
Bénéfice opérationnel avant variation du besoin en fonds de roulement		11 023	10 747	11 134
Variation du besoin en fonds de roulement		17	1 715	1 175
Bénéfice opérationnel		11 040	12 462	12 309
Frais financiers nets décaissés		(1 007)	(1 315)	(1 213)
Impôts sur le résultat payés		(3 337)	(1 849)	(1 849)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles		6 696	9 298	9 247
Opérations d'investissement				
Variations de périmètre	3.2.1	44	(4 068)	(4 068)
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles		(4 963)	(5 960)	(5 914)
Acquisitions d'immobilisations financières		(1 413)	(1 464)	(1 464)
Cessions d'immobilisations		1 778	1 422	1 422
Variations d'actifs financiers		(601)	95	95
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement		(5 155)	(9 975)	(9 929)
Opérations de financement				
Emissions d'emprunts		8 236	5 742	5 742
Remboursements d'emprunts		(9 287)	(3 899)	(3 894)
Dividendes versés par la société mère		(208)	(315)	(315)
Dividendes versés aux minoritaires		(63)	(63)	(63)
Augmentation de capital en numéraire		33	81	81
Augmentation des comptes spécifiques des concessions		157	52	52
Subventions d'investissement		33	67	67
Autres variations		(5)	–	–
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement		(1 104)	1 665	1 670
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		437	988	988
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture		2 238	1 804	1 804
Incidence des variations de change		(176)	(185)	(185)
Incidence des autres reclassements		24	(369)	(369)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture		2 523	2 238	2 238

Le format des états financiers 2002 a été modifié au 1^{er} janvier 2003. La présentation des comptes publiés en 2002 a été modifiée en conséquence.

Le pro forma 2002 intègre en outre l'application des nouvelles règles et méthodes comptables de 2003.

Variations des capitaux propres consolidés et des intérêts minoritaires

	Notes	Capital	Réserves consolidées	Résultat	Différences de conversion	Total capitaux propres	Intérêts minoritaires
(en millions d'euros)							
Situation au 31 décembre 2001		8 129	5 159	841	(418)	13 711	1 502
Changement de méthodes comptables			1 235			1 235	
Situation au 31 décembre 2001 (pro forma)		8 129	6 394	841	(418)	14 946	1 502
Affectation du résultat			841	(841)		–	–
Résultat				481		481	(66)
Dividendes versés			(315)			(315)	(62)
Différences de conversion					(1 156)	(1 156)	(146)
Autres variations			(73)			(73)	(242)
Situation au 31 décembre 2002		8 129	6 847	481	(1 574)	13 883	986
Changement de méthodes comptables	1.2		5 737	(250)	(84)	5 403	(43)
Situation au 31 décembre 2002 (pro forma)		8 129	12 584	231	(1 658)	19 286	943
Affectation du résultat			231	(231)		–	–
Résultat				857		857	78
Dividendes versés			(208)			(208)	(61)
Différences de conversion					(207)	(207)	(75)
Autres variations			(804) ⁽¹⁾			(804)	30
Situation au 31 décembre 2003		8 129	11 803	857	(1 865)⁽²⁾	18 924	915

(1) La variation du poste "Autres variations" provient essentiellement de l'incidence de la décision de la Commission européenne pour (890) millions d'euros, ainsi que de l'effet du changement d'évaluation sur les provisions pour contrats onéreux pour 72 millions d'euros.

(2) Les différences de conversion concernent principalement l'Amérique du Sud à hauteur de (1 765) millions d'euros.

Le format des états financiers 2002 a été modifié au 1^{er} janvier 2003. La présentation des comptes publiés en 2002 a été modifiée en conséquence.

Le pro forma 2002 intègre en outre l'application des nouvelles règles et méthodes comptables de 2003.

Annexes

> I Principes et méthodes comptables

> I.1 Référentiel comptable du Groupe

Le groupe EDF établit ses comptes consolidés en conformité avec la réglementation comptable française en vigueur, suivant les règles et méthodes comptables décrites ci-après (paragraphes I.3 à I.25).

Le Groupe s'inscrit dans la perspective de l'application obligatoire en 2005 des normes comptables internationales de l'IASB par les sociétés européennes faisant appel public à l'épargne.

Dans ce contexte, le Groupe a procédé sur les exercices 2002 et 2003 à plusieurs changements comptables tels que décrits dans la note I.3. Après prise en compte de ces changements comptables, le Groupe applique l'ensemble des méthodes préférentielles prévues par la réglementation comptable française applicable aux comptes consolidés à l'exception de la comptabilisation des avantages du personnel (voir paragraphe I.23).

En effet, compte tenu de la réforme en cours concernant le financement du régime des pensions des industries électriques et gazières, l'engagement calculé avant réforme ne traduit pas les charges futures de financement qui seront supportées par EDF "maison mère" du fait de la réforme. Ces engagements seront donc provisionnés dès que la quote-part restant à la charge de l'entreprise sera connue.

A ce jour, les principales différences avec les normes comptables internationales en vigueur au 31 décembre 2003 concernent le traitement comptable des avantages du personnel (IAS 19) et des instruments financiers (IAS 32 et 39). En l'absence de normes comptables internationales spécifiques, EDF a maintenu le traitement des concessions appliqué jusqu'alors. L'application de ces normes ou leurs évolutions seraient susceptibles d'avoir des impacts significatifs sur les comptes.

Des comptes pro forma comparatifs au titre de l'exercice 2002 ont été établis selon les méthodes comptables appliquées en 2003, dans les conditions précisées en note I.3.

> I.2 Effet des changements de méthodes comptables intervenus au cours de l'exercice 2003 sur les capitaux propres et le résultat

Les tableaux ci-dessous présentent l'effet sur les capitaux propres et sur le résultat consolidés 2002 des changements de méthodes comptables intervenus au cours de l'exercice 2003 :

> Effet sur les capitaux propres

(en millions d'euros)

Capitaux propres au 31.12.2002 (publié)	Brut	Impôt	Net
			13 883
Effet du passage du mode d'amortissement dégressif au mode d'amortissement linéaire	8 848	(3 135)	5 713
Révisions décennales et gros composants amortis sur leur durée de vie propre	1 425	(505)	920
Reprise de la provision pour maintien du potentiel hydraulique	1 503	(511)	992
Total application CRC 2002-10	11 776	(4 151)	7 625
Annulation des intérêts intercalaires capitalisés et autres ajustements	(3 357)	1 135	(2 222)
Total	8 419	(3 016)	5 403
Capitaux propres au 31.12.2002 (pro forma)			19 286

> Effet sur le résultat net d'EDF

(en millions d'euros)

Résultat net d'EDF au 31.12.2002 (publié)	Brut	Impôt	Net
			481
Effet du passage du mode d'amortissement dégressif au mode d'amortissement linéaire	(59)	21	(38)
Révisions décennales et gros composants amortis sur leur durée de vie propre	(88)	31	(57)
Reprise de la provision pour maintien du potentiel hydraulique	(409)	145	(264)
Total application CRC 2002-10	(556)	197	(359)
Annulation des intérêts intercalaires capitalisés et autres ajustements	145	(36)	109
Total	(411)	161	(250)
Résultat net d'EDF au 31.12.2002 (pro forma)			231

> 1.3 Changements comptables

> 1.3.1 Changements de méthode de l'exercice 2003

Le Groupe a appliqué par anticipation au 1^{er} janvier 2003 le règlement CRC 2002-10 relatif à l'amortissement et à la dépréciation des actifs, ce qui s'est traduit par :

- le changement de mode d'amortissement des immobilisations,
- la modification du plan d'amortissement de certains composants,
- la comptabilisation par composant du coût des révisions périodiques majeures,
- l'annulation de la provision pour maintien du potentiel hydraulique.

Par ailleurs, le Groupe a opté au 1^{er} janvier 2003 pour :

- la comptabilisation en charges des intérêts des capitaux empruntés pour la construction des installations de production, des réseaux et pour la fabrication de la première charge des combustibles nucléaires,
- l'inscription à l'actif des biens faisant l'objet de contrats de location-financement.

> Changement du mode d'amortissement des installations nucléaires et de certaines autres immobilisations

Conformément à la pratique dominante de l'industrie et dans le cadre de l'ouverture du marché à la concurrence, le Groupe amortit désormais l'ensemble de ses immobilisations selon le mode linéaire, ce qui a conduit à modifier l'amortissement des installations nucléaires en France et de certaines immobilisations du réseau de transport et de distribution amorties précédemment selon le mode dégressif. Cette modification a été comptabilisée de manière rétrospective comme le prévoit le règlement CRC 2002-10 dans ses conditions de première application.

> Modification du plan d'amortissement de certains composants

Le Groupe applique désormais une méthode de comptabilisation qui consiste à réviser le plan d'amortissement de certains composants de centrales nucléaires de manière prospective à compter de la date à laquelle un défaut générique est identifié et le remplacement programmé. Cette nouvelle méthode a été appliquée de manière rétrospective.

De ce fait, ont été annulées les provisions antérieurement constituées au titre des remplacements de ces pièces.

> Comptabilisation par composants du coût des révisions périodiques majeures des installations nucléaires et thermiques à flamme

Le Groupe a mis en œuvre la méthode de comptabilisation par composants pour les coûts des révisions périodiques majeures des tranches nucléaires et des centrales thermiques à flamme (ces coûts faisaient l'objet de provisions dans les comptes de l'exercice 2002). Cette nouvelle méthode a été appliquée de manière rétrospective.

> Annulation de la provision pour maintien du potentiel hydraulique

La provision pour maintien du potentiel hydraulique, représentative des dépenses de maintenance nécessaires pour garantir le maintien en bon état de fonctionnement des ouvrages conformément au cahier des charges des entreprises hydrauliques concédées, est reprise en totalité conformément aux dispositions transitoires des règlements CRC 2000-06 et CRC 2002-10 (ces dernières prévoient en effet que les dépenses courantes d'entretien ne peuvent plus faire l'objet d'une provision à compter de 2003).

> Comptabilisation en charges des intérêts des capitaux empruntés (intérêts intercalaires) pour la construction des installations de production, des réseaux et pour la fabrication de la première charge des combustibles nucléaires

Au 1^{er} janvier 2003, conformément à l'option prévue par les textes français et internationaux, les intérêts des emprunts encourus pendant la période de construction des centrales et des réseaux ainsi que pendant la période de fabrication des premières charges de combustibles ne sont pas capitalisés mais comptabilisés en charges à mesure qu'ils sont encourus. Cette décision s'applique également aux dépenses de pré-exploitation.

L'application de cette méthode conduit à annuler les intérêts qui avaient été capitalisés dans les immobilisations corporelles avant le 31 décembre 2002.

> Inscription à l'actif des biens faisant l'objet de contrats de location-financement

Le Groupe applique à compter du 1^{er} janvier 2003 la méthode préférentielle du règlement CRC 99-02 relative à la comptabilisation des contrats de location-financement au bilan comme des immobilisations corporelles financées par emprunt, pour l'ensemble des contrats en cours à cette date.

> 1.3.2 Changements de méthode de l'exercice 2002

Les changements comptables pratiqués dans les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2002 étaient liés à :

- l'adoption du règlement CRC 2000-06 sur les passifs, qui s'est essentiellement traduite par la comptabilisation au passif de la totalité des obligations de déconstruction des installations thermiques et nucléaires et de dernier cœur, pour la valeur actuelle des décaissements futurs, et la comptabilisation à l'actif du coût de déconstruction et de dernier cœur comme un complément du coût de construction de ces installations ; des provisions au titre des révisions décennales des centrales nucléaires et des centrales thermiques à flamme ont également été constituées, de même que des provisions au titre des contrats déficitaires d'achat et de vente d'énergie (voir notes 1.22, 26, 27, 30) ;
- l'adoption de la méthode préférentielle du règlement CRC 99-02 relative à la comptabilisation en résultat des écarts de conversion des actifs et passifs monétaires libellés en devises (et par assimilation des écarts de conversion liés aux instruments dérivés de change) au cours de la période auxquels ils se rapportent ;

- l'application de la méthode préférentielle du règlement CRC 99-02 relative à la comptabilisation en résultat des écarts de change sur emprunts et swaps et par conséquent l'arrêt de l'étalement de ceux-ci sur la durée de vie restante des emprunts.

> 1.3.3 Changement d'estimation

Le Groupe a également décidé au 1^{er} janvier 2003 d'allonger la durée d'amortissement de ses installations nucléaires en France pour la porter de trente ans à quarante ans. Le retour d'expérience d'exploitation, les études techniques réalisées, les renouvellements aux Etats-Unis de licences d'exploitation pour des tranches nucléaires de même technologie ainsi que la démarche engagée par le Groupe auprès de l'Autorité de sûreté nucléaire pour définir les conditions d'exploitation des installations au-delà de trente ans sont les principaux éléments qui ont amené le Groupe à prendre cette décision. Ce changement est comptabilisé de manière prospective et n'a donc pas d'effet sur les capitaux propres au 31 décembre 2002.

L'effet de l'allongement de la durée de vie des centrales a eu un impact de 853 millions d'euros sur les dotations aux amortissements des installations nucléaires. Par ailleurs, le changement de mode d'amortissement a eu un impact de (224) millions d'euros sur les dotations aux amortissements de ces biens.

L'allongement de la durée de vie des centrales nucléaires à compter du 1^{er} janvier 2003 a eu pour conséquence de décaler de dix ans les échéances de décaissement des dépenses de déconstruction et de dernier cœur. Du fait de l'actualisation, le montant des provisions pour déconstruction et pour dernier cœur est mécaniquement révisé à la baisse, comme indiqué en notes 26 et 27.

Cet allongement a également des effets induits sur d'autres postes d'actif et de passif :

- provisions pour contrats de vente déficitaires (voir note 30),
- produits constatés d'avance et produits à recevoir pour les centrales en participation,
- provisions pour dépréciation des pièces de sécurité stratégiques des installations nucléaires.

L'application du règlement CRC 2000-06 sur les passifs au 1^{er} janvier 2002 avait conduit à constater de manière rétroactive un actif de déconstruction et de dernier cœur en contrepartie des provisions, estimé à la date de mise en service des centrales concernées.

Les normes françaises ne prévoient aucune disposition particulière pour enregistrer les changements d'estimation des provisions dont la contrepartie, à l'origine, a été enregistrée à l'actif du bilan, comme un élément du coût.

Les normes internationales prévoient explicitement que les effets de la désactualisation sont à enregistrer en résultat. Néanmoins, elles ne prévoient pas actuellement les modalités de comptabilisation des variations de provisions liées à des changements d'estimation (changement de calendrier, d'estimation des dépenses, de taux d'actualisation).

En l'absence de disposition dans les textes comptables applicables en France, et dans le cadre de la convergence du référentiel comptable du Groupe avec les normes internationales, EDF a décidé pour l'arrêté des comptes consolidés annuels de s'inspirer du projet révisé de traitement que le Comité d'interprétation des normes internationales (IFRIC) a annoncé vouloir proposer au Conseil de l'International Accounting Standards Board (IASB). Ce projet prévoit l'application d'une méthode prospective avec une imputation des effets liés aux changements d'estimation des provisions sur l'actif de contrepartie et, au-delà, sur l'actif de référence sous-jacent (centrale). Dans le cas d'une reprise de provision, l'excédent éventuel qui n'a pu être imputé sur les actifs précités est comptabilisé en résultat.

L'impact sur les comptes de ce changement d'estimation s'est traduit par une diminution :

- des provisions pour déconstruction et dernier cœur de 2 811 millions d'euros,
- des immobilisations corporelles de 2 775 millions d'euros,
- des produits à recevoir des partenaires au titre de la déconstruction des centrales en participation de 23 millions d'euros.

En outre, l'impact sur le résultat de l'exercice s'élève à 13 millions d'euros.

> 1.3.4 Changements de présentation

Les changements de présentation retenus pour améliorer la comparabilité des comptes avec les pratiques internationales ou celles du secteur de l'énergie concernent notamment :

- les changements liés au secteur de l'énergie (chiffre d'affaires du trading),
- les changements de format liés au rapprochement avec les normes IFRS (tableau des flux de trésorerie, compte de résultat, bilan),
- les changements de destination de certains actifs et passifs (titres de participation, fonds commun de créances, pièces de sécurité, etc.).

> Changement de présentation du compte de résultat

Le format du compte de résultat a été modifié à compter du 1^{er} janvier 2003 et les comptes publiés de l'exercice 2002 ont été retraités en conséquence pour faciliter les comparaisons ("comptes publiés 2002 au format de présentation 2003").

Le rapprochement entre le compte de résultat 2002 publié et le compte de résultat 2002 selon la nouvelle présentation se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Excédent Brut d'Exploitation	Résultat d'Exploitation
Publié 31 décembre 2002	11 216	5 179
- Reclassement des éléments exceptionnels	234	325
- Reclassement des autres produits et charges d'exploitation	(425)	
31 décembre 2002 nouvelle présentation	11 025	5 504

Les éléments classés en résultat exceptionnel dans le compte de résultat publié au 31 décembre 2002 sont désormais ventilés comme suit au sein du résultat d'exploitation :

- les résultats de cession des immobilisations incorporelles et corporelles, ainsi que les produits et charges à caractère inhabituel sont classés en “Autres produits et charges d’exploitation”. Ce reclassement améliore le résultat d’exploitation de 234 millions d’euros ;
- la quote-part de subvention d’investissement est intégrée dans les “Dotations nettes aux amortissements”. Ce reclassement augmente de 53 millions d’euros le résultat d’exploitation.

Par ailleurs, les changements suivants ont été effectués, sans impact sur les agrégats du compte de résultat sus-mentionnés :

- les subventions d’exploitation (1,3 milliard d’euros au 31 décembre 2002) auparavant présentées sur une ligne séparée ont été reclassées dans le poste “Autres produits et charges d’exploitation” ;
- le résultat financier publié au 31 décembre 2002 est désormais décomposé en trois rubriques :
 - Frais financiers nets ;
 - Résultat de change ;
 - Autres produits et charges financiers. Les résultats de cessions d’immobilisations financières, de titres consolidés et d’entités consolidées – antérieurement classés en “Résultat exceptionnel” – figurent désormais dans les “Autres produits et charges financiers”. Ce reclassement augmente le résultat financier de 96 millions d’euros.

> Changement de présentation du bilan

La présentation du bilan a été modifiée à compter du 1^{er} janvier 2003 et les comptes comparatifs de l’exercice 2002 ont été retraités en conséquence pour faciliter les comparaisons. Les changements suivants ont été effectués :

- les primes de remboursement des emprunts et leurs amortissements sont reclassés du poste “Autres débiteurs” au poste “Emprunts et dettes financières diverses” ;
- les comptes courants financiers débiteurs, les provisions pour dépréciation des comptes courants financiers à court terme (échéance inférieure à trois mois) ainsi que les provisions pour dépréciation des autres actifs financiers à court terme sont reclassés du poste “Autres débiteurs” au poste “Trésorerie et équivalents de trésorerie” ;
- les autres actifs financiers à court terme, les valeurs mobilières de placement à court terme ainsi que les provisions pour dépréciation des valeurs mobilières de placement à court terme sont reclassés du poste “Valeurs mobilières de placement” au poste “Trésorerie et équivalents de trésorerie” ;
- les provisions pour risques et charges sont désormais subdivisées en :
 - provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire,
 - provisions pour déconstruction et dernier cœur,
 - provisions pour avantages du personnel,
 - provisions pour renouvellement des immobilisations en concession,
 - et autres provisions pour risques et charges ;
- les titres de participation considérés comme disponibles à la vente sont reclassés en actifs financiers à court terme ;
- les comptes courants financiers créditeurs sont reclassés du poste “Autres créditeurs” au poste “Emprunts et dettes financières diverses” ;

- enfin, la contrepartie de la trésorerie reçue au titre de la cession de créances futures sur des clients à un fonds commun de créances figure en dettes financières. Auparavant, celle-ci figurait en dettes d’exploitation (voir note 31.1).

> 1.4 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.

> 1.5 Méthodes de consolidation

Les sociétés dans lesquelles EDF exerce un contrôle exclusif sont consolidées par intégration globale, dès lors que le Groupe détient au moins une part ou action dans le capital de ces sociétés. Le contrôle exclusif est le pouvoir, direct ou indirect, de diriger les politiques financières et opérationnelles d’une entreprise afin de tirer avantage de ses activités. Il y a présomption de contrôle exclusif lorsque la détention, directe et indirecte, est supérieure à 40 % des droits de vote, en l’absence de tiers détenant directement ou indirectement une fraction supérieure des droits de vote.

Les sociétés dans lesquelles EDF exerce un contrôle conjoint sont consolidées par intégration proportionnelle. Le contrôle conjoint est le partage du contrôle d’une entreprise exploitée en commun par un nombre limité d’associés ou d’actionnaires, de sorte que les politiques financières et opérationnelles résultent de leur accord.

Les sociétés dans lesquelles EDF exerce une influence notable, présumée lorsque la participation du Groupe est supérieure à 20 %, sont consolidées par mise en équivalence. L’influence notable est le pouvoir de participer aux politiques financière et opérationnelle d’une entreprise sans en détenir le contrôle.

Toutefois, même si une entreprise répond aux critères définis précédemment, elle peut être exclue du périmètre de consolidation en raison de son intérêt négligeable par rapport à l’ensemble consolidé.

Les résultats des sociétés acquises (cédées) au cours de l’exercice ne sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé du Groupe qu’à compter de (jusqu’à) la date de transfert du contrôle.

Toutes les transactions significatives entre les sociétés consolidées, ainsi que les profits internes non réalisés, sont éliminés.

Le Groupe a en substance le contrôle des fonds communs de créances Oxygen et Electra, dans lesquels il ne détient toutefois aucune part ou action, et de certains fonds communs de placement. De ce fait, ces entités ne sont pas consolidées.

> 1.6 Conversion des comptes des sociétés étrangères

Les bilans des sociétés étrangères sont convertis en euros au taux de change à la date de clôture. Les comptes de résultat et les flux de trésorerie de ces mêmes sociétés sont convertis au taux de change moyen de la période. Les écarts résultant de la conversion des états financiers des sociétés étrangères sont portés en capitaux propres sur la ligne "Différences de conversion".

Les différences de change ayant trait à un élément monétaire qui fait en substance partie intégrante de l'investissement net du Groupe dans une entreprise étrangère consolidée sont inscrites dans les capitaux propres consolidés jusqu'à la cession ou la liquidation de cet investissement net, date à laquelle elles sont inscrites en charges ou en produits dans le résultat comme les autres écarts de conversion relatifs à cette entreprise.

Après revue des conditions d'exploitation, le Groupe a modifié la devise fonctionnelle des centrales situées au Mexique à compter du 1^{er} janvier 2003. Cette modification qui traduit plus fidèlement la substance des opérations financières et commerciales de ces entités a été appliquée avec effet rétroactif, le dollar américain ayant remplacé le peso mexicain.

> 1.7 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie et des prestations de services. Ces derniers incluent principalement des prestations de transport et de distribution de l'énergie.

Le Groupe constate les ventes quand :

- l'existence d'un contrat est prouvée,
- la livraison a eu lieu (ou la prestation de service est achevée),
- le prix est fixé ou déterminable,
- et le caractère recouvrable des créances est probable.

La livraison a lieu quand les risques et avantages associés à la propriété sont transférés à l'acheteur.

Les quantités d'énergie livrée non relevée non facturée sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant le principe de la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de négoce sur le marché de l'énergie sont dorénavant comptabilisées nettes des achats conformément à la pratique du secteur.

> 1.8 Fiscalité différée

Les différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et les valeurs fiscales de ceux-ci donnent lieu à la constatation d'un impôt différé selon la méthode du report variable.

En cas de changement de taux d'impôt, les impositions différées font l'objet d'un ajustement au nouveau taux en vigueur et l'ajustement est imputé au compte de résultat.

Les reports fiscaux déficitaires donnent lieu à enregistrement d'un impôt différé actif qui, par prudence, fait l'objet d'une dépréciation si les prévisions de résultat ne font pas apparaître une probabilité d'utilisation dans un avenir proche.

> 1.9 Ecart d'acquisition

L'écart d'acquisition représente l'excédent du coût d'acquisition sur la part d'intérêt du Groupe dans la juste valeur des actifs et passifs identifiables de l'entité acquise. L'écart d'acquisition est comptabilisé en tant qu'actif et amorti selon le mode linéaire sur la base estimée de sa durée d'utilité, celle-ci ne dépassant en général pas vingt ans. Toutefois, des durées plus longues peuvent être retenues si un contrat de concession ou d'exploitation le justifie. Les plans d'amortissement des écarts d'acquisition sont revus chaque année.

Les justes valeurs des actifs et des passifs et la détermination de l'écart d'acquisition sont définitives à la clôture de l'exercice qui suit celui de la date d'acquisition.

Les écarts d'acquisition provenant de l'acquisition d'entités contrôlées globalement ou conjointement sont présentés séparément au bilan. De même, les dotations nettes aux amortissements et provisions des écarts d'acquisition sont présentées sur une ligne spécifique du compte de résultat.

Les écarts d'acquisition provenant de l'acquisition d'entités mises en équivalence sont inclus au bilan dans la ligne "Titres mis en équivalence". L'amortissement de ces écarts d'acquisition est inclus au compte de résultat dans la ligne "Quote-part de résultat des titres mis en équivalence".

Lors de la cession d'une entité du Groupe, le montant de l'écart d'acquisition non amorti attribuable à la filiale est inclus dans le calcul du résultat de cession.

Les écarts d'acquisition sont enregistrés et suivis dans la devise de la société acquise.

Le Groupe apprécie, à chaque clôture, s'il existe un quelconque indice montrant que l'écart d'acquisition a pu perdre de la valeur selon les principes énoncés dans la note 1.12.

> 1.10 Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles sont principalement constituées de logiciels, de concessions, brevets et droits similaires, de droits d'exploitation et de frais de développement.

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les dépenses concourant au développement d'un projet sont comptabilisées en immobilisation lorsque le Groupe peut démontrer :

- la faisabilité technique nécessaire à l'achèvement de l'immobilisation incorporelle en vue de sa mise en service ou de sa vente,
- son intention d'achever l'immobilisation incorporelle et de l'utiliser ou de la vendre,

- sa capacité à utiliser ou à vendre l'immobilisation incorporelle,
- la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs probables,
- la disponibilité de ressources (techniques, financières et autres) appropriées pour achever le développement et utiliser ou vendre l'immobilisation incorporelle,
- sa capacité à évaluer de façon fiable les dépenses attribuables à l'immobilisation incorporelle au cours de son développement.

Les immobilisations incorporelles sont amorties linéairement sur leurs durées d'utilité.

> 1.11 Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production ou en ce qui concerne EDF maison mère, le cas échéant, à leur valeur réévaluée, diminuée du cumul des amortissements et des provisions pour dépréciation.

Le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts directs de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts directs de production incorporables à la construction de l'actif.

Par ailleurs, des actifs ont été comptabilisés en contrepartie des provisions constituées au titre d'obligations liées à la déconstruction des centrales et des coûts de dernier cœur des centrales nucléaires. A la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 1.22).

Les immobilisations sont amorties selon le mode linéaire (voir note 1.3 – changements comptables).

Les coûts d'emprunt des capitaux utilisés pour financer les installations ainsi que les dépenses de pré-exploitation sont comptabilisés en charges.

Les immobilisations corporelles du Groupe sont constituées de biens propres d'une part et de biens concédés d'autre part.

> 1.11.1 Domaine propre

Dans le cas spécifique des installations nucléaires, sont inclus dans la valeur de ces immobilisations :

- le coût actualisé de la déconstruction des installations,
- le coût actualisé du dernier cœur de combustible, comprenant la dépréciation du stock résiduel de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif de la production, le coût du retraitement de ce combustible, ainsi que le coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les biens concédés du réseau d'alimentation générale sont propriété d'EDF et sont présentés en biens du domaine propre.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations nucléaires constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties au prorata de la durée de vie des centrales ou de la durée d'utilisation des paliers auxquels elles sont affectées.

Une provision pour dépréciation est constituée au titre des centrales thermiques à flamme mises en réserve d'exploitation, pour lesquelles il existe une faible probabilité de remise en service. Les coûts de révision décennale imposée réglementairement pour les centrales nucléaires et les centrales thermiques à flamme constituent un composant de la valeur de ces installations, qui est amorti sur une durée de dix ans correspondant à l'intervalle séparant deux révisions.

> 1.11.2 Domaine concédé

En France, EDF maison mère est assujettie à trois régimes juridiques différents :

- les concessions de forces hydrauliques, ayant pour concédant l'Etat,
- la concession du réseau d'alimentation générale, le concédant étant également l'Etat,
- les concessions de distribution publique, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes).

Les biens relevant de ces régimes sont présentés dans le domaine concédé à l'exception des biens relevant du régime concédé du réseau d'alimentation générale qui sont légalement propriété de EDF maison mère et sont présentés en biens du domaine propre.

Les immobilisations relevant des régimes de concessions des forces hydrauliques et de distribution publique figurent au bilan pour leur coût d'acquisition lorsqu'elles sont financées par EDF ou pour leur valeur estimée à la date d'apport lorsqu'elles ont été remises par le concédant à titre gratuit. La contrepartie de la valeur des biens de retour financés par les concédants est enregistrée au passif en "Comptes spécifiques des concessions".

Les immobilisations concédées des concessions de forces hydrauliques font l'objet d'un amortissement industriel générateur de charges pratiqué selon le mode linéaire.

Les immobilisations relevant des concessions de distribution publique donnent lieu à comptabilisation d'une dépréciation linéaire sur la durée de vie des ouvrages, sans incidence sur le compte de résultat, avec pour contrepartie une dépréciation des "Comptes spécifiques des concessions".

Les immobilisations relevant des concessions de distribution publique donnent lieu également à la comptabilisation, compte tenu des dispositions interprétatives intervenues en 1997 :

- d'un amortissement des financements du concessionnaire (amortissement de caducité) sur la durée de chaque concession,
- d'une provision pour le renouvellement des ouvrages avant et après le terme des concessions, constituée en complément de l'amortissement de caducité, et déterminée sur la base de la valeur de remplacement des biens.

Ces amortissements et provisions sont enregistrés au compte de résultat de chaque période.

Ainsi, le bilan reflète en permanence globalement les droits effectifs des concédants de distribution publique sur les actifs.

> 1.11.3 Location-financement

Les biens acquis en location-financement sont immobilisés lorsque les contrats de location ont pour effet de transférer au Groupe la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de ces biens. Les critères d'appréciation de ces contrats sont fondés notamment sur :

- le rapport entre la durée d'utilité des actifs loués et leur durée de vie,
- le total des paiements futurs rapporté à la juste valeur de l'actif financé,
- l'existence d'un transfert de propriété à l'issue du contrat de location,
- l'existence d'une option d'achat favorable,
- la nature spécifique de l'actif loué.

Les actifs détenus en vertu de contrats de location-financement sont amortis sur leur durée d'utilisation ou, lorsqu'elle est plus courte, sur la durée du contrat de location correspondant.

Lorsque le Groupe réalise une opération de cession-bail qui débouche sur un contrat de location-financement, cette opération est comptabilisée conformément aux principes énoncés ci-dessus. Dans le cas où le prix de cession est supérieur à la valeur comptable de l'actif, l'excédent est différé et amorti sur la durée du contrat de location.

> 1.11.4 Location simple

Les contrats de location ne possédant pas les caractéristiques d'un contrat de location-financement sont enregistrés comme des contrats de location opérationnelle, et seuls les loyers sont enregistrés en résultat.

> 1.11.5 Durées d'amortissement

Pour les principaux ouvrages, les durées de vie estimées sont les suivantes :

- | | | |
|--|---|-----------------------|
| • Barrages hydroélectriques | : | 75 ans |
| • Matériel électromécanique des usines hydroélectriques | : | 50 ans |
| • Centrales thermiques à flamme | : | 30 à 40 ans |
| • Installations de production nucléaire | : | 40 ans ⁽¹⁾ |
| • Installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation) | : | 30 à 45 ans |

(1) Sous réserve de dispositions réglementaires plus restrictives dans certains pays.

> 1.12 Dépréciation des actifs à long terme

Le Groupe apprécie, à chaque clôture des comptes et à chaque arrêté intermédiaire, s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est effectué :

- le Groupe mesure les éventuelles dépréciations des actifs long terme par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein de groupes d'actifs, et leur valeur recouvrable généralement calculée par la méthode des flux de trésorerie futurs actualisés ;
- les taux d'actualisation retenus pour ces besoins s'appuient sur les taux moyens de rendement interne attendus de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés ; ils sont déterminés par zone économique, géographique, et par activité le cas échéant.

Le taux d'actualisation retenu pour les activités régulées de EDF maison mère correspond à la rémunération de 6,5 % avant impôt fixée par le régulateur, soit 4,2 % après impôt ;

- les flux de trésorerie futurs sont établis sur la base des plans à moyen terme.

Ce test de dépréciation repose sur des plans d'affaires et des hypothèses validés par le Groupe.

Compte tenu de la sensibilité des évaluations aux hypothèses macro-économiques et sectorielles retenues, ces tests de dépréciation sont mis à jour régulièrement.

> 1.13 Immobilisations financières

Les titres de participation sont valorisés au coût d'acquisition.

Les titres de participation détenus sur des sociétés déconsolidées sont maintenus à leur valeur de consolidation calculée à la date de sortie de périmètre.

Lorsque la valeur comptable des titres de participation et des titres immobilisés est supérieure à la valeur d'utilité, déterminée à partir des capitaux propres corrigés en fonction des informations connues depuis la clôture du dernier exercice (information financière, cours de Bourse), une provision pour dépréciation est en principe constituée pour la différence.

Le Groupe a constitué deux portefeuilles de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) :

- le premier est composé d'actifs financiers dédiés destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan (voir notes 26 et 27) ;
- le second est constitué de titres acquis principalement par EDF et EnBW, pour en retirer, à plus ou moins longue échéance, une rentabilité satisfaisante et sans intervenir dans la gestion des sociétés dont les titres sont détenus.

Les TIAP (actions et obligations) sont comptabilisés au coût historique. A la clôture, la valeur d'inventaire retenue pour ces TIAP est appréciée individuellement en tenant compte notamment des perspectives d'évolution de l'entreprise dont les titres sont détenus et du cours de Bourse. Lorsque la valeur d'inventaire est inférieure au coût d'entrée, une moins-value latente est intégralement provisionnée sans compensation avec les gains potentiels.

> 1.14 Stocks et en-cours

Les stocks sont inscrits au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation.

Le coût des stocks comprend les coûts directs de matières, les coûts directs de main-d'œuvre ainsi que les frais généraux qui ont été encourus.

> 1.14.1 Combustibles nucléaires

Les combustibles nucléaires et les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, etc.).

Les charges financières engendrées par le financement des combustibles nucléaires sont enregistrées en charges.

Les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication des combustibles, dont la durée est supérieure à un an, et les combustibles nucléaires, qu'ils soient en magasin ou en réacteur, sont enregistrés dans les comptes de stocks. Les stocks sont évalués selon la méthode dite du coût moyen pondéré appliquée à chacune des composantes (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication).

Le Groupe ne valorise pas l'uranium issu du retraitement, compte tenu des incertitudes relatives à son utilisation future.

Les consommations de combustibles nucléaires sont déterminées par composante sur la base des quantités prévisionnelles épuisées par kWh produit. Ces quantités sont valorisées au prix moyen pondéré constaté à la fin du mois précédent et intégrant le coût des derniers approvisionnements.

L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction sur la base de mesures neutroniques.

> 1.14.2 Matières consommables et matériels d'exploitation

Les stocks sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré, en retenant les coûts d'achat directs et indirects.

Aucune provision n'est constituée pour les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance et pour les pièces banalisées, ces pièces ayant vocation à être utilisées pendant la durée de vie des installations.

> 1.15 Créances d'exploitation

Les créances clients sont inscrites à leur valeur nominale.

Une provision pour dépréciation est constituée lorsque leur valeur d'inventaire, basée sur la probabilité de leur recouvrement déterminée statistiquement ou au cas par cas selon la typologie de créances, est inférieure à leur valeur comptable. Le risque associé aux créances douteuses est apprécié individuellement.

Les créances d'exploitation intègrent le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée, non relevée et non facturée. Une provision est constituée pour faire face aux charges restant à engager ainsi qu'au risque potentiel de non-recouvrement ultérieur.

> 1.16 Actifs financiers à court terme

Les actifs financiers à court terme comprennent principalement les valeurs mobilières de placement ainsi que les placements de trésorerie d'échéance supérieure à trois mois.

Les valeurs mobilières sont inscrites à l'actif pour leur coût d'acquisition. Elles sont évaluées à la clôture à leur valeur d'utilité. En ce qui concerne les valeurs cotées, elles font l'objet d'une évaluation au cours de Bourse de fin d'exercice. Les moins-values latentes sont intégralement provisionnées sans compensation avec les gains potentiels.

> 1.17 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués par les liquidités immédiatement disponibles et par les place-

ments à très court terme dont l'échéance à la date d'acquisition est généralement inférieure ou égale à trois mois.

> 1.18 Subventions d'investissement

Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées dans le poste "Autres créditeurs" et virées au compte de résultat au même rythme que les immobilisations qu'elles ont contribué à financer.

> 1.19 Frais d'émission, primes d'émission et de remboursement des emprunts obligataires

Les frais d'émission des emprunts, les primes d'émission et de remboursement des emprunts obligataires sont amortis linéairement sur la durée de chaque emprunt (ou de chaque tranche d'emprunt en cas d'emprunt multi-échéances).

> 1.20 Conversion des opérations en devises

Lors de l'arrêté des comptes, les soldes monétaires exprimés en devises qui ne sont pas couverts par des contrats de couverture sont convertis en fin d'exercice au taux de clôture. Les différences de change correspondantes sont comptabilisées dans le compte de résultat.

> 1.21 Comptes spécifiques des concessions

En France, la part financée par les concédants dans les immobilisations concédées, celle financée sur devis par les tiers pour le compte des autorités concédantes, le montant net de l'incidence des réévaluations, le montant des provisions pour renouvellement se rapportant aux ouvrages sortis de l'actif et remplacés, l'amortissement de caducité effectué par le concessionnaire pour récupérer son financement, sont inscrits au passif du bilan sous cette rubrique.

La contre-valeur des biens mis en concession de distribution publique et le fonds de caducité sont dépréciés au même rythme que les ouvrages correspondants, sans incidence sur le compte de résultat.

> 1.22 Provisions pour risques et charges

Les provisions pour risques et charges sont comptabilisées par le Groupe si les trois conditions suivantes sont remplies :

- le Groupe a une obligation actuelle (juridique ou implicite) vis-à-vis d'un tiers qui résulte d'un événement passé, antérieur à la date de clôture ;
- il est probable qu'une sortie de ressources représentative d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation ;
- le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par le Groupe pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par le Groupe, éventuellement complétées par l'expérience de transactions similaires, et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Le groupe EDF enregistre les changements d'estimation des provisions à long terme dont la contrepartie a été initialement enregistrée à l'actif, qu'ils soient liés à un changement de calendrier, de taux d'actualisation ou d'estimation des dépenses, selon les modalités indiquées au paragraphe 1.3.3.

Les profits résultant de la sortie attendue d'actifs ne sont pas pris en compte dans l'évaluation des provisions.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense, qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé, si et seulement si, le Groupe a la quasi-certitude de le recevoir.

Lorsqu'une entreprise est conjointement et solidairement responsable avec le Groupe d'une obligation, seule la partie de l'obligation devant être exécutée par le Groupe, si elle répond aux critères énoncés ci-dessus, fait l'objet d'une provision. S'il devient probable que la part de l'obligation devant être exécutée par un tiers ne sera pas éteinte par ce tiers et que le Groupe devra effectuer une sortie de ressources en lieu et place de ce tiers, une provision complémentaire est comptabilisée à hauteur de cette part.

Dans des cas extrêmement rares, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

Les provisions pour risques et charges sont notamment destinées à couvrir :

- les pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie :
 - les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat aux conditions contractuelles et le prix de marché prévisionnel de l'électricité ;
 - les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles avec le coût de production de l'énergie à livrer.
- les dépenses de renouvellement des immobilisations en concessions relatives à la distribution :

cette provision, destinée à assurer le renouvellement des ouvrages, est égale à la différence entre l'amortissement de la valeur de remplacement de ceux-ci et l'amortissement de caducité (ce dernier, dans une optique de continuité d'exploitation, contribue au financement du remplacement des biens concédés). Cette provision est scindée en une provision pour renouvellement pour les biens arrivant en fin de vie avant le terme de la concession (provision calculée et étalée sur la durée de vie des biens) et une provision pour charge future de renouvellement pour les autres biens (calculée sur la base de la durée de vie de ceux-ci et dotée sur la durée résiduelle de la concession). La valeur de remplacement fait l'objet, au 31 décembre de l'exercice, d'une revalorisation annuelle sur la

base d'indices spécifiques issus de publications officielles de la profession. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés.

- les dépenses de fin de cycle des combustibles nucléaires :

une provision pour retraitement des combustibles irradiés et pour évacuation et stockage des déchets issus de cette opération est constituée sur l'ensemble des combustibles en cours d'utilisation ou consommés.

- les charges liées à la déconstruction des centrales et les charges relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provision dernier cœur).

Les provisions constituées pour dépenses de fin de cycle des combustibles nucléaires, pour charges liées à la déconstruction des centrales et dernier cœur, pour pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie, sont estimées en appliquant aux montants des décaissements prévus un indice d'inflation prévisionnel à long terme, et sont actualisées à partir des taux représentant la meilleure estimation d'un taux de rendement sans risque à long terme.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques du pays dans lequel est située l'entité économique.

Pour la France, le Groupe a retenu un taux d'actualisation de 5 % et un taux d'inflation à long terme de 2 %, soit un taux réel de 3 %. L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières.

> 1.23 Provisions et engagements en faveur du personnel

Les engagements des principales filiales étrangères ont été comptabilisés à leur juste valeur lors de leur entrée dans le périmètre de consolidation. Ils font l'objet d'évaluations actuarielles périodiques conformément aux normes internationales.

Les spécificités du régime spécial des Industries Electriques et Gazières (IEG) concernant EDF et certaines de ses filiales françaises, les obligations financières actuelles d'EDF, ainsi que les évolutions prévisibles, sont décrites dans la note 28.

> 1.24 Instruments financiers

> 1.24.1 Instruments dérivés court terme

Les instruments court terme (swaps court terme, options, contrats de change à terme) sont évalués comme suit :

- les engagements relatifs à ces opérations sont inscrits en hors bilan financier pour la valeur nominale des contrats ;
- les appels de marges sont pris en compte immédiatement dans le résultat ;
- les primes payées ou encaissées sont rapportées au résultat lors du dénouement des transactions ;
- les résultats réalisés sur ces marchés sont pris en compte au dénouement ;
- les instruments dérivés de change court terme négociés sur les marchés organisés ou de gré à gré sur des marchés assi-

milés à des marchés organisés (présentant une forte liquidité), en portefeuille à la date d'arrêt des comptes, sont évalués par référence à leur valeur de marché à la date de clôture. Cette valeur de clôture est comparée, opération par opération, à la valeur historique des primes. En l'absence de mise en place de relation de micro-couverture, la perte ou le gain de change latent est enregistré dans le résultat financier.

Les dépôts initiaux effectués en garantie des transactions figurent sous la rubrique "Titres immobilisés".

> 1.24.2 Instruments de long terme

Un des principaux objectifs poursuivis en matière de risque de change et de taux est de minimiser l'impact de ces risques sur les capitaux propres et les résultats. En matière de risque de change, l'endettement des entités est réalisé dans la mesure du possible dans leur devise locale. En cas d'acquisition dans une devise différente de celle de l'entité, une couverture actif-passif efficace est mise en place chaque fois que possible (micro-couverture).

Les instruments long terme constitués de swaps viennent corriger le résultat de change et la charge d'intérêt de la dette. Les résultats de change sur swaps de devises spéculatifs sont constatés dans le résultat. Les soultes prévues aux contrats sont étalées sur la durée de vie de ceux-ci. Les soultes payées ou encaissées à l'occasion de dénouements anticipés sont immédiatement rapportées au résultat.

L'ensemble de ces instruments figure dans le hors-bilan financier pour la valeur des capitaux notionnels engagés.

> 1.24.3 Activité de négoce de l'énergie

Le Groupe exerce une activité de négoce international sur les marchés de l'énergie par le biais notamment de sa filiale EDF Trading, pour mettre sur le marché européen ses capacités et optimiser ses approvisionnements.

Compte tenu des spécificités de cette activité, l'ensemble des positions du Groupe, qu'il s'agisse de livraisons physiques ou d'instruments dérivés, est évalué à la valeur de marché. Les gains et pertes latents sont enregistrés lorsque ces opérations sont effectuées sur des marchés dont la liquidité est assurée. Dans le cas contraire, seules les pertes latentes sont provisionnées.

A compter de l'exercice 2003, le chiffre d'affaires de cette activité est présenté net des achats.

> 1.25 Assurances

EDF assure sa responsabilité civile générale à travers un programme d'assurance Groupe qui couvre la maison mère et toutes les filiales contrôlées, à l'exception d'Electricité de Strasbourg.

Pour le cas particulier de la responsabilité civile de l'exploitant nucléaire, les deux sociétés concernées (EDF et EnBW) sont couvertes selon les modalités requises par les lois qui leur sont respectivement applicables.

Enfin, en ce qui concerne la couverture des dommages subis par les biens propres ou en concession, de nouveaux programmes "Groupe" sont en cours d'étude ou de mise en place. Néanmoins, il existe d'ores et déjà des garanties partielles relatives notamment aux actifs industriels, aux immeubles à usage de bureau, aux véhicules et aux matériels en cours de transport.

> 2 Evénements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice

> Contribution au service public de l'énergie

La loi du 3 janvier 2003 a modifié et élargi le mécanisme de compensation du coût des missions de service public supporté par les opérateurs français et instauré par la loi du 10 février 2000. Elle a instauré à compter du 1^{er} janvier 2003 une "Contribution au Service Public de l'Electricité" (CSPE) en remplacement du "Fonds du Service Public de la Production d'Electricité" (FSPPE), mécanisme de compensation créé le 1^{er} janvier 2002.

Dorénavant, cette contribution est due par le consommateur final (éligible ou non) et est recouvrée par les opérateurs de réseau ou les fournisseurs d'électricité qui sont collecteurs de la contribution et procèdent à sa liquidation.

> Argentine

Deux plaintes ont été déposées par EDF au cours du premier semestre 2003 auprès de la Banque mondiale et du Comité International de Règlement des Différends (CIRDI) pour rupture unilatérale du contrat de concession par les autorités argentines. EDF a par ailleurs engagé un processus de restructuration des dettes financières de ses filiales avec les banques.

> Décision de la Commission européenne

Suite à la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003 notifiée à la France le 17 décembre 2003, l'entreprise a enregistré sur l'exercice une charge à payer de 1 217 millions d'euros, dont 889 millions d'euros imputés directement en capitaux propres au titre de l'impôt sur les sociétés non acquitté lors du reclassement, en 1997, des droits du concédant sur le réseau RAG en dotations en capital, et 328 millions d'euros en charges financières représentatives des intérêts courus correspondants.

> Inventaire physique des immobilisations de EDF maison mère

L'opération d'inventaire physique des immobilisations menée par EDF maison mère a un impact positif au 1^{er} janvier de 534 millions d'euros sur le résultat de l'exercice (303 millions d'euros après impôts sur les sociétés).

> EnBW

L'exercice 2003 a été marqué par un recentrage sur ses activités cœur de métier et un diagnostic sur sa situation et ses activités qui ont conduit à la constatation de dépréciations et de provisions substantielles non récurrentes. L'impact sur les résultats 2003 du groupe EDF s'élève à 591 millions d'euros.

> 3 Evolutions de périmètre

> 3.1 Evolutions de périmètre de l'exercice 2003

> 3.1.1 Acquisitions et entrées de périmètre

Les acquisitions et entrées de périmètre sont les suivantes :

- Hispaelec : cette société, située en Espagne, est une filiale de commercialisation qui s'approvisionne principalement auprès de EDF Trading, et pour le reste, sur le marché spot. Elle est détenue à 100 % par EDF International, et consolidée à compter du 1^{er} janvier 2003 ;
- EDF Energia Italia : cette société, située en Italie, a pour objet la commercialisation d'énergie ; elle est détenue à 100 % par EDF International et consolidée à compter du 1^{er} janvier 2003 ;
- KWL (EDF Group) : acquisition de 77 % des actions par EnBW ; KWL est consolidée par intégration globale au sein du palier EnBW à compter du 1^{er} janvier 2003. Ses activités sont la production hydraulique, la distribution, l'achat et la revente d'énergie en Suisse ; l'impact sur le chiffre d'affaires 2003 est de 103 millions d'euros ;
- NWS, Salamander et TAE : acquisition des intérêts minoritaires résiduels par EnBW ;
- Cidem et Cydel : acquisition de deux sociétés de traitement de déchets (incinération) par TIRU ; détenues à 100 % par TIRU, elles sont consolidées par intégration globale à compter du 1^{er} janvier 2003 au sein du palier ;
- EDF Trading : rachat par EDF des 12 % détenus par la SA Louis Dreyfus & Cie ; EDF détient 100 % des droits de vote à compter du 29 août 2003 ;
- Valle Hermoso : cette société située au Mexique est détenue à 100 % par EDF International ; elle est consolidée à compter du 1^{er} janvier 2003 et exploite la centrale de Rio Bravo 4 ;
- Zielona Gora : cette société polonaise, détenue à 69,5 % par Kogeneracja est consolidée par intégration globale à compter du 1^{er} septembre 2003 ; ses activités sont la production et la distribution d'énergie. Le pourcentage d'intérêt est de 24,6 % ;
- Controladora del Golfo : il s'agit d'une société créée pour porter les titres des sociétés mexicaines ; ce holding, détenu à 100 % par EDF International, est consolidé par intégration globale à compter du 1^{er} janvier 2003.

> 3.1.2 Cessions

- Granninge : cession de 36,32 % des actions détenues par le Groupe à effet du 4 novembre 2003 correspondant à un désengagement total d'EDF. Le chiffre d'affaires de Granninge du 1^{er} janvier au 31 octobre s'est élevé à 124 millions d'euros ;
- Groupe EnBW : cession au troisième trimestre 2003 de l'activité "Chaussures" du groupe Salamander et d'une partie du groupe Gegenbauerbosse.

> 3.2 Evolutions de périmètre de l'exercice 2002

> 3.2.1 Acquisitions et entrées de périmètre

Les acquisitions et entrées de périmètre sont les suivantes :

- Au sein du palier EDF Energy ont été intégrées les sociétés suivantes :
 - 100 % de EPN et de 24seven à compter du 1^{er} janvier 2002 ;
 - 100 % de Seaboard à compter du 1^{er} juillet 2002.

- Au sein du palier EnBW ont été intégrées les sociétés suivantes :

- 100 % de EnAlpin depuis le 1^{er} janvier 2002 ;
- 35 % de Hidroelectrica del Cantabrico depuis le 1^{er} juillet 2002 ;
- 95,7 % de ZEAG depuis le 1^{er} juillet 2002 ;
- 97,8 % de GVS au 31 décembre 2002 ;
- 29,9 % de Stadtwerke Düsseldorf mise en équivalence depuis le 1^{er} janvier 2002.

> 3.2.2 Cessions

Au sein du palier EnBW, Tesion a été cédée le 31 août 2002.

> 3.2.3 Autres évolutions

Le pourcentage d'intérêt du Groupe dans EnBW est passé de 35,38 % à 45,75 %.

Le pourcentage d'intérêt d'EnBW dans NWS est passé de 32 % à 99 %.

EDF a augmenté sa participation dans Light pour atteindre 88 %, et en assure le contrôle exclusif, en contrepartie de quoi, EDF a cédé ses intérêts dans Light-Gas, Metropolitana et Light Telecom. Depuis, EDF a procédé à une augmentation de capital qui porte sa participation à près de 95 %.

> 4 Secteurs géographiques et d'activité

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.

> 4.1 Informations sectorielles par zone géographique

La ventilation retenue par le groupe EDF pour les zones géographiques est la suivante :

- "France" qui désigne EDF maison mère ;
- "Europe" qui regroupe les filiales des branches "Europe continentale" et "Europe de l'Ouest, Méditerranée et Afrique" ;
- "Reste du monde" qui regroupe les filiales des branches "Amériques" et "Asie" ;
- "EDF Trading" ;
- "Autres" qui regroupe les filiales des branches "Energies", "Développement", "Dalkia", ainsi que les autres filiales hors branches.

Cette ventilation est retenue pour la localisation des actifs et les lieux de livraison.

> Au 31 décembre 2003

(en millions d'euros)	France	Europe	Reste du monde	EDF Trading	Autres	Eliminations	Total
CHIFFRE D'AFFAIRES							
Chiffre d'affaires externe	28 397	12 305	1 926	295	1 996		44 919
Chiffre d'affaires inter-secteurs	224	92	–	–	210	(526)	–
Total chiffre d'affaires	28 621	12 397	1 926	295	2 206	(526)	44 919
Résultat d'exploitation	5 433	1 136	(273)	207	330		6 833
BILAN							
Immobilisations incorporelles et corporelles	76 121	18 005	2 975	49	2 721		99 871
Participations dans les entreprises mises en équivalence	–	1 508	101	–	537		2 146
Autres actifs sectoriels ⁽¹⁾	17 674	7 655	1 217	3 123	1 851		31 520
Autres actifs non affectés							13 363
Total Actif	93 795	27 168	4 293	3 172	5 109		146 900
Passifs sectoriels ⁽²⁾	75 017	8 421	974	3 054	2 152		89 618
Autres passifs non affectés							57 282
Total Passif	75 017	8 421	974	3 054	2 152		146 900
AUTRES INFORMATIONS							
Investissements corporels et incorporels	2 833	1 464	433	7	244		4 981
Dotations aux amortissements	(3 227)	(941)	(145)	(7)	(129)		(4 449)

(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les écarts d'acquisition, les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs hormis les créances d'impôt exigible.

(2) Les passifs sectoriels comprennent les comptes 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 provisions pour renouvellement des immobilisations en concession, 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 créateurs (hormis la dette d'impôt exigible).

> Au 31 décembre 2002 (données pro forma)

(en millions d'euros)	France	Europe	Reste du monde	EDF Trading	Autres	Eliminations	Total
CHIFFRE D'AFFAIRES							
Chiffre d'affaires externe	28 239	9 473	2 052	214	1 839		41 817
Chiffre d'affaires inter-secteurs	385	110	–	–	143	(638)	–
Total chiffre d'affaires	28 624	9 583	2 052	214	1 982	(638)	41 817
Résultat d'exploitation	3 702	776	218	99	352		5 147
BILAN							
Immobilisations incorporelles et corporelles	79 156	18 084	3 316	52	2 598		103 206
Participations dans les entreprises mises en équivalence	–	1 640	124	–	536		2 300
Autres actifs sectoriels ⁽¹⁾	18 977	8 575	1 554	1 793	1 867		32 766
Autres actifs non affectés							12 613
Total Actif	98 133	28 299	4 994	1 845	5 001		150 885
Passifs sectoriels ⁽²⁾	77 143	8 208	932	1 921	2 079		90 283
Autres passifs non affectés							60 602
Total Passif	77 143	8 208	932	1 921	2 079		150 885
AUTRES INFORMATIONS							
Investissements corporels et incorporels	2 989	1 790	788	15	298		5 880
Dotations aux amortissements	(4 192)	(822)	(234)	(6)	(145)		(5 399)

(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les écarts d'acquisition, les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs hormis les créances d'impôt exigible.

(2) Les passifs sectoriels comprennent les comptes 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 provisions pour renouvellement des immobilisations en concession, 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 créateurs (hormis la dette d'impôt exigible).

> 4.2 Autres informations par zone géographique

Produits provenant des ventes à des clients externes par zone géographique sur la base de la localisation des clients :

(en millions d'euros)	France	Europe	Reste du monde	EDF Trading	Total
2002 (données publiées)	26 719	12 224	2 178	7 238	48 359
2002 (données pro forma)	27 133	12 292	2 178	214	41 817
2003	27 043	14 926	2 655	295	44 919

> 4.3 Informations par secteur d'activité

Les activités du Groupe se déclinent comme suit :

- **Production - Commercialisation** : regroupent toutes les compétences et actifs nécessaires à la production d'énergie et à sa vente aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux résidents ;
- **Transport** : a pour objet d'exploiter, d'entretenir et de développer le réseau de transport d'électricité haute tension et très haute tension ;
- **Distribution** : assure la gestion du réseau public de transport basse et moyenne tension ;
- **Autres** : regroupent les services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques, etc.) aux entreprises et aux collectivités ainsi que les nouveaux métiers qui ont notamment pour objet le développement de la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, panneaux solaires, etc.).

(en millions d'euros)	Production - Commercialisation	Distribution	Transport	Autres	Eliminations	Total
Au 31 décembre 2002 (données pro forma)						
Chiffre d'affaires externe	35 849	1 513	644	3 811		41 817
- dont France	26 823	582	554	280		28 239
- dont reste du monde	9 026	931	90	3 531		13 578
Chiffre d'affaires inter-secteur ⁽¹⁾	1 035	9 429	3 186		(13 650)	-
Chiffre d'affaires	36 884	10 942	3 830	3 811	(13 650)	41 817
Actifs sectoriels	59 179	47 738	12 501	15 828	(538)	134 709
Actifs non affectés						16 176
Investissements de l'exercice (corporels et incorporels)	1 389	2 943	631	917		5 880
Au 31 décembre 2003						
Chiffre d'affaires externe	38 071	2 058	797	3 993		44 919
- dont France	26 471	864	704	358		28 397
- dont reste du monde	11 600	1 194	93	3 635		16 522
Chiffre d'affaires inter-secteurs ⁽¹⁾	1 426	10 904	3 419	595	(16 344)	-
Chiffre d'affaires	39 497	12 962	4 216	4 588	(16 344)	44 919
Actifs sectoriels	57 888	48 468	12 342	13 282	(1 036)	130 944
Actifs non affectés						15 956
Investissements de l'exercice (corporels et incorporels)	1 273	2 540	519	649		4 981

(1) La part "Acheminement" comprise dans les tarifs intégrés est présentée en chiffre d'affaires inter-secteur pour la France.

> 5 Chiffre d'affaires

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

(en millions d'euros)	2003	2002 pro forma	2002
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	40 841	37 841	37 359
Autres ventes de biens	782	937	937
Autres ventes de services	3 001	2 825	2 825
Trading	295	214	7 238
Chiffre d'affaires	44 919	41 817	48 359

L'essentiel de la variation entre le chiffre d'affaires pro forma et le chiffre d'affaires publié en 2002 correspond aux opérations de négoce de l'énergie réalisées par EDF Trading. Seule la marge de ces opérations est désormais constatée en chiffre d'affaires.

Le chiffre d'affaires consolidé est en progression de 7,4 % par rapport à celui de l'exercice 2002.

Hors effets réglementaires (introduction de la CSPE au 1^{er} janvier 2003), à taux de change et périmètre constants, la croissance est de 8,1 %.

> 6 Consommations externes

Les différentes composantes constituant les consommations externes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2003	2002 pro forma	2002
Achats consommés de combustibles – production d'énergie	(4 164)	(2 529)	(2 529)
Achats d'énergie hors activité de négoce	(7 516)	(6 837)	(6 837)
Achats d'énergie de l'activité de négoce	–	–	(6 540)
Achats de services	(8 614)	(7 839)	(7 306)
Autres achats	(4 148)	(3 757)	(3 756)
Production stockée et immobilisée	1 888	1 380	1 380
Consommations externes	(22 554)	(19 582)	(25 588)

L'essentiel de la variation entre les comptes pro forma et les comptes publiés en 2002 provient de la nouvelle méthode de présentation des opérations de trading décrite en notes 1.24.3 et 5.

La croissance entre les comptes pro forma 2002 et les comptes 2003 est de 11 %, à taux de change et périmètre constants.

> 7 Effectifs moyens

	Effectifs 2003			Effectifs 2002		
	Statut IEG	Autres	Total	Statut IEG	Autres	Total
Cadres	26 319	4 369	30 688	26 422	3 434	29 856
Agents de maîtrise et techniciens	86 076	50 544	136 620	88 754	53 385	142 139
Total	112 395	54 913	167 308	115 176	56 819	171 995

Les effectifs des sociétés intégrées proportionnellement sont consolidés au prorata du pourcentage de contrôle.

> 8 Impôts et taxes

La diminution du poste "Impôts et taxes" provient essentiellement de l'évolution des modalités de financement des obligations de service public.

> 9 Autres produits et charges d'exploitation

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges d'exploitation sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2003	2002 pro forma	2002
Subventions d'exploitation	1 462	1 348	1 348
Quote-part de résultat sur opérations en commun	(27)	(16)	(16)
Autres produits et charges	(578)	(283)	(410)
Résultat de cessions d'immobilisations	57	98	98
Autres produits et charges à caractère inhabituel	(41)	137	137
Autres produits et charges d'exploitation	873	1 284	1 157

Les subventions d'exploitation comprennent essentiellement les indemnités à recevoir au titre de la compensation des charges de service public.

Le poste "Autres produits et charges" incluait en 2002 une indemnité de 500 millions d'euros reçue à l'occasion de la renégociation du contrat de fourniture d'énergie à SEP.

> 10 Dotations nettes aux provisions

Les différentes composantes constituant les dotations et reprises aux provisions sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2003	2002 pro forma	2002
(Dotations) et reprises de provisions pour risques et charges	988	164	141
(Dotations) et reprises de provisions pour dépréciation des immobilisations	(713)	15	9
(Dotations) et reprises de provisions pour dépréciation des actifs circulants	(19)	(218)	(268)
(Dotations) nettes aux provisions	256	(39)	(118)

En 2003, les reprises nettes de provisions pour risques et charges incluent les effets de l'inventaire sur les provisions à hauteur de 523 millions d'euros.

Les provisions pour dépréciation des immobilisations comprennent celles relatives à Light et constatées suite au test de dépréciation pour 534 millions d'euros (voir notes 15 et 17.2).

> II Frais financiers nets

Les différentes composantes constituant les frais financiers nets sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2003	2002 pro forma	2002
Charges sur créances et dettes financières long terme	(1 473)	(1 581)	(1 561)
Charges des créances liées aux biens donnés en location-financement	(35)	(12)	(2)
Produits et charges sur actifs et passifs financiers court terme	67	(67)	(67)
Produits et charges sur cessions d'actifs financiers court terme	10	9	9
Charges financières immobilisées	–	–	71
Frais financiers nets	(1 431)	(1 651)	(1 550)

> 12 Résultat de change

Les différentes composantes constituant le résultat de change sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2003	2002 pro forma	2002
Résultat de change réalisé	(10)	(55)	(55)
Résultat de change latent	34	(35)	(41)
Résultat de change	24	(90)	(96)

> 13 Autres produits et charges financiers

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2003	2002 pro forma	2002
Produits financiers des participations	110	135	135
Résultat de cessions d'immobilisations financières	164	(133)	(133)
Résultat de déconsolidation et de cession de titres déconsolidés	116	229	229
Charges liées à l'actualisation des provisions à long terme	(1 462)	(1 465)	(1 498)
(Dotations) et reprises de provisions sur titres immobilisés	91	(493)	(223)
(Dotations) et reprises de provisions sur autres immobilisations financières	(10)	(45)	(44)
(Dotations) et reprises de provisions sur actifs financiers court terme	20	(42)	(312)
(Dotations) et reprises de provisions pour risques et charges financiers	(910)	(203)	(214)
Autres produits et charges financiers	(225)	291	291
Autres produits et charges financiers	(2 106)	(1 726)	(1 769)

En 2003, une provision pour risques financiers de 855 millions d'euros a été constatée au titre des engagements de rachat d'actions consentis aux autres actionnaires de la société Itالenergia bis (voir note 30.1).

Les autres produits et charges financiers incluent à hauteur de 328 millions d'euros les intérêts dus au titre de la décision de la Commission européenne.

> 14 Impôts sur le résultat

> 14.1 Ventilation de la charge d'impôt

(en millions d'euros)	2003	2002 pro forma	2002
Impôts exigibles	(1 821)	(2 164)	(1 208)
Impôts différés	254	1 339	222
Total	(1 567)	(825)	(986)

La charge d'impôt courant provient des filiales pour (509) millions d'euros, et de EDF maison mère pour (1 312) millions d'euros. L'impôt courant France tient compte de la non-déductibilité de la provision pour risque Italergeria bis. Le produit d'impôt différé provient essentiellement de EDF maison mère pour 204 millions d'euros.

> 14.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective

> 14.2.1 Rapprochement du taux d'impôt théorique et du taux d'impôt effectif

(en millions d'euros)	2003
Résultat des sociétés intégrées avant impôt (avant amortissement des écarts d'acquisition)	3 320
Charge théorique d'impôt (au taux de 35,43 %)	(1 176)
Différences de taux d'imposition	83
Écarts permanents	(250)
Impôts sans base	(132)
Dotation nette aux provisions pour dépréciation d'impôts différés actifs	(66)
Autres	(26)
Charge réelle d'impôt	(1 567)
Taux effectif d'impôt	47,19 %

La différence entre le taux en vigueur et le taux effectif s'explique essentiellement par :

- la non-déductibilité de la provision pour risque Italergeria bis ;
- la reprise partielle des provisions pour dépréciation des impôts différés actif en tenant compte de leur probabilité de récupération dans le temps.

> 14.2.2 Variation de l'impôt différé

(en millions d'euros)	Impôt différé actif	Provision pour dépréciation des impôts différés actifs	Impôt différé actif net	Impôt différé passif	Impôt différé net
Situation au 31 décembre 2002 (publié)	1 014	(661)	353	4 129	(3 776)
Changements de méthodes comptables	44	(17)	27	2 070	(2 043)
Situation au 31 décembre 2002 (pro forma)	1 058	(678)	380	6 199	(5 819)
Variation des bases	516	(416)	100	(155)	255
Variation de périmètre	24	-	24	(53)	77
Écarts de conversion	(52)	26	(26)	(151)	125
Autres incidences sur les réserves	(139)	(123)	(262)	13	(275)
Situation au 31 décembre 2003	1 407	(1 191)	216	5 853	(5 637)

> 14.3 Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature

(en millions d'euros)	31.12.2003	31.12.2002 pro forma	31.12.2002
Impôts différés Actif			
Ecarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	101	124	46
Provisions non déductibles	875	450	450
Autres différences temporelles déductibles	712	470	514
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	268	406	399
Pertes fiscales et crédits d'impôt non utilisés	1 422	965	964
Compensation impôts différés actif/passif	(1 971)	(1 358)	(1 359)
Sous-total impôts différés actif – valeur brute	1 407	1 058	1 014
Provision pour dépréciation des impôts différés actifs	(1 191)	(678)	(661)
Total des impôts différés actif – valeur nette	216	380	353
Impôts différés Passif			
Ecarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	5 235	4 188	987
Autres différences temporelles taxables	616	438	1 571
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	1 937	2 930	2 930
Compensation impôts différés actif/passif	(1 935)	(1 358)	(1 359)
Total des impôts différés passif	5 853	6 199	4 129
Impôt différé net	(5 637)	(5 819)	(3 776)

> 14.4 Impôt constaté en capitaux propres

Le total des impôts relatifs aux éléments débités dans les capitaux propres est de (4 061) millions d'euros et s'analyse de la manière suivante :

- (3 016) millions d'euros au titre des changements de méthode ;
- (890) millions d'euros suite à la décision de la Commission européenne ;
- (155) millions d'euros relatifs à la remontée en capitaux propres des différences de change sur swaps de devises affectés à la couverture des actifs internationaux.

> 15 Ecarts d'acquisition

Les différentes composantes constituant les écarts d'acquisition des sociétés intégrées sont les suivantes :

(en millions d'euros)	31.12.2003	31.12.2002 pro forma	31.12.2002
Valeur brute à l'ouverture	7 691	6 046	6 050
Cumul des amortissements et des provisions à l'ouverture	(943)	(440)	(440)
Valeur nette comptable à l'ouverture	6 748	5 606	5 610
Acquisitions	291	2 525	2 525
Cessions	(35)	28	28
Amortissements et provisions	(844)	(714)	(713)
Ecarts de conversion	(223)	(822)	(822)
Autres mouvements	(278)	125	121
Valeur nette comptable à la clôture	5 659	6 748	6 749
Cumul des amortissements et des provisions à la clôture	(1 762)	(943)	(942)
Valeur brute à la clôture	7 421	7 691	7 691

Les acquisitions ont été principalement réalisées par :

- EnBW sur le groupe ED,
- EDF (rachat de la participation Dreyfus dans EDF Trading).

Les autres mouvements proviennent principalement des affectations pour (236) millions d'euros des écarts d'acquisition aux immobilisations corporelles des sociétés acquises par EnBW en 2002.

Les montants nets des écarts d'acquisition se répartissent pour 4 599 millions d'euros pour les filiales européennes, 888 millions d'euros pour les autres filiales et 172 millions d'euros pour les filiales sud-américaines.

Les résultats des tests de dépréciation réalisés ou mis à jour au 31 décembre 2003 ont conduit à constater les dépréciations suivantes :

- sur Light, filiale brésilienne, une dépréciation de 830 millions d'euros, imputée d'une part sur l'écart d'acquisition résiduel pour 296 millions d'euros et, d'autre part, pour 534 millions d'euros sur les immobilisations corporelles, a été constatée. Dans un environnement économique difficile, la prise en compte d'hypothèses macro-économiques et de perspectives moins favorables ont conduit en effet à constater une perte de valeur sans remettre en cause la continuité d'exploitation de la filiale ;
- sur Fenice, filiale italienne, une dépréciation de 151 millions d'euros résultant de la prise en compte de perspectives moins favorables du plan à moyen terme.

> I6 Immobilisations incorporelles

(en millions d'euros)	Logiciels	Concessions, brevets, droits similaires	Autres immobilisations incorporelles	Immobilisations incorporelles en cours	Total immobilisations incorporelles
Valeurs brutes au 31.12.2002	322	210	945	186	1 663
Amortissements cumulés 2002	(151)	(91)	(399)	—	(641)
Valeurs nettes au 31.12.2002	171	119	546	186	1 022
Acquisitions	8	14	13	26	61
Créations en interne	—	6	16	126	148
Cessions	(1)	—	(2)	—	(3)
Écarts de conversion	—	(8)	(8)	—	(16)
Mouvements de périmètre	(2)	(11)	(165)	—	(178)
Autres mouvements	100	86	(130)	(79)	(23)
Amortissements 2003	(89)	(14)	(49)	—	(152)
Valeurs nettes au 31.12.2003	187	192	221	259	859

> 17 Immobilisations corporelles

La valeur nette des immobilisations corporelles se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2003	31.12.2002 pro forma	31.12.2002
Immobilisations du domaine propre	60 443	63 499	56 751
Immobilisations du domaine concédé	37 802	37 943	38 074
Immobilisations financées par location-financement	767	742	597
Total des immobilisations corporelles	99 012	102 184	95 422

Outre les changements de méthodes comptables et les changements d'estimation décrits dans la note 1.3, l'exercice prend en compte les effets de l'inventaire physique des immobilisations dont le principe a été décidé en septembre 2001. L'objectif était de rapprocher pour fin 2003 les données comptables avec les fichiers représentatifs de la réalité physique.

Les années 2001 et 2002 ont été essentiellement consacrées à la définition, au test et à la validation des méthodologies dont la mise en œuvre a commencé dans le courant du quatrième trimestre 2002. Aussi, la quasi-totalité des écarts enregistrés a été comptabilisée en 2003.

L'inventaire a couvert l'essentiel des immobilisations corporelles de l'entreprise.

Impacts sur les activités Production et Distribution : sur les comptes au 1^{er} janvier 2003 (date d'effet retenue pour l'inventaire), les opérations de régularisation du fichier comptable des immobilisations des activités Production et Distribution, ainsi que de certaines charges calculées, que ces opérations d'inventaire ont rendu nécessaires, ont eu les impacts suivants :

- A l'actif, la valeur brute des immobilisations diminue de 590 millions d'euros et les amortissements cumulés baissent de 473 millions d'euros d'où une diminution de la valeur nette de 117 millions d'euros.
- Au passif, les provisions pour renouvellement augmentent de 819 millions d'euros et les droits attachés aux concessions de distribution publique diminuent de 1 470 millions d'euros.
- Au total, l'impact de l'inventaire sur le compte de résultat se traduit par un produit de 534 millions d'euros avant impôt (303 millions d'euros après impôt).

Si les écarts constatés en valeur absolue sont significatifs, ils apparaissent toutefois très limités au regard tant des masses patrimoniales que des volumes de charges calculées annuelles. Ils doivent également être appréciés en fonction de la durée de vie des actifs de production ou de réseau.

Concernant l'activité Transport, RTE a continué en 2003 sa politique d'inventaire du patrimoine "postes" sur cinq ans. Les écarts constatés au cours de ces actions ont donné lieu sur l'exercice 2003 à des régularisations sous la forme de retraits d'actifs pour une valeur brute comptable de 57 millions d'euros (1,9 % des postes inventoriés) représentant une valeur nette de 11 millions d'euros. Les régularisations se poursuivront sur 2004. Concernant le patrimoine "lignes", une procédure d'inventaire a été lancée par rapprochement des bases comptable et technique. Les écarts issus de cette comparaison ont été analysés à près de 60 %. L'analyse sera finalisée en 2004 de même que les régularisations comptables correspondantes.

Pour pérenniser les acquis de cet inventaire, des actions sont menées pour assurer la fiabilisation des flux futurs et un meilleur contrôle interne du domaine.

> 17.1 Variation des immobilisations corporelles du domaine propre

(en millions d'euros)	Terrains	Constructions	Installations, production nucléaire	Installations, production thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels et outillages	Autres immobilisations en cours	Total
Valeurs brutes publiées au 31.12.2002	1 454	12 856	48 081	8 450	34 668	8 437	6 217	120 163
Changements de méthode	–	–	(3 289)	(42)	(1 068)	(13)	(62)	(4 474)
Valeurs brutes pro forma au 31.12.2002	1 454	12 856	44 792	8 408	33 600	8 424	6 155	115 689
Allongement de durée de vie des centrales	–	–	283	–	–	–	–	283
Augmentations	17	223	88	112	1 415	402	3 624	5 881
Diminutions	(89)	(378)	(410)	(36)	(130)	(376)	(268)	(1 687)
Ecart de conversion	(23)	(101)	–	(206)	(662)	(151)	(233)	(1 376)
Mouvements de périmètre	(6)	43	2	76	337	(97)	125	480
Autres mouvements	(24)	1 005	(1 624)	1 832	246	(972)	(2 653)	(2 190)
Valeurs brutes au 31.12.2003	1 329	13 648	43 131	10 186	34 806	7 230	6 750	117 080
Amortissements publiés au 31.12.2002	(71)	(5 909)	(32 691)	(5 984)	(12 299)	(4 663)	(1 795)	(63 412)
Changements de méthode	–	–	9 073	598	1 339	210	2	11 222
Amortissements pro forma au 31.12.2002	(71)	(5 909)	(23 618)	(5 386)	(10 960)	(4 453)	(1 793)	(52 190)
Allongement de durée de vie des centrales	–	–	(3 033)	–	–	–	–	(3 033)
Dotations nettes aux amortissements	(40)	(165)	(233)	(836)	(1 199)	(669)	(392)	(3 534)
Dotations nettes aux provisions pour dépréciation	(11)	(30)	–	4	(2)	(36)	(23)	(98)
Cessions	19	277	403	31	92	337	200	1 359
Ecart de conversion	–	35	–	65	100	70	11	281
Mouvements de périmètre	13	(35)	–	(50)	(193)	7	40	(218)
Autres mouvements	11	(726)	274	(237)	611	754	109	796
Amortissements au 31.12.2003	(79)	(6 553)	(26 207)	(6 409)	(11 551)	(3 990)	(1 848)	(56 637)
Valeurs nettes publiées au 31.12.2002	1 383	6 947	15 390	2 466	22 369	3 774	4 422	56 751
Valeurs nettes pro forma au 31.12.2002	1 383	6 947	21 174	3 022	22 640	3 971	4 362	63 499
Valeurs nettes au 31.12.2003	1 250	7 095	16 924	3 777	23 255	3 240	4 902	60 443

> 17.2 Variation des immobilisations corporelles du domaine concédé

(en millions d'euros)	Terrains	Constructions	Installations, production thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels et outillages	Autres immobilisations en cours	Total
Valeurs brutes publiées au 31.12.2002	88	9 601	1 098	46 201	2 714	269	59 971
Changements de méthode	–	(8)	–	(42)	(108)	(6)	(164)
Valeurs brutes pro forma au 31.12.2002	88	9 593	1 098	46 159	2 606	263	59 807
Augmentations	–	16	8	2 038	76	117	2 255
Diminutions	(1)	(23)	(16)	(250)	(102)	(2)	(394)
Ecart de conversion	1	(10)	(1)	21	(95)	5	(79)
Autres mouvements ⁽¹⁾	2	(7 003)	7 079	114	(371)	(208)	(387)
Valeurs brutes au 31.12.2003	90	2 573	8 168	48 082	2 114	175	61 202
Amortissements publiés au 31.12.2002	(1)	(5 047)	(721)	(15 144)	(896)	(88)	(21 897)
Changements de méthode	–	–	–	16	17	–	33
Amortissements pro forma au 31.12.2002	(1)	(5 047)	(721)	(15 128)	(879)	(88)	(21 864)
Dotations nettes aux amortissements	–	(71)	(96)	(1 226)	(118)	(1)	(1 512)
Dotations nettes aux provisions pour dépréciation	–	–	–	(546)	–	–	(546)
Cessions	–	16	6	193	101	2	318
Ecart de conversion	–	5	1	10	25	(2)	39
Autres mouvements ⁽¹⁾	–	3 522	(3 543)	129	12	45	165
Amortissements au 31.12.2003	(1)	(1 575)	(4 353)	(16 568)	(859)	(44)	(23 400)
Valeurs nettes publiées au 31.12.2002	87	4 554	377	31 057	1 818	181	38 074
Valeurs nettes pro forma au 31.12.2002	87	4 546	377	31 031	1 727	175	37 943
Valeurs nettes au 31.12.2003	89	998	3 815	31 514	1 255	131	37 802

(1) Par souci d'homogénéité avec ce qui est pratiqué pour les centrales nucléaires et à flamme, les barrages, prises d'eau et conduites forcées, figurant dans la catégorie "Constructions" sur l'exercice 2002, ont été reclassés sur l'exercice 2003 sous la rubrique "Installations de production hydraulique".

Le poste "Immobilisations du domaine concédé" comprend les immobilisations concédées des pays suivants : France, Argentine, Brésil, Côte d'Ivoire, Chine, Mexique et Suisse.

Par ailleurs, le Groupe a procédé en juin 2003 à une dépréciation de 534 millions d'euros des actifs corporels de la société Light.

> 18 Immobilisations financières

> 18.1 Variations des immobilisations financières

Les variations des immobilisations financières s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Titres de participation	Autres titres immobilisés	TIAP	Autres immobilisations financières	Total immobilisations financières	Provisions	Immobilisations financières nettes
31.12.2002 (publié)	3 415	398	3 167	2 180	9 160	(591)	8 569
Changements de présentation ⁽¹⁾	(1 860)	(231)	1 287	–	(804)	(329)	(1 133)
31.12.2002 (pro forma)	1 555	167	4 454	2 180	8 356	(920)	7 436
Acquisitions	242	18	759	417	1 436	(219)	1 217
Cessions	(155)	(37)	(357)	(740)	(1 289)	213	(1 076)
Mouvements de périmètre	(104)	3	75	(52)	(78)	4	(74)
Ecarts de conversion	(6)	(2)	–	(7)	(15)	(4)	(19)
Autres variations	114	–	(44)	(212)	(142)	(27)	(169)
31.12.2003	1 646	149	4 887	1 586	8 268	(953)	7 315

(1) Dont (1 860) millions d'euros de titres Total reclassés en valeurs mobilières de placement, 1 287 millions d'euros de valeur brute et 329 millions d'euros de provisions relatifs aux actifs dédiés de EDF maison mère reclassés de valeurs mobilières de placement en TIAP.

Une opération de titrisation de créances immobilisées a été réalisée en 2003 chez EDF maison mère : le prix de cession, qui a porté sur un en-cours de 415 millions d'euros, s'élève à 377 millions d'euros, soit une charge nette de 38 millions d'euros.

> 18.2 Titres de participation

(en millions d'euros)	Notes	Valeur comptable au 31.12.2003	Valeur comptable au 31.12.2002 pro forma ⁽¹⁾	Valeur comptable au 31.12.2002
Total ⁽¹⁾				1 860
Areva		123	123	123
Italenergia bis	30.1	590	590	590
Titres de participation inférieurs à 100 millions d'euros		933	842	842
Titres de participation – valeur brute		1 646	1 555	3 415
Provisions sur titres de participation	30.1	(306)	(216)	(216)
Titres de participation – valeur nette		1 340	1 339	3 199

(1) Dont (1 860) millions d'euros de titres Total reclassés en valeurs mobilières de placement.

> 18.3 Valeur estimative du portefeuille de TIAP

(en millions d'euros)	31.12.2003	31.12.2002 pro forma	31.12.2002
EDF maison mère	2 657	2 337	1 050
EnBW	2 123	2 032	2 032
Autres	107	85	85
Valeur brute	4 887	4 454	3 167
EDF maison mère	(317)	(368)	(39)
EnBW	(58)	(68)	(68)
Autres	(20)	(22)	(22)
Dépréciation	(395)	(458)	(129)
EDF maison mère	2 340	1 969	1 011
EnBW	2 065	1 964	1 964
Autres	87	63	63
Valeur nette	4 492	3 996	3 038
EDF maison mère	2 423	2 076	1 059
EnBW	2 139	1 964	1 964
Autres	85	15	15
Valeur estimative	4 647	4 055	3 038

> 18.4 Autres immobilisations financières

Les autres immobilisations se présentent ainsi :

(en millions d'euros)	31.12.2003	31.12.2002 pro forma	31.12.2002
Créances financières	632	917	917
Autres	954	1 263	1 263
Valeurs brutes	1 586	2 180	2 180
dont à moins de 1 an	346	690	690
dont de 2 à 5 ans	605	704	704
dont à plus de 5 ans	636	786	786
Dépréciation	(252)	(243)	(243)
Valeurs nettes	1 334	1 937	1 937
dont à moins de 1 an	325	664	664
dont de 2 à 5 ans	569	555	555
dont à plus de 5 ans	440	718	718

> 19 Titres mis en équivalence

Le détail des entreprises associées au 31 décembre 2003 est le suivant :

Nom de l'entité	Activité principale	Quote-part des droits de vote détenus %	Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres au 31.12.2003	Quote-part de résultat au 31.12.2003	Quote-part de capitaux propres au 31.12.2002 pro forma	Quote-part de résultat au 31.12.2002 pro forma
(en millions d'euros)							
Dalkia Holding	S	34,0	34,0	524	5	525	(14)
Etag	P	25,0	20,0	365	(8)	380	(12)
Finel - Ise	P	40,0	40,0	210	40	170	35
SSE	D	49,0	49,0	172	11	158	–
Atel	P	21,2	14,3	164	23	150	18
Stadtwerke Düsseldorf	D	29,9	29,9	125	(81)	208	(2)
Shandong SZPC	P	19,6	19,6	101	13	121	17
Motor Colombus	P	20,0	22,3	56	(8)	73	(9)
Budapesti Elektromos Müvek	D	27,3	27,3	56	(1)	62	2
Autres titres mis en équivalence	–	–	–	373	32	453	(10)
Titres mis en équivalence	–	–	–	2 146	26	2 300	25

Le montant des dotations aux amortissements d'écarts d'acquisition, inclus dans la colonne quote-part de résultat au 31 décembre 2003, sur les sociétés mises en équivalence s'élève à 146 millions d'euros.

> 20 Stocks et en-cours

La valeur comptable des stocks, répartie par catégorie de stocks, se présente comme suit :

	Combustibles nucléaires	Autres combustibles	Autres matières premières	En-cours de production de biens et services	Autres stocks	Total stocks
(en millions d'euros)						
Valeur brute	6 222	462	1 883	139	138	8 844
Provisions	(225)	–	(508)	(9)	–	(742)
Valeur nette au 31.12.2002	5 997	462	1 375	130	138	8 102
Valeur brute	6 214	462	1 091	139	138	8 044
Provisions	(225)	–	(149)	(9)	–	(383)
Valeur nette pro forma au 31.12.2002	5 989	462	942	130	138	7 661
Valeur brute	5 668	426	975	164	85	7 318
Provisions	(234)	–	(147)	(13)	–	(394)
Valeur nette 31.12.2003	5 434	426	828	151	85	6 924

> 21 Clients et comptes rattachés

La valeur nette des créances clients est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	31.12.2003	31.12.2002 pro forma	31.12.2002
Clients et comptes rattachés – valeur brute	14 904	12 963	12 963
Provisions	(510)	(595)	(595)
Clients et comptes rattachés – valeur nette	14 394	12 368	12 368

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins de un an.

> 22 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	Personnel- avantages postérieurs à l'emploi ou à long terme	Comptes courants d'exploitation	Charges constatées d'avance	Autres créances	Total
Au 31.12.2002					
Valeur brute	144	709	746	4 603	6 202
Provisions	–	(1)	–	(94)	(95)
Valeur nette	144	708	746	4 509	6 107
Au 31.12.2002 pro forma					
Valeur brute	144	709	746	4 600	6 199
Provisions	–	(1)	–	(93)	(94)
Valeur nette	144	708	746	4 507	6 105
Au 31.12.2003					
Valeur brute	106	252	737	3 798	4 893
Provisions	–	(19)	–	(94)	(113)
Valeur nette au 31.12.2003	106	233	737	3 704	4 780

Les avantages au personnel ne concernent que le fonds de pension EDF Energy (voir note 28.5).

Le poste "Autres créances" comprend essentiellement des créances envers l'Etat et les collectivités publiques.

Les échéances des autres débiteurs sont majoritairement à moins de un an, à l'exception des actifs concernant les avantages postérieurs à l'emploi.

> 23 Actifs financiers à court terme

Les actifs financiers à court terme se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2003	31.12.2002 pro forma	31.12.2002
Valeurs mobilières de placement ⁽¹⁾	2 755	2 309	1 406
Autres actifs financiers à court terme (échéance > 3 mois)	317	134	134
Actifs financiers à court terme	3 072	2 443	1 540

(1) Dont 1 860 millions d'euros de titres Total reclassés en valeurs mobilières de placement et (958) millions d'euros d'actifs dédiés nets de provisions de EDF maison mère reclassés de valeurs mobilières de placement en TIAP au titre du pro forma 2002.

> 24 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se composent des fonds en caisse, des soldes bancaires et des placements dans des instruments du marché monétaire. La trésorerie et équivalents de trésorerie figurant dans le tableau des flux de trésorerie comprennent les montants suivants inscrits dans le bilan :

(en millions d'euros)	31.12.2003	31.12.2002 pro forma	31.12.2002
Disponibilités	1 870	1 172	1 172
Valeurs mobilières de placement	417	924	924
Comptes courants financiers	151	112	112
Autres actifs financiers à court terme (échéance < 3 mois)	85	30	30
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 523	2 238	2 238

La trésorerie immobilisée pour le compte d'investissements déjà planifiés dans le cadre du cofinancement du consortium du métro de Londres est de 328 millions d'euros.

> 25 Comptes spécifiques des concessions

(en millions d'euros)	31.12.2003	31.12.2002 pro forma	31.12.2002
Contre-valeur des biens mis en concession par le concédant	18 004	17 526	17 526
Fonds de caducité	1 738	3 295	3 295
Avances conditionnées			
Comptes spécifiques des concessions	19 743	20 822	20 822

> 26 Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire

La variation des provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire se répartit comme suit au 31 décembre 2003 :

(en millions d'euros)	31.12.2002	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2003
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour retraitement du combustible nucléaire	10 671	1 062	(755)	(17)	(62)	10 899
Provisions pour évacuation et stockage	3 511	296	(97)	—	49	3 759
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	14 182	1 358	(852)	(17)	(13)	14 658

> 26.1 Provisions pour retraitement du combustible nucléaire

> 26.1.1 Provisions pour retraitement des combustibles irradiés de EDF maison mère

La provision pour le retraitement des combustibles irradiés est estimée à partir des dispositions du protocole signé avec COGEMA le 30 août 2001, et des accords transitoires conclus au cours des années 2002 et 2003, lesquels fixent les grandes lignes du contrat (période 2001-2007) en cours de finalisation.

Un échéancier des décaissements prévisionnels est déterminé sur la base des quantités à évacuer et/ou à traiter au 31 décembre 2003. Ces quantités couvrent la durée totale du contrat en cours de finalisation (2004-2007) et une partie du ou des contrat(s) ultérieur(s).

Au-delà de la période de référence du contrat, la provision est évaluée sur la base d'hypothèses prudentes établies par les experts de l'entreprise à partir des dispositions contractuelles existantes.

Cette provision inclut également la contribution d'EDF aux coûts de reprise et de conditionnement des déchets anciens issus du processus de traitement, ainsi que ceux relatifs à la contribution d'EDF aux opérations de déconstruction des installations de La Hague.

Ces coûts ont été révisés au 31 décembre 2003 en fonction des dispositions générales des accords intervenus au cours de l'année 2003 avec COGEMA, et en prenant en considération les résultats intermédiaires du processus de négociation globale dans lequel les deux entreprises sont engagées, lequel vise à définir :

- d'une part :
- les conditions juridiques et financières d'un transfert à COGEMA des obligations financières actuelles d'EDF de par-

ticipation à la déconstruction des installations de La Hague ; celles-ci, établies sur la base d'un devis de la société SGN (filiale de COGEMA), pourraient comprendre les modalités d'un règlement libératoire de cet engagement de long terme ;

- la participation financière d'EDF au titre de la reprise et du conditionnement des déchets anciens ;

Et d'autre part, les conditions économiques du futur contrat des combustibles irradiés au-delà de 2007.

Dans ce cadre, les éléments tenant à la révision du devis de déconstruction de référence et à la fixation des quotes-parts respectives pour le financement de celle-ci, ont d'ores et déjà fait l'objet fin juillet 2003 d'un relevé de position commune. Les négociations ont progressé durant le second semestre 2003 sur chacun des points restant ouverts sans toutefois pouvoir parvenir à finaliser les termes d'un accord global au 31 décembre 2003.

En conséquence, le montant de la provision pour retraitement des combustibles irradiés est déterminé de la façon suivante :

- l'assiette et la quote-part d'EDF dans le financement de la déconstruction des installations de retraitement de La Hague sont évaluées sur la base de données communes aux deux entreprises comme précité ;
- l'échéancier des décaissements prévisionnels et les taux d'inflation et d'actualisation sont fondés sur des données partagées par EDF et COGEMA.

Les conditions d'une éventuelle libération des obligations d'EDF au titre des opérations de reprise et de conditionnement des déchets et de la déconstruction 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.

Concernant le retraitement du combustible de Creys-Malville, la provision est fondée sur l'option d'un retraitement de l'ensemble du combustible appartenant à EDF dans des installations spécialement aménagées et qualifiées à cet effet, après un entreposage de longue durée sur le site.

Enfin, la provision pour déconstruction de l'usine de retraitement des combustibles irradiés UNGG de Marcoule est évaluée sur la base :

- d'un devis de la COGEMA établi en 1994, auquel a été appliquée une clef de répartition estimée par l'entreprise pour tenir compte de la participation au financement de chacun des membres du GIE CODEM qui regroupe les différents partenaires associés à la déconstruction de l'usine de Marcoule ;
- du positionnement et de l'actualisation de décaissements en fonction d'un échéancier décomposé en trois phases (mise à l'arrêt définitif, déconstruction et conditionnement des déchets, fin des opérations) également appréciées par l'Entreprise.

> 26.1.2 Provisions pour fin de cycle des combustibles nucléaires des filiales

Ces provisions 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.

> 26.2 Provision pour évacuation et stockage des déchets radioactifs

Pour EDF maison mère, 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 et à vie courte issus de la maintenance des centrales et de la déconstruction ;

- l'évacuation et le stockage en sub-surface des déchets à faible activité et à vie longue ;
- la gestion à long terme des déchets de haute activité et à vie longue relevant de la loi du 30 décembre 1991.

La loi du 30 décembre 1991 instaure une période de recherche de quinze ans selon trois grands axes afin de permettre un choix démocratique national de la solution de gestion à long terme des déchets de haute activité et à vie longue avant la fin de l'année 2006. Parmi les trois axes de recherche, le stockage géologique est aujourd'hui considéré comme une solution de référence appropriée pour la communauté scientifique internationale. C'est par ailleurs la voie retenue par les pays les plus avancés dans la mise en œuvre d'une solution de gestion à long terme des déchets de haute activité à vie longue (Etats-Unis, Finlande, etc.).

L'évaluation de la provision repose aujourd'hui sur l'hypothèse d'un stockage géologique en milieu argileux des déchets de haute activité à vie longue issus du retraitement des combustibles usés d'EDF. L'échéancier des dépenses prévisionnelles est constitué sur la base de l'évaluation du coût d'un stockage industriel établie et communiquée par l'Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs (ANDRA) en 1996. Les quantités prises en compte incluent les déchets existants et ceux qui seront produits à l'issue du traitement de l'ensemble des tonnes irradiées au 31 décembre 2003. Cette provision est susceptible d'être revue en fonction d'un nouveau devis qui serait établi en 2004 par l'ANDRA.



> 27 Provisions pour déconstruction et dernier cœur

La variation des provisions pour déconstruction et dernier cœur se répartit comme suit au 31 décembre 2003 :

	31.12.2002	Effet allongement durée de vie des centrales nucléaires ⁽¹⁾	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2003
				Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
(en millions d'euros)							
Provisions pour déconstruction des centrales	12 355	(2 261)	518	(147)	–	12	10 477
Provisions pour dépréciation du dernier cœur	2 182	(550)	81	–	(95)	6	1 624
Provisions pour déconstruction et dernier cœur	14 537	(2 811)	599	(147)	(95)	18	12 101

(1) L'allongement de la durée d'exploitation des centrales nucléaires d'EDF entraîne un décalage de dix ans dans le calendrier de décaissement.

> 27.1 Provisions pour déconstruction des centrales

En ce qui concerne EDF maison mère, cette rubrique concerne la déconstruction :

- des centrales nucléaires filière REP en exploitation et des centrales nucléaires arrêtées définitivement (centrales de première génération et centrale de Creys-Malville) ;
- des centrales thermiques à flamme.

> 27.1.1 Centrales nucléaires de EDF maison mère

- Pour les centrales à réacteurs à eau pressurisée – filière REP paliers 900 MW, 1 300 MW et N4 –, une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991 a déterminé une estimation du coût de référence, et confirmé 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. 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.

Jusqu'au 31 décembre 2001, une revalorisation du coût de référence était faite chaque année par application de l'indice des prix du PIB et la provision pour déconstruction des centrales nucléaires était dotée linéairement sur la durée de vie de la centrale, soit trente ans.

A compter du 1^{er} janvier 2002, l'intégralité de la valeur actuelle de l'engagement pour déconstruction des centrales nucléaires est désormais 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 1.11 des principes et méthodes comptables.

En application du principe de non-compensation des actifs et des passifs pour l'estimation des provisions pour risques et charges, un actif à recevoir a également été comptabilisé sous la forme de produits à recevoir pour constater l'engagement des partenaires étrangers à prendre en charge, à hauteur de leur participation, la déconstruction des tranches 1 et 2 des centrales REP de CATTENOM et de CHOOZ B 1 et 2.

- Pour les centrales nucléaires de première génération, la provision est évaluée à partir du coût des travaux déjà réalisés, d'études, de devis et d'une inter-comparaison réalisés par l'entreprise, en fonction du programme de déconstruction adopté par l'entreprise. Les décaissements envisagés ont été "inflatés" en fonction des échéanciers établis en interne et actualisés. Cette évaluation reste susceptible d'évoluer dans le futur, en fonction des résultats des études techniques sur les modalités pratiques de déconstruction. A l'horizon 2004-2005, des éléments d'appréciation plus significatifs sont attendus qui pourraient conduire à revoir le montant de ces provisions.

- Les coûts de déconstruction des centrales de Phénix et de Brennilis sont également provisionnés et figurent sous cette rubrique.

> 27.1.2 Centrales thermiques à flamme de EDF maison mère

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme ont été appréhendées à la suite d'une étude effectuée en 1998 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.

> 27.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales des filiales

En ce qui concerne 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.

> 27.2 Provision dernier cœur

Pour EDF maison mère, 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 décembre 2003 ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, et d'évacuation-stockage des déchets correspondants. Ces coûts sont valorisés suivant les principes des provisions relatives au retraitement ainsi qu'à l'évacuation et au stockage des déchets.

Cette provision étant liée à une obligation existante à la date de mise en service de la tranche de production nucléaire à laquelle le cœur appartient, les coûts sont intégralement provisionnés et un actif est constitué en contrepartie de la provision aux conditions précisées au paragraphe 1.11.

Compte tenu de la sensibilité aux hypothèses retenues de l'ensemble des provisions visées dans les notes 26 et 27, 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 annuelles pourraient conduire à des révisions des montants provisionnés.

> 28 Provisions pour avantages du personnel

La variation des provisions pour avantages du personnel se répartit comme suit au 31 décembre 2003 :

	31.12.2002	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2003
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
(en millions d'euros)						
Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi	1 887	151	(98)	(1)	22	1 961
Provisions autres avantages à LT du personnel	263	24	(18)	(2)	(43)	224
Provisions pour avantages du personnel	2 150	175	(116)	(3)	(21)	2 185

> 28.1 Les spécificités du régime spécial des entreprises des Industries Electriques et Gazières (IEG)

Le régime de retraite des agents statutaires de ces entreprises est un régime spécial, légal et obligatoire.

Les conditions de détermination des droits à retraite ainsi que celles du financement du régime fixées par le statut national du personnel (décret du 22 juin 1946) relèvent des pouvoirs publics. Les entreprises n'ont juridiquement pas la possibilité d'en adapter ou d'en modifier les termes.

Ce régime n'est pas un régime d'entreprise mais une composante de la législation sur les régimes obligatoires d'assurance vieillesse au sens de l'article L. 711-1 du Code de la sécurité sociale.

Il n'est en outre pas limité au seul secteur nationalisé (EDF et GDF) mais concerne également les entreprises non nationalisées.

EDF est par ailleurs un établissement public à caractère industriel et commercial avec les obligations mais aussi les droits et garanties attachés à ce statut.

> 28.2 Les obligations financières actuelles de EDF maison mère

Si les entreprises des Industries Electriques et Gazières n'ont pas d'obligation légale quant à la couverture directe des engagements de retraite, elles ont en revanche une obligation vis-à-vis du financement du régime dont elles assurent, dans le cadre de la réglementation actuelle, l'équilibre des charges annuelles.

Pour EDF maison mère, le nombre d'affiliés au régime s'élève à fin 2003 à 110 089 actifs.

En 2003, la contribution d'EDF à l'équilibre du régime des IEG s'élève à 2 043 millions d'euros. Elle tient compte des compensations avec les autres régimes légaux de retraite (126 millions d'euros) et des charges de gestion du régime (24 millions d'euros).

En 1999, EDF a engagé un processus d'externalisation en vue de couvrir une fraction de ses futures cotisations d'équilibre au régime de retraite des Industries Electriques et Gazières

par des systèmes d'assurance. A ce titre, un montant total de 2 703 millions d'euros a été versé entre 1999 et 2002, dont 566 millions d'euros pour 2002. Pour 2003, une charge de 578 millions d'euros a été comptabilisée, le versement correspondant a été effectué le 16 janvier 2004 aux sociétés d'assurance.

Ce processus s'inscrit dans le cadre du contrat d'entreprise signé entre EDF et l'Etat en 1997 et repris dans le contrat de Groupe du 14 mars 2001. La valeur du fonds s'élève à fin 2003 à 2 647 millions d'euros. L'objectif à atteindre n'est pas de se substituer au régime de retraite actuel, mais de couvrir un pourcentage des engagements totaux d'EDF prévu en croissance dans le temps.

> 28.3 Les évolutions prévisibles du régime de retraite IEG

Le contrat de Groupe entre l'Etat et EDF mentionnait la nécessité d'une réforme du régime spécial de retraite de la branche des Industries Electriques et Gazières avant fin 2003. Les pouvoirs publics ont annoncé qu'ils comptaient mettre en œuvre le "relevé de conclusions", signé en décembre 2002 entre les employeurs et trois syndicats de salariés, qui leur a été transmis début 2003. La Commission européenne ayant validé en décembre 2003 la réforme envisagée, les pouvoirs publics préparent un projet de loi.

La réforme envisagée prévoit le maintien du régime spécial de retraite des IEG et la création de la Caisse nationale des Industries Electriques et Gazières, organisme paritaire de sécurité sociale, personne morale distincte d'EDF, à laquelle l'ensemble des salariés et des employeurs de la branche des IEG serait obligatoirement affilié.

La Caisse des IEG devrait conclure des conventions financières avec la CNAV (régime général) et l'AGIRC-ARRCO (régimes complémentaires) pour le financement par ces régimes d'une partie des droits à retraite servis par le régime spécial de retraite des IEG (droits de base), en contrepartie du paiement d'une cotisation libératoire de droit commun et, le cas échéant, d'une contribution de maintien de droit (soulte) lors de la conclusion des accords. Les modalités techniques et financières de ces conventions restent cependant à déterminer entre la branche des IEG et les régimes de droit commun.

Les droits spécifiques des IEG correspondant à des prestations supplémentaires par rapport aux droits de base seraient financés d'une part par une contribution tarifaire pour les droits spécifiques déjà acquis à la date de la réforme pour les activités de transport et de distribution de l'électricité, et d'autre part par une contribution des entreprises pour les droits spécifiques acquis à la date de la réforme pour les autres activités, ainsi que pour les droits spécifiques qui seront acquis dans le futur.

Lorsque cette réforme sera mise en place, elle sera traduite dans les comptes.

> 28.4 Autres avantages du personnel de EDF maison mère

En complément des retraites, d'autres avantages sont donnés aux actifs et aux inactifs ; ils comprennent :

- le complément solidarité ;
- la couverture maladie ;

- l'avantage en nature énergie ;
- l'indemnité de secours immédiat ;
- l'indemnité compensatrice de fin d'études ;
- les indemnités de fin de carrière (couvertes totalement par des contrats d'assurance) ;
- les rentes d'accident du travail et de maladie professionnelle ;
- invalidité (hors invalidité suite à incapacité temporaire) ;
- incapacité temporaire (montant par ailleurs provisionné – voir note 30) ;
- invalidité suite à incapacité temporaire ;
- les médailles du travail (montant par ailleurs provisionné – voir note 30).

Ces avantages seront reconnus au plus tard en 2005 au moment du passage aux normes internationales.

> 28.5 Provisions pour retraites et engagements assimilés au 31 décembre 2003

(en millions d'euros)	France hors IEG	Europe	Amériques
Engagements au 01.01.2003	227	4 566	393
Coût des services rendus	2	92	–
Charges d'intérêt	–	235	42
Prestations versées	(2)	(213)	–
Modification des hypothèses/plans	9	193	(15)
Autres	3	(195)	(3)
Engagements au 31.12.2003	239	4 678	417
Valeur actuelle des actifs investis	(63)	(2 418)	(185)
Ecarts actuariels	(9)	(533)	(47)
Provisions nettes constituées au 31.12.2003	167	1 727	185

Les principaux engagements de retraite, hors le régime des IEG décrits ci-dessus, concernent les sociétés anglaises et allemandes et sont pour l'essentiel représentatifs de régime à prestations définies.

Les provisions nettes constituées au 31 décembre 2003 (2 079 millions d'euros) se décomposent au bilan en :

- une provision de 2 185 millions d'euros dans la rubrique "Provisions pour avantages du personnel" ;
- une créance de 106 millions d'euros sous la rubrique "Autres débiteurs", chez EDF Energy (voir note 22).

> 28.6 Variation des provisions

(en millions d'euros)	France hors IEG	Europe	Amériques	TOTAL	dont Total Créances à l'actif	dont Total Provisions au passif
Provisions au 01.01.2003	213	1 624	169	2 006	(144)	2 150
Utilisation de l'année	(14)	(63)	(17)	(94)	27	(121)
Modification de périmètre	–	31	–	31	–	31
Dotations nettes de l'exercice	13	133	29	175	–	175
Autres	(45)	2	4	(39)	11	(50)
Provisions au 31.12.2003	167	1 727	185	2 079	(106)	2 185
dont avantages postérieurs à l'emploi	6	1 665	184	1 855	(106)	1 961
dont autres avantages à long terme	161	62	1	224	–	224

> 29 Provision pour renouvellement des immobilisations en concessions

	31.12.2002	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2003
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour renouvellement des immobilisations en concession						
	12 451	2 013	(13)	(99)	(413)	13 939

(en millions d'euros)

L'inventaire des immobilisations s'est traduit par une augmentation de ces provisions d'un montant de 819 millions d'euros. Par ailleurs, 385 millions d'euros ont été reclassés au droit du concédant.

> 30 Autres provisions pour risques et charges

La variation des autres provisions pour risques et charges se répartit comme suit au 31 décembre 2003 :

	31.12.2002	Changement de méthode et de présentation	31.12.2002 pro forma	Effet allongement durée de vie des centrales nucléaires	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2003
						Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Autres provisions pour risques et charges									
	6 670	(2 803)	3 867	(222)	1 817	(729)	(736)	(485)	3 512

(en millions d'euros)

> 30.1 Provisions pour risques liés aux participations

Une mise à jour de l'évaluation des titres détenus dans IEB et des engagements financiers directs et indirects pris par EDF dans IEB et Edison a été effectuée durant l'exercice. Plusieurs éléments intervenus au cours de l'exercice ont été pris en compte dans cette évaluation qui repose sur les méthodes des flux de trésorerie futurs actualisés, les méthodes fondées sur les comparables boursiers ne paraissant pas appropriées en raison de la conjoncture boursière, de la faiblesse du flottant et du caractère de société en développement d'Edison :

- la disponibilité des business-plans d'Edison et de sa filiale Edipower qui ont été approuvés par les directions des deux sociétés au cours du premier semestre ;
- la prise en compte d'hypothèses révisées concernant différents paramètres entrant dans le calcul de la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs ;
- les conséquences dilutives de la conversion des bons de souscription d'actions émis lors de l'augmentation de capital réalisée sur le marché en 2003.

Sur cette base et après effet de l'actualisation des engagements financiers contractés, 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 (voir note 34.1.7) de 855 millions d'euros ont été comptabilisées en 2003.

> 30.2 Autres provisions pour risques

Cette rubrique comprend notamment des provisions pour contrats onéreux (855 millions d'euros).

En ce qui concerne EDF maison mère, les provisions pour contrats onéreux d'un montant de 382 millions d'euros se décomposent en :

- une provision pour perte sur contrats d'achat d'énergie à la SNET constituée pour la différence sur la durée du contrat entre le coût d'achat aux conditions contractuelles et le prix prévisionnel de l'électricité sur le marché européen. Au 31 décembre 2003, cette provision s'élève à 264 millions d'euros. La diminution enregistrée en 2003 de 293 millions d'euros résulte pour l'essentiel de la prise en compte de l'effet du nouveau scénario de prix intégrant les évolutions récentes du marché et des décisions de l'arrêt du Conseil d'Etat suite aux recours déposés par EDF et la SNET. L'évaluation de cette provision est particulièrement sensible aux hypothèses retenues concernant notamment l'évolution du prix du marché de l'électricité, du prix du charbon et de la parité euro-dollar US ;
- une provision pour perte sur contrats de vente d'énergie qui représente la différence entre le coût de production nucléaire et le prix de vente des quantités d'énergie à livrer sur la durée des contrats. A compter de 2003, la référence est le coût direct de production nucléaire considéré comme étant économiquement plus pertinent que le coût complet de production, ce changement de référence s'est traduit par une diminution de provision de 111 millions d'euros qui a été

enregistrée directement en capitaux propres. Par ailleurs, un complément de provision de 34 millions d'euros a été comptabilisé au 1^{er} janvier 2003 par les capitaux propres consécutivement au changement du mode d'amortissement des centrales nucléaires. L'allongement de la durée de vie des centrales nucléaires s'est traduit par une reprise de provision de 222 millions d'euros passée en résultat. Au 31 décembre 2003, cette provision s'élève à 118 millions d'euros.

Concernant les filiales, les provisions pour contrats onéreux s'élèvent à 258 millions d'euros pour EnBW et 215 millions d'euros pour EDF Energy.

Par ailleurs, la Commission de Bruxelles a engagé une procédure contre la France (saisine de la Cour Européenne le 4 juin 2003), considérant que l'Etat français n'a pas pris toutes les mesures appropriées pour prévenir, réduire et combattre la pollution par les centrales hydrauliques de Saint-Chamas et de Salon liée aux rejets d'eau douce et de limons provenant de la Durance et dérivés de l'Etang de Berre. Aucune provision n'a été constituée à ce titre.

Suite à l'explosion de l'usine AZF le 21 septembre 2001 à Toulouse, la société Grande Paroisse (groupe Total), dont les responsabilités civile et pénale ont été mises en cause, a engagé une procédure en référé devant le tribunal de grande instance de Toulouse à l'encontre des gestionnaires d'installations élec-

triques haute tension. L'entreprise considérant que sa responsabilité n'est pas engagée, aucune provision n'a été constituée à ce titre.

> 30.3 Autres provisions pour charges

Cette rubrique comprend essentiellement les autres provisions pour charges de EDF maison mère. EDF ayant modifié le plan d'amortissement de certains composants, les provisions antérieurement constituées au titre des remplacements des pièces concernées ont été annulées pour un montant de 645 millions d'euros.

Cette rubrique comprend par ailleurs :

- une provision de 333 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 ;
- la provision de 566 millions d'euros destinée à couvrir une fraction des futures cotisations d'équilibre du Régime de retraite des Industries Electriques et Gazières constituée en 2002 conformément aux dispositions du contrat de groupe avec l'Etat a été reclassée en charges à payer au 1^{er} janvier 2003 (voir note 1.3) ;
- une provision pour charges liées à l'énergie livrée non facturée qui s'élève à 86 millions d'euros.

> 31 Emprunts et dettes financières

> 31.1 Variation 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
31 décembre 2002 (publié au format 2003)	13 771	5 411	9 842	20	498	29 542
31 décembre 2002 changements pro forma	(226)	–	2 089	139	–	2 002
31 décembre 2002 pro forma	13 545	5 411	11 931	159	498	31 544
Augmentations	2 405	927	4 895	121	306	8 654
Diminutions	(2 479)	(618)	(6 177)	(14)	(198)	(9 486)
Mouvements de périmètre	158	(54)	52	7	1	164
Ecart de conversion	(405)	(367)	(399)	2	(63)	(1 232)
Autres	44	(1 226)	1 130	(20)	32	(40)
31 décembre 2003	13 268	4 073	11 432	255	576	29 604

Les autres dettes financières sont essentiellement portées par EDF maison mère à hauteur de 8 016 millions d'euros à fin décembre 2003. Elles se composent principalement d'Euro Medium Term Notes et enregistrent les opérations de titrisation des créances commerciales futures.

Les emprunts du Groupe supérieurs à un milliard d'euros sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions d'euros)	Entité	Echéance	Montant	Devise	Taux
Obligataire	Maison mère	2004	2 228	EUR	8,6 %
Obligataire	Maison mère	2009	1 996	EUR	5,0 %
Euro MTN	Maison mère	2016	1 100	EUR	5,5 %
Euro MTN	Maison mère	2010	1 000	EUR	5,8 %

Le Groupe est par ailleurs engagé dans un processus de renégociation de la dette de ses filiales brésiliennes et argentines.

> 31.2 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
31 décembre 2002 (publié au format 2003)	13 771	5 411	9 842	20	498	29 542
A moins de un an	2 993	1 464	3 404	(20)	310	8 151
Entre un et cinq ans	5 199	2 411	1 976	33	37	9 656
A plus de cinq ans	5 579	1 536	4 462	7	151	11 735
31 décembre 2002 changements pro forma	(226)	—	2 089	139	—	2 002
A moins de un an	—	—	2 089	6	—	2 095
Entre un et cinq ans	(226)	—	—	33	—	(193)
A plus de cinq ans	—	—	—	100	—	100
31 décembre 2002 pro forma	13 545	5 411	11 931	159	498	31 544
A moins de un an	2 993	1 464	5 493	(14)	310	10 246
Entre un et cinq ans	4 973	2 411	1 976	66	37	9 463
A plus de cinq ans	5 579	1 536	4 462	107	151	11 835
31 décembre 2003	13 268	4 073	11 432	255	576	29 604
A moins de un an	4 182	816	4 300	18	574	9 890
Entre un et cinq ans	3 124	1 830	2 399	69	2	7 424
A plus de cinq ans	5 962	1 427	4 733	168	—	12 290

> 31.3 Ventilation des emprunts par devise au 31 décembre 2003

(en millions d'euros)	31.12.2003				31.12.2002 pro forma			
	Structure initiale de la dette	Incidence des swaps	Structure de la dette après swaps	% de la dette	Structure initiale de la dette	Incidence des swaps	Structure de la dette après swaps	% de la dette
Euro (EUR)	17 811	(2 582)	15 229	51,4 %	18 810	(2 111)	16 699	52,9 %
Dollar américain (USD)	4 078	(1 652)	2 426	8,2 %	5 055	(1 401)	3 654	11,6 %
Livre sterling (GBP)	6 208	3 337	9 545	32,2 %	6 093	3 464	9 557	30,3 %
Autres	1 651	753	2 404	8,2 %	1 512	122	1 634	5,2 %
Total des emprunts	29 748	(144)	29 604		31 470	74	31 544	

> 31.4 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt, avant et après swaps

(en millions d'euros)	31.12.2003			31.12.2002 pro forma		
	Structure initiale de la dette	Incidence des swaps	Structure de la dette après swaps	Structure initiale de la dette	Incidence des swaps	Structure de la dette après swaps
A taux fixe :	23 232	(6 326)	16 906	24 925	(8 613)	16 312
A taux variable :	6 516	6 182	12 698	6 545	8 687	15 232
Total des emprunts	29 748	(144)	29 604	31 470	74	31 544

> 31.5 Taux d'intérêt

Le taux moyen de coupon de EDF maison mère est de 4,8 %.

Le taux moyen de coupon estimé des principales filiales est de 5,9 %.

> 31.6 Endettement financier net

(en millions d'euros)	31.12.2003	31.12.2002 pro forma	31.12.2002
Emprunts et dettes financières	29 604	31 544	29 542
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(2 523)	(2 238)	(2 238)
Actifs financiers à court terme	(3 072)	(2 443)	(1 540)
Endettement financier net	24 009	26 863	25 764

Evolution de l'endettement financier net :

(en millions d'euros)	31.12.2003
Excédent brut d'exploitation (EBITDA)	11 026
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBITDA	28
Dividendes reçus des sociétés mises en équivalence	79
Augmentation du besoin en fonds de roulement net	18
Autres éléments	(111)
Bénéfice opérationnel	11 040
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles, nettes des cessions	(4 621)
Frais financiers nets décaissés	(1 007)
Impôt sur le résultat payé	(3 337)
Free cash-flow	2 075
Investissements financiers (y compris titres consolidés)	284
Dividendes versés	(271)
Augmentation de capital et variation des autres fonds propres	222
Autres variations	(109)
Diminution de l'endettement financier net, hors effets de périmètre et de change	2 201
Effet de la variation du périmètre	(354)
Effet de la variation de change	1 015
Autres variations non monétaires	(8)
Diminution de l'endettement financier net	2 854
Endettement financier net à l'ouverture (pro forma)	26 863
Endettement financier net à la clôture	24 009

> 32 Autres créditeurs

(en millions d'euros)	31.12.2003	31.12.2002 pro forma	31.12.2002
Avances et acomptes reçus	3 356	3 570	3 570
Dettes sur immobilisations	228	187	187
Dettes fiscales et sociales	6 194	6 192	5 219
Produits constatés d'avance	4 891	5 007	4 994
Autres dettes	2 633	3 595	5 100
Autres créditeurs	17 302	18 551	19 070

> 33 Instruments financiers

EDF utilise des instruments financiers dont l'objectif est de limiter l'impact du risque de change sur les fonds propres et sur le résultat ainsi que pour couvrir son risque de taux d'intérêt.

L'essentiel des engagements hors bilan financiers du Groupe concernent EDF maison mère. Ceux-ci sont détaillés ci-après :

(en millions d'euros)	31.12.2003		31.12.2002	
	A recevoir Notionnel	A livrer Notionnel	A recevoir Notionnel	A livrer Notionnel
1/ Opérations sur les taux d'intérêt				
En euros :				
Ventes de contrats EUREX		569		
Achats de contrats CAP	2 750		4 729	
Ventes de contrats CAP		100		176
Swap de taux – court terme			100	100
En devises :				
Achats de contrats FLOOR	HUF	162	180	
Ventes de contrats FLOOR	HUF			180
Achats de contrats CAP	HUF	162	180	
Ventes de contrats CAP	HUF			180
Swaps de taux long terme :				
En euros	4 727	4 727	5 465	5 465
En devises :				
	CHF	257	275	275
	USD	237	286	286
Sous-total	8 295	6 214	11 215	6 662
2/ Opérations sur le change				
Opérations à terme :				
Contre-valeur en euros des devises engagées :				
	FRF		17	
	EUR	498	277	165
	USD	88	170	281
	Autres	93	95	
Swaps de capitaux long terme :				
Contre-valeur en euros des devises engagées :				
	EUR	4 324	4 091	2 093
	JPY	37	40	
	USD	1 536	1 564	381
	GBP	2 787	3 331	3 465
	CHF	144	103	
	HUF	208	231	231
	Autres	93	67	
Sous-total	9 808	10 140	6 560	6 616
3/ Autres opérations				
Swaps titrisation	1 927	1 927	1 332	1 332
Sous-total	1 927	1 927	1 332	1 332
Total des engagements hors bilan financiers	20 030	18 281	19 107	14 610

> 34 Engagements hors bilan

Dans le cadre de son activité, EDF et ses différentes filiales ont été amenés à prendre ou à recevoir divers engagements hors bilan. Les éléments constitutifs de ces engagements au 31 décembre 2003 sont les suivants :

(en millions d'euros)	Echéances			
	Total	< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans
ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNES				
1/ Engagements liés à l'exploitation				
Garanties de bonne exécution/bonne fin/soumission	823	239	283	301
Engagements sur contrats commerciaux	594	221	62	311
Engagements sur commandes d'exploitation ou d'immobilisation	5 419	2 405	2 995	19
Autres engagements liés à l'exploitation	1 491	197	1 051	242
2/ Engagements liés au financement				
Garanties sur emprunts	2 703	69	1 469	1 166
Autres engagements liés au financement	245	65	1	178
3/ Engagements liés aux investissements				
Engagements d'acquisition et de cession de titres	7 442	201	4 894	2 347
Autres engagements liés aux investissements	358	168	18	173
ENGAGEMENTS HORS BILAN REÇUS				
1/ Engagements liés à l'exploitation	117	53	57	8
2/ Engagements liés au financement	7 127	9	6 246	872
3/ Engagements liés aux investissements	526	509	17	-

> 34.1 Engagements hors bilan donnés

> 34.1.1 Garanties de bonne exécution/bonne fin/soumission

Il s'agit principalement de garanties liées à la construction ou à l'exploitation des centrales mexicaines (360 millions d'euros), chinoises – Heze et Liao cheng – (196 millions d'euros), vietnamiennes (48 millions d'euros) et égyptiennes (10 millions d'euros). Dalkia International à travers ses filiales contribue également à hauteur de 135 millions d'euros.

> 34.1.2 Engagements sur contrats commerciaux

Concernent essentiellement des garanties de paiement sur contrats d'achat et de transport de gaz d'EDF Trading (301 millions d'euros) et de fourniture d'énergies d'EnBW (256 millions d'euros).

> 34.1.3 Engagements sur commandes d'exploitation et d'immobilisations

Il s'agit pour l'essentiel d'engagements relatifs à des commandes d'exploitation et d'immobilisations pris par EDF, auxquels la Délégation aux combustibles nucléaires et le réseau de transport électrique contribuent respectivement à hauteur de 3 165 et 849 millions d'euros.

> 34.1.4 Autres engagements liés à l'exploitation

Concernent principalement :

- L'engagement de solidarité pris par les exploitants allemands de centrales nucléaires 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 1 028 millions d'euros.

- Un contrat avec la CDC Ixis Capital Markets destiné à couvrir l'exposition du réseau de distribution d'électricité d'EDF aux risques et dommages pour cause de tempête. L'engagement donné est valorisé au montant total de la prime fixe restant à courir au 31 décembre 2003 (133 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 (123 millions d'euros).
 - Des garanties données à des tiers – fournisseurs, autorités douanières, etc. – (131 millions d'euros).

> 34.1.5 Garanties sur emprunts

Dont :

- Engagement d'EDF de garantir un emprunt obligataire à coupon zéro au profit d'IEB Finance pour un montant de 1 061 millions d'euros au 31 décembre 2003. EDF a par ailleurs reçu la contre-garantie des autres actionnaires d'IEB à hauteur de leur quote-part (cf. 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.
- Nantissements et hypothèques d'actifs corporels (905 millions d'euros) donnés par Figlec, Zielona Gora, Bert, Altamira et Fenice afin de garantir leurs emprunts.

- Garanties données par EDF International sur des emprunts contractés par Shandong (199 millions d'euros) et Elcogas (93 millions d'euros).
- Diverses garanties données notamment par EDF (323 millions d'euros), le groupe EDEV (65 millions d'euros) et le groupe Dalkia (12 millions d'euros).

> 34.1.6 Autres engagements liés au financement

Il s'agit principalement :

- d'engagements d'apports de financements complémentaires concernant les centrales mexicaines (156 millions d'euros),
- et d'avances en comptes courants non utilisées à la clôture et octroyées par Electricité de Strasbourg (61 millions d'euros).

> 34.1.7 Engagements d'acquisition et cessions de titres

- EDF détient 18 % du capital d'Italenergia bis (IEB), société-mère d'Edison. Ces titres sont inscrits à l'actif du bilan pour une valeur brute de 590 millions d'euros (y compris warrants).

Au cours de l'année 2002, EDF a souscrit divers engagements vis-à-vis des autres actionnaires d'IEB pour un montant de 3 736 millions d'euros qui pourraient conduire à l'acquisition de tout ou partie de 82 % du capital d'IEB ainsi qu'à l'acquisition des titres Edison souscrits par les banques italiennes (Intesa, IMI Investimenti et Capitalia) dans le cadre de l'augmentation de capital d'Edison décidée en décembre 2002.

EDF a ainsi consenti à FIAT une option (Put) donnant le droit à FIAT de vendre à EDF 24,6 % des actions et warrants d'IEB au prix plancher de 1 147 millions d'euros. Cette option est exerçable entre le 1^{er} mars 2005 et le 30 avril 2005, avec la possibilité d'un exercice anticipé en cas d'exigibilité anticipée d'un financement souscrit par FIAT auprès d'un syndicat bancaire.

EDF a également consenti à FIAT une option (Put) sur 14 % du capital d'IEB cédés aux banques italiennes (Intesa, IMI Investimenti et Capitalia). Ce put est exerçable dans les mêmes conditions que le put portant sur les 24,6 % (cf. supra) avec un prix plancher de 653 millions d'euros. FIAT a également consenti à EDF une option (Call) donnant le droit à EDF d'acheter 14 % des actions d'IEB dans l'hypothèse où FIAT a exercé son put sur les 24,6 % mais pas son put sur les 14 %.

Les banques italiennes (23,37 % des actions IEB hors actions acquises de FIAT) possèdent une option de vendre (Put) à EDF leurs actions et warrants IEB ainsi que les titres Edison

souscrits par ces dernières dans le cadre de l'augmentation de capital d'Edison décidée en décembre 2002 ; EDF dispose également d'une option d'achat (Call). Ces options sont exerçables entre février 2005 et mars 2005.

Carlo Tassara (20 % des actions IEB) possède une option de vendre (Put) à EDF ses actions IEB, EDF ayant l'option de les acheter (Call), ces deux options étant exerçables entre mars 2005 et avril 2005.

Le prix plancher global des options sus-décrites (banques italiennes et Carlo Tassara) s'élève à 1 936 millions d'euros. Aucune anticipation à l'initiative des contreparties ne peut intervenir en l'espèce.

L'évaluation des titres détenus dans IEB et des engagements financiers directs et indirects pris par EDF dans IEB et Edison sont décrits en note 30.1.

Dans l'hypothèse où l'exercice des options de vente accordées par EDF aux différents actionnaires d'IEB conduirait à détenir le contrôle indirect d'Edison, EDF pourrait se trouver en situation de devoir effectuer une OPA sur les titres Edison. La concrétisation de cette obligation reste cependant conditionnée à la fois à la levée de la loi 301 rétablissant les droits de vote d'EDF, aujourd'hui limités à 2 %, et à l'absence d'exercice par FIAT, dans une certaine limite, de ses droits de préemption. En conséquence, aucun effet n'a été pris en compte.

Les principaux indicateurs clés d'Edison au 31 décembre 2003, établis selon les principes italiens, sont les suivants :

Compte de résultat (en millions d'euros)	2003 ⁽¹⁾	2002
Chiffre d'affaires	6 278	12 640
EBITDA	1 072	1 607
EBIT	382	579
Résultat avant impôts	137	(65)
Résultat net	ND	(697)

(1) Provisoires.

	2003	2002
(en millions d'euros)		
Capitaux propres part du Groupe	ND	4 476
Endettement net	4 154	6 461

- Engagement consenti par EDF International relatif à EnBW en vertu du pacte d'actionnaires conclu le 26 juillet 2000. A compter du 1^{er} janvier 2005 et jusqu'au 31 décembre 2005, OEW peut décider de vendre tout ou partie de ses 62 514 267 actions pour un prix unitaire de 37,14 euros auquel est appliquée une décote en fonction de paramètres financiers prévus dans le pacte d'actionnaires. A partir du 1^{er} juin 2006 et jusqu'au 31 décembre 2011, OEW peut décider de vendre tout ou partie de ses actions pour un prix unitaire de 37,14 euros sans que la décote ne soit appliquée. Le montant de cette option est estimé à 2 322 millions d'euros au 31 décembre 2003.

D'autres accords conclus entre EDF International et OEW précisent que OEW dispose d'une option de vente portant sur 5,94 % des actions EnBW qui pourra être exercée entre le 28 janvier 2005 et le 30 novembre 2006. Le montant de cet engagement est estimé à 476 millions d'euros au 31 décembre 2003.

- Engagements pris par EnBW (541 millions d'euros) pour l'achat de titres, principalement Stadtwerke Düsseldorf, EVN et EnSüdWest ;
- Divers options ou accords qu'EDF International détient et qui concernent Rybnik, SSE, EcW, EDF UK et la Compagnie Eolienne du Détroit (276 millions d'euros).

> 34.1.8 Autres engagements liés aux investissements

Dont :

- Garantie donnée par EDF International au Trésor polonais sur le niveau d'investissement à réaliser par Wybreze ZecW (123 millions d'euros) ;
- Garantie de dividende donnée par EDF International à OEW, conformément au pacte d'actionnaires, d'un montant minimal de 100 millions de Deutsche Mark par an à compter de la distribution des résultats de l'exercice 1999 et ce sur une période de cinq ans. En cas de distribution supérieure à 1,6 DEM par action, OEW est tenu de verser à EDF International la différence au-delà de 100 millions de DEM. Dans le cas où les dividendes perçus par OEW seraient inférieurs à 100 millions de DEM par an, EDF International s'est engagé à verser la différence, prélevée sur ses propres dividendes reçus d'EnBW puis sur ses fonds propres. Le montant de cet engagement est estimé à 51 millions d'euros au 31 décembre 2003 ;
- Engagements d'investissements (50 millions d'euros) pris par Dalkia International envers la ville de Poznan (Pologne) ;
- Autres engagements pris en vertu de différents pactes d'actionnaires : EDF pour 116 millions d'euros.

> 34.2 Engagements hors bilan reçus

> 34.2.1 Engagements liés à l'exploitation

Il s'agit d'engagements liés à l'exploitation reçus par différentes entités du Groupe, notamment EDF (56 millions d'euros) et EDF Trading (31 millions d'euros).

> 34.2.2 Engagements liés au financement

Ils concernent principalement :

- le montant global des lignes de crédit (6 000 millions d'euros) dont dispose EDF maison mère auprès de différentes banques ;
- la contre-garantie donnée à EDF par les autres actionnaires d'IEB, à hauteur de leur quote-part (soit 869 millions d'euros au 31 décembre 2003), relatif à l'emprunt obligataire garanti par EDF (cf. garanties sur emprunts).

> 34.2.3 Engagements liés aux investissements

- EDF dispose d'une option d'achat portant sur 4 % du capital de Veolia Environnement pour un montant global de 428 millions d'euros. Cette option est exerçable entre le 24 décembre 2002 et le 23 décembre 2004 ;
- EDF International dispose d'une option de vente de sa participation initiale de 10 % dans la Société Publique d'Electricité (SPE). EDF International a notifié courant décembre 2003 son intention d'exercer cette option. La vente a eu lieu courant janvier 2004 pour un montant de 80 millions d'euros.

> 35 Entités ad hoc

> 35.1 Titrisation de créances d'exploitation

Depuis la fin de l'année 2000, EDF cède à un fonds commun de créances (FCC), des créances futures sur des clients au titre de leurs contrats de fourniture d'énergie. La contrepartie de la trésorerie reçue figure au bilan en autres dettes financières pour un montant de 2 055 millions d'euros au 31 décembre 2003 à comparer aux 2 283 millions d'euros à fin 2002. Par ailleurs, EDF assure la gestion et le recouvrement des créances cédées.

La situation de ce FCC se présente comme suit au 31 décembre 2003 :

> Fonds commun de créances OXYGEN compartiment TITRIWATT :

(en millions d'euros)	Bilans				
	Actif		Passif		
	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2003	31.12.2002	
Créances titrisées	2 037	2 057	Parts	2 037	2 057
Valeurs mobilières de placement et disponibilités	10	10	Dettes diverses	10	10
Total	2 047	2 067	Total	2 047	2 067

(en millions d'euros)	Comptes de résultat				
	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2003	31.12.2002	
Charges financières	85	118	Produits financiers	85	118

> 35.2 Titrisation de créances immobilisées

En 1999, EDF a cédé au fonds commun de créances Electra des créances relatives à des "prêts accession à la propriété" pour un montant de 1,1 milliard d'euros.

La situation de ce FCC se présente comme suit au 31 décembre 2003 :

> Fonds commun de créances ELECTRA :

(en millions d'euros)	Bilans				
	Actif		Passif		
	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2003	31.12.2002	
Créances titrisées	552	645	Parts	557	650
Valeurs mobilières de placement et disponibilités	14	14	Report à nouveau	4	4
			Résultat	(1)	0
			Provisions pour risques et charges	3	2
			Dettes diverses	3	3
Total	566	659	Total	566	659

(en millions d'euros)	Comptes de résultat				
	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2003	31.12.2002	
Charges d'exploitation	45	51	Produits d'exploitation	47	53
Charges financières	5	10	Produits financiers	4	8
Résultat net			Résultat net	(1)	0
Total	50	61	Total	50	61

> 36 Événements postérieurs à la clôture

Néant.

> 37 Périmètre de consolidation

Les principales variations de périmètre intervenues en 2002 et 2003 sont détaillées dans la note 3.

Le périmètre de consolidation se présente comme suit au 31 décembre 2003 :

Nom de l'entité		Adresse du siège social	Quote-part d'intérêts dans le capital	Quote-part des droits de vote détenus	Méthode de consolidation	Secteur d'activité	N° SIREN
TETE DE GROUPE							
ELECTRICITE DE FRANCE	(f)	22-30, avenue de Wagram 75382 Paris Cedex 08	100	100	Mère	P, D, S	552081317
CERGA		I, place Pleyel 93282 Saint-Denis Cedex	50	50	IP	P	728500521
CHATELOT		ENSA – Les Vernets 2035 Corcelles – Suisse	50	50	IP	P	
EMOSSON		Centrale de la Bâtiâz CH-1920 Martigny – Suisse	50	50	IP	P	
RICHEMONT	(f)	Centrale Sidérurgique de Richemont 57270 Richemont	100	100	IG	P	
RKI		Rheinkraftwerk Iffezheim GmbH C/O EnBW Rudolf-Fettweis-Werk Werkstraß 5 Allemagne	50	50	IP	P	
EDF TRADING		Mid City Place 71, High Holborn London WC 1V6ED	100	100	IG	P, S	
SEMOBIS		41, rue de la Pépinière 1000 – Bruxelles Belgique	100	100	IG	P	
EDF CAPITAL INVESTISSEMENT	(f)	50, rue de Monceau 75008 Paris	100	100	IG	S	413114653
SAPAR FINANCE	(f)	I, place Pleyel 93282 Saint-Denis Cedex	100	100	IG	S	347889149
SAPAR PARTICIPATIONS	(f)	I, place Pleyel 93282 Saint-Denis Cedex	100	100	IG	S	403189467
C2	(f)	C/O EDF International SA 20, place de la Défense 92050 Paris la Défense Cedex	100	100	IG	S	421328162
C3	(f)	30, avenue de Wagram 75382 Paris Cedex 08	100	100	IG	S	428722714
IMMOBILIERE WAGRAM ETOILE	(f)	44, rue de Lisbonne 75008 Paris	100	100	IG	S	414660043
LA GERANCE GENERALE FONCIERE	(f)	44, rue de Lisbonne 75008 Paris	99,86	99,86	IG	S	562054510
IMMOBILIERE PB6		31, rue de Mogador 75009 Paris	50	50	IP	S	414875997
SOFILO	(f)	44, rue de Lisbonne 75008 Paris	100	100	IG	S	572184190
EDF INTERNATIONAL	(f)	20, place de la Défense 92050 Paris la Défense Cedex	100	100	IG	D	380415125
SOCIETE D'INVESTISSEMENT EN AUTRICHE		20, place de la Défense 92050 Paris la Défense Cedex	80	80	IG	P	421089913
EDEV							
EDF DEVELOPPEMENT ENVIRONNEMENT SA	(f)	90, esplanade du Général-de-Gaulle 92933 Paris la Défense Cedex	100	100	IG	P	380414482
ELECTRICITE DE STRASBOURG		26, boulevard du Président-Wilson 67953 Strasbourg Cedex 9	74,86	74,86	IG	D	558501912

IG = intégration globale, IP = intégration proportionnelle, ME = mise en équivalence ;

P = Production, D = Distribution, S = Services.

(f) sociétés intégrées fiscalement.

Nom de l'entité	Adresse du siège social	Quote-part d'intérêts dans le capital	Quote-part des droits de vote détenus	Méthode de consolidation	Secteur d'activité	N° SIREN
ASA- HOLDING AG	Graf-Starhemberg-Gasse 25 A-1040 Wien – Autriche	100	100	IG	S	
VERO GmbH	Libertas-Intercount Revisions und Beratungsgesellschaft Teinfaltstrasse 4 – Wien – Autriche	100	100	IG	S	
TIRU	134, boulevard Haussmann 75008 Paris	51	51	IG	S	334303823
EnXco	63-665 19 th Avenue North Palm Springs California 92258 – USA	50	50	IP	S	
SIIF ENERGIES	Cœur Défense imm. B1 90, Esplanade du Général-de-Gaulle 92933 Paris la Défense Cedex	50	50	IP	S	379677636
DALKIA						
DALKIA HOLDING	37, avenue Maréchal-de-Lattre-de-Tassigny 59350 St-André-Lez-Lille	34	34	ME	S	403211295
EDENKIA	37, avenue Maréchal-de-Lattre-de-Tassigny 59350 St-André-Lez-Lille	50	50	ME	S	434109807
DALKIA INTERNATIONAL	37, avenue Maréchal-de-Lattre-de-Tassigny 59350 St-André-Lez-Lille	50	24,14	IP	S	433539566
DALKIA INVESTISSEMENT	37, avenue Maréchal-de-Lattre-de-Tassigny 59350 St-André-Lez-Lille	67	67	IP	S	404434987
BRANCHE EUROPE CONTINENTALE						
MOTOR COLUMBUS	Parkstrasse 27 CH – 5401 Baden – Suisse	22,26	20	ME	P	
GROUPE ATEL	Bahnhofquai 12 CH – 4601 Olten – Suisse	14,25	21,23	ME	P	
EnBW	Durlacher allee 93 D – 76 131 Karlsruhe – Allemagne	45,81	39,02	IP	P, D, S	
EDF OSTALBKREIS	Stuttgarterstrasse 41 D – 73430 Aalen – Allemagne	100	100	IG	D	
EDF WEINSBERG	Rathaus D – 74189 Weinsberg – Allemagne	100	100	IG	D	
FINELEX BV	Drentestraat 20 1083 HK Amsterdam – Pays-Bas	100	100	IG	P	
ECK CRACOVIE	Ul. Ciepłownicza 1 31-587 Cracovie 28 – Pologne	66,08	66,08	IG	P	
KOGENERACJA	Ul. Lowiecka 24 50-220 Wrocław – Pologne	35,42	49,82	IG	P	
ECW	Ul. Swojska 9 80-867 Gdansk – Pologne	49,19	49,19	IG	P	
RYBNIK	Ul. Podmiejska 44-207 Rybnik – Pologne	76,63	62,35	IG	P	
ZIELONA GORA	Elektrociepłownia Zielona Gora Ul. Zjednoczenia 103 65 120 Zielona Gora – Pologne	24,61	65,9	IG	P, D	
DEMASZ	Klauzal Ter 9 6720 Szeged – Hongrie	60,91	60,91	IG	D	
BERT	Budafoki ut 52 1117 Budapest XI – Hongrie	95,57	95,57	IG	P	
GROUPE ESTAG	Palais Heberstein Leonhard-strasse 59 A-8010 Graz – Autriche	20	25	ME	P	
SSE	Ulica Republiky c. 5 01047 Zilina – Slovaquie	49	49	ME	D	
BRANCHE EUROPE DE L'OUEST, MEDITERRANEE ET AFRIQUE						
CINERGY HOLDING COMPANY BV	Burgemeester Haspelslaan 455/F 1181 NB Amstel Veen – Pays-Bas	50	50	IP	P	
EDF UK	Templar House 81-87 High Holborn Londres WC1V 6NU – Angleterre	100	100	IG	D	
EDF ENERGY	Templar House 81-87 High Holborn Londres WC1V 6NU – Angleterre	100	100	IG	P, D, S	

IG = intégration globale, IP = intégration proportionnelle, ME = mise en équivalence ;
P = Production, D = Distribution, S = Services.
(f) sociétés intégrées fiscalement.

Nom de l'entité	Adresse du siège social	Quote-part d'intérêts dans le capital	Quote-part des droits de vote détenus	Méthode de consolidation	Secteur d'activité	N° SIREN
EDF Energia Italia	EDF Energia Italia Srl EDF – Bureau de Rome Via Abruzzi n° 25 – 00187 Rome – Italie	100	100	IG	P	
FINEL	Foro Buonaparte n° 31 20121 Milano – Italie	40	40	ME	P	
FENICE ex. EDF ITALIA	Via Abruzzi n° 25 00187 Roma – Italie	100	100	IG	P	
I.S.E.	Foro Buonaparte n° 31 20121 Milano – Italie	30	40	ME	P	
SKADENKRAFT	Norrländsgatan 15 SE 11143 Stockholm – Suède	100	100	IG	P	
PORT SAID	92 El Nile St El Giza Le Caire – Egypte	100	100	IG	P	
PORT SUEZ	92 El Nile St El Giza Le Caire - Egypte	100	100	IG	P	
AZITO O&M SA	Cocody – Danga Nord Rue B49 BPI296 Cedex 1 Abidjan – Côte d'Ivoire	50	50	IP	P	
AZITO ENERGIE	01 B.P. 3963 Abidjan 01 – Côte d'Ivoire	32,85	32,85	IP	P	
HISPAELEC	C/Alcala 54-3º Izda 28014 Madrid – Espagne	100	100	IG	P	
BRANCHE AMERIQUES						
LIDIL	Rua Boa Vista, 254 7è andar sola 721 Cidade de Sao Paulo – CEP 01014000 Estado de Sao Paulo – Brésil	100	100	IG	D	
LIGHT ENERGY	Avenida Marechal Floriano n° 168 – Bloco 1 – 2° andar CEP20080 - 002 Caixa Postal Centro Rio de Janeiro – Brésil	94,79	94,79	IG	D	
LIGHT OVERSEAS INVESTMENT	Avenida Marechal Floriano n° 168 – Bloco 1 – 2° andar CEP20080 – 002 Caixa Postal Centro Rio de Janeiro – Brésil	94,79	94,79	IG	D	
LIGHT	Avenida Marechal Floriano n° 168 – Bloco 1 – 2° andar CEP20080 – 002 Caixa Postal Centro Rio de Janeiro – Brésil	94,79	94,79	IG	D	
NORTE FLUMINENSE	Avenida Graça Aranha n° 182 ao 9° andar CEP 20030 – 003 Caixa Postal Rio de Janeiro – Brésil	90	90	IG	P	
CONTROLADORA DEL GOLFO	C/O Compania Mexicana de Gerencia y Operacion SA de CV, Panzacola n° 62, Local 202, Villa Coyoacan, 04000 Mexico DF	100	100	IG	P	
CENTRAL ANAHUAC SA de CV	C/O Compania Mexicana de Gerencia y Operacion SA de CV, Panzacola n° 62, Local 202, Villa Coyoacan, 04000 Mexico DF	100	100	IG	P	
CENTRAL SALTILLO SA de CV	C/O Compania Mexicana de Gerencia y Operacion SA de CV, Panzacola n° 62, Local 202, Villa Coyoacan, 04000 Mexico DF	100	100	IG	P	
CENTRAL LOMAS DEL REAL SA de CV	C/O Compania Mexicana de Gerencia y Operacion SA de CV, Panzacola n° 62, Local 202, Villa Coyoacan, 04000 Mexico DF	100	100	IG	P	
ALTAMIRA	Paseo de la Reforma 287 3er. Piso Colonia Cuauhtemoc, CP 06500 Mexico DF	51	51	IG	P	
VALLE HERMOSO	C/O Compania Mexicana de Gerencia y Operacion SA de CV, Panzacola n° 62, Local 202, Villa Coyoacan, 04000 Mexico DF	100	100	IG	p	

IG = intégration globale, IP = intégration proportionnelle, ME = mise en équivalence ;

P = Production, D = Distribution, S = Services.

(f) sociétés intégrées fiscalement.

Nom de l'entité	Adresse du siège social	Quote-part d'intérêts dans le capital	Quote-part des droits de vote détenus	Méthode de consolidation	Secteur d'activité	N° SIREN
EASA	Azoparado 1025 Piso 181107 Buenos Aires – Argentine	100	100	IG	D	
EDENOR	Azoparado 1025 Piso 171107 Buenos Aires – Argentine	90	90	IG	D	
SODEMSA	Calle Nocochea N° 62 Piso 3 – Departamento 4 5500 Mendoza – Argentine	45	45	IG	D	
EDEMSA	Belgrano 815 5500 Mendoza – Argentine	22,95	51	IG	D	
BRANCHE ASIE PACIFIQUE						
FIGLEC	25 th Floor, Guangxi Foreign Trade Building 137, Qixing road – Nanning Guangxi 530 022 République de Chine	60	60	IG	P	
SYNERGIE	Laibin Power Plant Office Building Chengxiang Laibin Xian Guangxi République de Chine	85	85	IG	P	
SHANDONG ZHONGHUA POWER COMPANY	14 Jing San Road Jinan – Shandong République de Chine	19,6	19,6	ME	P	
MECO	Sun Wah Tower 115 Nguyen Hue Street District I Ho Chin Minh City – Vietnam	56,25	56,25	IG	P	

Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2003

En exécution de la mission qui nous a été confiée, nous avons procédé au contrôle des comptes consolidés d'Electricité de France relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2003, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

Opinion sur les comptes consolidés

Nous avons effectué notre audit selon les normes professionnelles applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à examiner, par sondages, les éléments probants justifiant les données contenues dans ces comptes. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis et les estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes et à apprécier leur présentation d'ensemble. Nous estimons que nos contrôles fournissent une base raisonnable à l'opinion exprimée ci-après.

Nous formulons une réserve sur le point suivant :

- Le personnel statutaire actif et inactif d'EDF en France bénéficie du régime spécial de retraite des Industries Electriques et Gazières ainsi que d'autres avantages. Les engagements d'EDF à ce titre ne font l'objet ni d'une provision au bilan, ni d'une information chiffrée dans l'annexe. Ces engagements représentent, sur la base du système actuel, un passif latent dont le montant est largement supérieur aux capitaux propres du Groupe. Comme expliqué dans la note 28.3 de l'annexe, l'évaluation de ces engagements devrait être fortement modifiée par la réforme envisagée du financement du régime spécial des Industries Electriques et Gazières.

Sous cette réserve, nous certifions que les comptes consolidés sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière, ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les entreprises comprises dans la consolidation.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur l'incertitude relative aux provisions nucléaires et sur l'importance des changements comptables intervenus en 2003 :

- L'évaluation des provisions liées à la production nucléaire, telle que décrite en notes 1.22, 26 et 27 de l'annexe, 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 Cogema. Compte tenu des éléments de sensibilité évoqués, la modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés.
- Les notes 1.1 et 1.3 de l'annexe décrivent, d'une part, le référentiel comptable du Groupe qui s'inscrit dans la perspective de l'application en 2005 des normes comptables de l'IASB et, d'autre part, les changements comptables et de présentation qui résultent en particulier de l'application anticipée à compter du 1^{er} janvier 2003 du règlement CRC n° 2002-10 relatif à l'amortissement et à la dépréciation des actifs, ainsi que les changements d'estimation liés à l'allongement de la durée de vie des centrales nucléaires.

Justification de nos appréciations

En application des dispositions de l'article L. 225-235 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, qui s'appliquent pour la première fois à cet exercice, nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

Règles et méthodes comptables

- Dans le cadre de notre appréciation des règles et principes comptables suivis par le Groupe, nous nous sommes assurés que les changements mentionnés ci-dessus sont justifiés et que leurs effets sont correctement traduits dans les comptes. Nous avons également vérifié l'information donnée dans l'annexe sur les évolutions qui seraient susceptibles d'avoir des impacts significatifs sur les comptes.
- La note 1.3.3 de l'annexe expose la méthode comptable retenue par le Groupe pour traiter du changement d'estimation des provisions pour déconstruction résultant de l'allongement de la durée de vie des centrales nucléaires. En l'absence de dispositions dans les textes comptables applicables en France, la méthode utilisée par le Groupe s'inspire du projet révisé que le comité d'interprétation des normes internationales IFRIC a annoncé en décembre 2003 vouloir proposer au conseil de l'IASB.

Estimations

- Les notes 1.4, 1.9, 1.12, 15, 30.1 et 34.1.7. de l'annexe décrivent notamment les principes et les modalités retenus en matière d'évaluation des écarts d'acquisition, des autres actifs immobilisés et des engagements financiers liés aux participations, les provisions correspondantes constatées durant l'exercice, ainsi que la sensibilité des résultats aux hypothèses retenues. Nous avons procédé à l'appréciation des approches mises en œuvre par le Groupe et, sur la base des éléments disponibles à ce jour, vérifié le caractère raisonnable des modalités retenues pour ces estimations.
- Comme décrit en note 17 de l'annexe, l'inventaire a couvert l'essentiel des immobilisations corporelles d'EDF maison-mère et les écarts constatés entre les données comptables et les fichiers représentatifs de la réalité physique ont été comptabilisés en 2003. Nous avons procédé à une analyse des méthodologies et mis en œuvre des tests de validation portant sur les opérations d'inventaire et sur les traitements comptables induits.

Les appréciations que nous avons portées sur ces éléments s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit qui porte sur les comptes consolidés pris dans leur ensemble et contribuent à la formation de l'opinion avec réserve et observations exprimée dans la première partie de ce rapport.



Vérification spécifique

Par ailleurs, nous avons également procédé à la vérification des informations données dans le chapitre "gestion et résultats" du rapport annuel. A l'exception de l'incidence des faits exposés ci-dessus, nous n'avons pas d'autres observations à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Le 11 mars 2004

Les Commissaires aux comptes

Deloitte Touche Tohmatsu
Philippe VASSOR Amadou RAIMI

Ernst & Young Audit
Patrick GOUNELLE Claire NOURRY

Mazars & Guérard
Jean-Louis LEBRUN Guy ISIMAT-MIRIN



Comptes individuels d'Electricité de France résumés

au 31 décembre 2003

Comptes de résultats	62
Bilans	63
Tableaux de flux de trésorerie	64
Annexes	65
1 Principales différences de principes, de méthodes comptables et de règles de présentation des comptes individuels d'Electricité de France par rapport aux comptes consolidés	65
2 Extraits des comptes individuels d'Electricité de France	65
2.1 Comptes sociaux	65
2.2 Comptes dissociés	65
2.2.1 Périmètres	65
2.2.1.1 Descriptif des périmètres des activités	65
2.2.1.1.1 Transport	65
2.2.1.1.2 Distribution	66
2.2.1.1.3 Production	66
2.2.1.1.4 Autres Activités	66
2.2.1.2 Précisions complémentaires	66
2.2.1.2.1 Fonctions support.....	66
2.2.1.2.2 Participations financières.....	66
2.2.2 Règles d'imputation	66
2.2.2.1 Bilan	66
2.2.2.1.1 Actif	66
2.2.2.1.2 Passif	67
2.2.2.2 Compte de résultat	67
2.2.3 Protocoles et conventions de dissociation comptable	67
2.2.3.1 Description.....	67
2.2.3.1.1 Protocoles d'accès aux réseaux	67
2.2.3.2 Principes financiers	68
2.2.3.2.1 Valorisation des protocoles d'accès aux réseaux	68
2.2.3.2.2 Valorisation des conventions de prestations	68
Note 1 : Comparabilité des exercices	68
1.1 Changements de méthodes comptables	68
1.2 Changements d'estimations.....	70
1.2.1 Allongement de la durée d'amortissement des centrales nucléaires	70
1.2.2 Coût de référence des contrats de vente d'énergie déficitaires.....	70
1.3 Changements de présentation	70
1.4 Evénements non récurrents	70
Note 2 : Variation des capitaux propres	72
Délibération adoptée par le Conseil d'administration du 11 mars 2004	73

Comptes de résultats individuels et dissociés résumés d'Electricité de France

(en millions d'euros)	Production		Transport		Distribution		Autres Activités		Total Activités Dissociées		EDF	
	31.12.03	31.12.02	31.12.03	31.12.02	31.12.03	31.12.02	31.12.03	31.12.02	31.12.03	31.12.02	31.12.03	31.12.02
Production vendue (Chiffre d'affaires)	19 676	21 206	4 124	3 740	11 790	10 010	38	38	35 628	34 993	29 034	28 895
Production stockée	236	228	0	0	(1)	(2)	0	0	235	226	235	226
Production immobilisée	106	54	151	205	721	688	0	0	978	948	978	948
Production de l'exercice	20 018	21 488	4 275	3 945	12 510	10 696	38	38	36 841	36 167	30 247	30 069
Consommations externes	(11 282)	(10 585)	(1 981)	(1 807)	(7 019)	(5 999)	(51)	(51)	(20 333)	(18 442)	(13 733)	(12 362)
Valeur ajoutée	8 736	10 903	2 295	2 138	5 491	4 697	(13)	(14)	16 508	17 725	16 514	17 707
Subventions d'exploitation	1 452	1 301	0	0	0	0	0	0	1 452	1 301	1 452	1 301
Charges de personnel	(4 952)	(4 922)	(582)	(539)	(1 833)	(1 767)	0	(1)	(7 367)	(7 229)	(7 359)	(7 222)
Impôts et taxes	(1 504)	(2 710)	(396)	(375)	(515)	(473)	0	0	(2 414)	(3 559)	(2 414)	(3 559)
Excédent brut d'exploitation	3 732	4 572	1 317	1 224	3 143	2 457	(14)	(14)	8 179	8 238	8 192	8 228
Dotations nettes aux amortissements	(1 497)	(5 653)	(599)	(703)	(1 287)	(1 269)	0	0	(3 383)	(7 625)	(3 383)	(7 625)
Dotations nettes aux provisions	1 231	(596)	1	(46)	(682)	(841)	0	0	550	(1 484)	550	(1 484)
Autres produits et charges d'exploitation	(557)	4 766	220	72	(109)	(157)	12	12	(433)	4 694	(446)	4 704
Résultat d'exploitation	2 909	3 088	940	548	1 065	190	(1)	(2)	4 913	3 824	4 913	3 824
Résultat financier	(3 670)	(3 813)	(456)	(385)	(109)	(31)	0	0	(4 235)	(4 230)	(4 235)	(4 230)
Résultat courant	(761)	(725)	484	163	956	159	(1)	(2)	678	(406)	678	(406)
Résultat exceptionnel	511	326	(38)	21	712	11	0	0	1 185	358	1 185	358
Impôt sur les sociétés	(617)	(883)	(170)	(72)	(607)	(73)	0	1	(1 394)	(1 027)	(1 394)	(1 027)
Résultat de l'exercice	(868)	(1 282)	276	112	1 061	97	(1)	(1)	469	(1 075)	469	(1 075)

Les écarts constatés entre le total des comptes dissociés et les comptes individuels sont liés à la mise en œuvre des protocoles entre les activités dissociées.

Bilans individuels et dissociés résumés d'Electricité de France

Actif

		Production		Transport		Distribution		Autres Activités		Total Activités Dissociées		EDF	
		31.12.03	31.12.02	31.12.03	31.12.02	31.12.03	31.12.02	31.12.03	31.12.02	31.12.03	31.12.02	31.12.03	31.12.02
(en millions d'euros)													
Actif immobilisé	Immobilisations incorporelles	244	173	146	155	40	40	0	0	430	368	430	368
	Immobilisations corporelles	27 723	23 275	11 879	11 221	35 632	34 302	0	0	75 234	68 798	75 225	68 794
	Immobilisations financières	19 132	20 821	12	32	20	122	0	0	19 164	20 975	19 164	20 975
	Sous-total actif immobilisé	(I) 47 098	44 269	12 037	11 408	35 692	34 463	0	0	94 828	90 141	94 819	90 136
Actif circulant	Stocks et en-cours	6 451	7 089	92	118	52	65	0	0	6 595	7 273	6 595	7 273
	Avances et acomptes versés	400	337	4	9	0	0	0	0	404	346	404	346
	Créances d'exploitation	6 298	9 834	856	813	6 545	3 899	5	20	13 705	14 567	10 930	11 326
	Valeurs mobilières de placement	2 600	1 739	0	0	0	0	0	0	2 600	1 739	2 600	1 739
	Instruments de trésorerie	58	9	0	0	0	0	0	0	58	9	58	9
	Disponibilités	1 018	1 784	44	10	3	100	7	0	1 072	1 895	829	433
	Charges constatées d'avance	519	359	32	52	5	6	0	0	555	417	555	417
		Sous-total actif circulant	(II) 17 343	21 151	1 028	1 003	6 606	4 071	12	20	24 988	26 245	21 971
	Comptes de régularisation actif	(III) 70	2 392	47	916	81	64	0	0	198	3 372	170	3 358
	Total de l'actif	(I + II + III) 64 511	67 812	13 112	13 327	42 379	38 598	12	21	120 014	119 758	116 959	115 038

Passif

		Production		Transport		Distribution		Autres Activités		Total Activités Dissociées		EDF		
		31.12.03	31.12.02	31.12.03	31.12.02	31.12.03	31.12.02	31.12.03	31.12.02	31.12.03	31.12.02	31.12.03	31.12.02	
(en millions d'euros)														
Fonds propres	Capital	224	224	104	104	65	65	2	2	395	395	395	395	
	Dotations en capital	4 393	4 393	2 029	2 029	1 276	1 276	36	36	7 734	7 734	7 734	7 734	
	Prime de fusion	25	25	0	0	0	0	0	0	25	25	25	25	
	Réserves et écarts de réévaluation	2 978	2 980	1 472	1 472	924	924	(32)	(32)	5 342	5 344	5 342	5 344	
	Report à nouveau	(537)	1 784	(909)	141	(33)	54	(4)	(3)	(1 484)	1 976	(1 484)	1 976	
	Résultat de l'exercice	(868)	(1 282)	276	112	1 061	97	(1)	(1)	469	(1 075)	469	(1 075)	
	Subventions d'investissement reçues	4	4	176	146	24	21	0	0	204	172	175	158	
	Provisions réglementées	7 429	230	900	100	479	33	0	0	8 808	363	8 808	363	
		Sous-total capitaux propres	13 648	8 359	4 049	4 103	3 796	2 470	1	2	21 494	14 934	21 465	14 921
		Comptes spécifiques des concessions	1 493	1 518	0	0	18 019	19 058	0	0	19 511	20 576	19 502	20 571
	Sous-total fonds propres	(I) 15 141	9 877	4 049	4 103	21 814	21 528	1	2	41 005	35 510	40 967	35 492	
	Provisions pour risques et charges	(II) 26 648	31 089	30	91	13 965	12 652	0	0	40 642	43 832	40 642	43 832	
Dettes	Emprunts et dettes financières	8 490	8 916	7 453	6 740	639	755	0	0	16 583	16 412	16 583	16 407	
	Avances et acomptes reçus	1 371	1 624	32	24	1 292	1 119	0	0	2 694	2 767	2 694	2 767	
	Dettes d'exploitation, d'investissement et divers	8 031	11 812	1 380	876	4 325	2 462	11	10	13 748	15 160	10 973	11 919	
	Instruments de trésorerie	292	10	145	1 448	243	0	0	9	679	1 468	437	10	
	Produits constatés d'avance	4 338	4 186	23	21	101	81	0	0	4 463	4 289	4 463	4 289	
	Sous-total dettes	(III) 22 522	26 549	9 033	9 109	6 601	4 418	11	19	38 167	40 095	35 150	35 393	
	Comptes de régularisation passif	(IV) 200	297	0	24	0	0	0	0	200	321	200	321	
	Total du passif	(I + II + III + IV) 64 511	67 812	13 112	13 327	42 379	38 598	12	21	120 014	119 758	116 959	115 038	

Les écarts constatés entre le total des comptes dissociés et les comptes individuels sont liés à la mise en œuvre des protocoles entre les activités dissociées.

Tableaux de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	2003	2002 ^(a)
Bénéfice (perte)	469	(1 074)
Impôt sur le résultat	1 394	
Résultat avant impôts	1 863	
Elimination des amortissements et provisions	5 235	7 415
Elimination des plus ou moins-values de cessions	(170)	(31)
Elimination des produits et des charges financières	865	
Autres mouvements	26	5
Bénéfice opérationnel avant variation du besoin en fonds de roulement	7 819	6 313
Diminution des stocks nets	425	338
Diminution des créances	269	217
Augmentation (diminution) des dettes	(5)	868
Variation du besoin en fonds de roulement	689	1 422
Frais financiers nets décaissés	(854)	
Impôt sur le résultat payé	(2 750)	
Flux de trésorerie nets provenant des activités opérationnelles (A)	4 904	7 736
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(2 808)	(2 898)
Acquisitions d'immobilisations financières	(1 815)	(4 730)
Cessions d'immobilisations	1 559	1 650
Variation d'actifs financiers	(471)	
Flux de trésorerie nets provenant des activités d'investissement (B)	(3 535)	(5 978)
Dettes d'impôts imputées au report à nouveau ⁽¹⁾		(803)
Emissions d'emprunts	2 687	2 811
Remboursements d'emprunts	(3 921)	(2 407)
Dividendes versés	(208)	(315)
Subventions d'investissements reçues	26	8
Flux de trésorerie nets provenant des activités de financement (C)	(1 416)	(706)
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie (A)+(B)+(C)	(47)	1 052
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	608	1 003
Incidence des variations de change	(7)	
Incidence de reclassements ⁽²⁾	329	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	883	2 054
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie	(47)	1 052

(1) Part d'impôt sur les sociétés enregistrée en report à nouveau en application du règlement CRC 2000-06.

(2) La provision pour dépréciation des actifs dédiés est reclassée en provision pour dépréciation des titres immobilisés d'activité de portefeuille (TIAP) en 2003.

(a) Les montants de l'exercice 2003 sont présentés sous un format homogène à celui des comptes consolidés du groupe EDF. Les montants de l'exercice 2002 figurent sous leur format de publication en 2002.

Dans la présentation 2003, les opérations sur les valeurs mobilières de placement dont l'échéance est supérieure à trois mois relèvent des activités d'investissement et les comptes de trésorerie qui présentent un solde créditeur au 31 décembre 2003 constituent des dettes financières (activités de financement). Dans le format publié en 2002, ces postes impactaient les rubriques de trésorerie.

Annexes

> 1. Principales différences de principes, de méthodes comptables et de règles de présentation des comptes individuels d'Electricité de France par rapport aux comptes consolidés

Le bilan et le compte de résultat d'Electricité de France sont établis selon les mêmes règles comptables et méthodes d'évaluation que celles décrites dans l'annexe des comptes consolidés à l'exception des rubriques suivantes :

- un amortissement dérogatoire correspondant au complément dégressif pour les installations de production et certains ouvrages de transport et de distribution est enregistré au passif du bilan en provisions réglementées ;
- les révisions périodiques des installations nucléaires et thermiques à flamme font l'objet d'une provision ;
- les pièces de sécurité stratégiques des installations nucléaires figurent dans les comptes de stocks de matières consommables et matériel d'exploitation. Une dépréciation est constatée proportionnellement à la durée de fonctionnement des tranches et des paliers auxquels ces pièces se rapportent ;
- les écarts de conversion des créances et dettes en devises sont enregistrés au bilan dans les rubriques écarts de conversion actif et écarts de conversion passif ;
- les primes de remboursements et leur amortissement figurent à l'actif du bilan dans les comptes de régularisation ;
- les éléments exceptionnels figurent sous la rubrique résultat exceptionnel.

> 2 Extraits des comptes individuels d'Electricité de France

> 2.1 Comptes sociaux

Electricité de France présente ses comptes selon les dispositions en usage dans les sociétés industrielles et commerciales, en tenant compte de certains principes particuliers appliqués en raison des spécificités de l'entreprise. Par ailleurs, un décret du 22 octobre 1947 lui impose la présentation d'un plan comptable particulier soumis à l'examen du Conseil national de la comptabilité et approuvé par arrêté interministériel.

Le plan particulier d'EDF a reçu l'avis de conformité du Conseil national de la comptabilité le 19 décembre 1984 et a été approuvé par l'autorité de tutelle en 1986 (arrêté conjoint du ministère de l'Economie, des Finances et de la Privatisation et du ministère de l'Industrie, des P et T et du Tourisme, en date du 26 décembre 1986).

Par ailleurs, un certain nombre de mesures législatives et de dispositions complémentaires et interprétatives sont intervenues en 1997 confirmant la propriété d'EDF des installations du réseau d'alimentation générale et précisant les dispositions relatives à la distribution publique.

> 2.2 Comptes dissociés

Aux termes de la loi 2000-108 du 10 février 2000, EDF tient des comptes séparés au titre respectivement de la production, du transport et de la distribution d'électricité ainsi que de ses autres activités. Des bilans et comptes de résultat sont ainsi publiés en annexe des comptes sociaux.

Ces comptes sont élaborés en conformité avec :

- les principes de dissociation retenus par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans sa délibération du 15 février 2001 ;
- les recommandations formulées par la CRE dans sa communication du 15 janvier 2003.

Conformément à la loi du 10 février 2000 (article 25), l'annexe aux comptes sociaux d'EDF comporte :

- la description des périmètres des activités dissociées ;
- les règles d'imputation retenues en matière de dissociation, ainsi que la présentation comptable des protocoles et conventions de dissociation déclinant les relations financières entre ces activités ;
- les bilans et comptes de résultat par activité dissociée ;
- les opérations réalisées avec des sociétés du Groupe pour un montant supérieur ou égal à 40 millions d'euros.

Un rapprochement entre les bilans et les comptes de résultat des activités dissociées et le bilan et le compte de résultat des comptes sociaux est effectué.

> 2.2.1 Périmètres

> 2.2.1.1 Descriptif des périmètres des activités

> 2.2.1.1.1 Transport

L'article 10 de la seconde directive européenne n° 2003/54/CE du 26 juin 2003 précise que "lorsque le gestionnaire de réseau fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, il doit être au moins indépendant sur le plan de la forme juridique...". L'article 30 de cette même directive indique que "les états membres mettent en vigueur les dispositions législatives, réglementaires et administratives nécessaires pour se conformer à la présente directive au plus tard au 1^{er} juillet 2004".

Le périmètre de l'activité Transport correspond à l'entité réseau de transport d'électricité (RTE), constituée au sein d'EDF, et dont l'indépendance de gestion est garantie par la loi. Le réseau relevant de la responsabilité de RTE comprend l'ensemble des liaisons du réseau métropolitain continental

dont la tension est égale ou supérieure à 63 kV, hors concessions de distribution aux services publics et conformément à l'article 2 de la convention de concession du réseau d'alimentation générale.

Ce périmètre inclut les activités suivantes :

- les travaux d'études et de développement du réseau électrique ;
- la gestion des infrastructures de réseau (exploitation, conduite et maintenance des ouvrages) :
 - la conduite qui correspond à la gestion, tant au niveau national que régional, de la répartition de l'énergie en fonction des offres et des demandes. RTE agit comme un régulateur afin d'ajuster à tout instant l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité,
 - la maintenance des ouvrages correspond à l'entretien courant des lignes existantes en vue du maintien aux normes du réseau de lignes, de la surveillance à la maintenance lourde ;
- la relève des compteurs et les interventions sur les appareils de comptage relevant de la compétence de RTE ;
- les relations avec les utilisateurs du réseau de transport (notamment gestion des relations contractuelles avec les tiers ayant demandé l'accès au réseau) et les prestations de services liées au réseau.

> 2.2.1.1.2 Distribution

Le périmètre de l'activité Distribution recouvre les activités liées à la gestion du réseau de distribution en métropole continentale et des réseaux des zones non interconnectées (Corse, DOM). Au sens de la comptabilité dissociée, l'activité Distribution recoupe donc le périmètre des gestionnaires du réseau de distribution tel qu'il est défini par la loi. Il comprend ainsi les activités suivantes :

- l'exploitation des réseaux électriques de distribution, avec notamment les travaux d'études et de développement de ces réseaux,
- la gestion des infrastructures de réseau (exploitation, construction, conduite et maintenance des ouvrages),
- la relève des compteurs et interventions sur les appareils de comptage,
- les relations clientèle avec les utilisateurs du réseau et prestations de services liées au réseau (accès à l'énergie, coupure/rétablissement pour impayés, mise hors service des clients, intervention sur les postes clients, pose de limiteur de puissance, facturation,...),
- les relations avec les autorités concédantes.

> 2.2.1.1.3 Production

L'activité Production inclut l'ensemble des activités liées à la production d'énergie électrique et à sa commercialisation. Dans les comptes séparés, l'activité Production comprend donc également la commercialisation. Son périmètre inclut par conséquent :

- l'activité de production d'électricité (construction, exploitation, maintenance, gestion prévisionnelle, conduite, retrait d'exploitation et déclassement des ouvrages) en métropole et dans les zones non interconnectées (Corse, DOM),
- l'activité de commercialisation et de gestion commerciale de la clientèle (accueil commercial, facturation, suivi des comptes clients, contentieux, aides commerciales),

- les achats d'énergie,
- les échanges d'électricité avec l'étranger.

> 2.2.1.1.4 Autres Activités

L'activité "Autres Activités" regroupe l'ensemble des activités exercées en dehors du secteur de l'électricité. Il s'agit notamment :

- des activités d'éclairage public,
- des activités couplées à la production hydroélectrique (navigation fluviale, irrigation,...),
- des travaux et prestations aux filiales, des activités de prestations de service (ingénierie, conseil, études, ...), de fourniture, de travaux, effectuées pour des tiers dans des domaines autres qu'électriques.

> 2.2.1.2 Précisions complémentaires

> 2.2.1.2.1 Fonctions support

Le périmètre d'une activité inclut également les fonctions support dédiées exclusivement ou à titre principal à cette activité. Ainsi le périmètre de l'activité Transport inclut les fonctions de gestion nécessaires pour garantir l'indépendance de sa gestion (achats, comptabilité, finances, juridique, communication,...). De ce fait, les coûts des fonctions centrales d'EDF ne lui sont affectés qu'au cas où une de ces fonctions ne peut être assurée en direct par RTE en raison de contraintes d'organisation ou d'optimisation des coûts.

> 2.2.1.2.2 Participations financières

Les titres immobilisés et les participations financières acquis jusqu'au 31 décembre 2000 ont été rattachés à l'activité Production. Les nouveaux investissements sont affectés à l'activité qui les finance.

> 2.2.2 Règles d'imputation

Pour l'établissement des bilans comme des comptes de résultat, le principe directeur est celui de l'affectation directe des différents postes ou flux. Lorsque cela n'est pas possible, il est fait recours à des conventions de dissociation ou à l'application de clés de répartition.

> 2.2.2.1 Bilans

> 2.2.2.1.1 Actif

Les actifs immobilisés sont imputés directement conformément aux périmètres définis pour les activités comptables. Lorsqu'un élément de l'actif immobilisé est utile à plusieurs activités, il est imputé à l'activité qui en est l'utilisatrice à titre principal.

Ce principe d'imputation directe est également applicable à l'actif circulant. Ainsi, les créances clients de chaque activité sont constituées de la somme des créances sur les utilisateurs tiers comptabilisées directement dans chaque activité et aux créances constatées conformément aux protocoles et non échues à la date de clôture.

Lorsqu'un élément est par nature partagé entre plusieurs activités sans pouvoir être affecté à l'une d'entre elles à titre principal, la répartition est conforme au principe de non-discrimination et d'absence de subvention croisée, tout en respectant les besoins en fonds de roulement constatés pour l'activité concernée.

> 2.2.2.1.2 Passif

Le passif des activités dissociées se compose des différents postes des comptes sociaux de l'entreprise intégrée (capitaux propres, dettes financières, provisions, écarts de réévaluation, passifs d'exploitation...). Chaque activité s'est donc vu attribuer tous les éléments de passif nécessaires à son exercice.

En premier lieu, tous les éléments qui ont pu l'être, ont fait l'objet d'une imputation directe :

- passifs d'exploitation (dettes fournisseurs, charges à payer, ...);
- provisions (les provisions pour renouvellement des concessions de distribution ont été imputées à la Distribution et les provisions pour fin du cycle nucléaire ont été imputées à la Production);
- autres postes de passif directement imputables (écarts de réévaluation, droit du concédant, subventions d'investissement reçues).

En revanche, une partie du passif, des capitaux propres et des dettes financières, a été considérée comme fongible étant donné le caractère intégré de l'entreprise. Concernant RTE, dans l'attente d'un accord sur la répartition de la dette et des instruments financiers d'EDF, une nouvelle convention définit pour 2003 les principes d'affectation des nouvelles lignes de dettes long terme d'EDF et court terme au 31 décembre 2003, et les charges financières en résultant, la convention 2002 étant arrivée à son terme.

> 2.2.2.2 Comptes de résultats

Principes reconduits ou retenus en 2003 :

- l'imputation directe des charges a été le principe directeur. Ainsi, lorsque des produits et charges ont été identifiés comme relevant d'une activité à titre principal, une imputation directe a été choisie, une réaffectation de produits ou une refacturation de charges vers les autres activités étant le cas échéant opérée soit sur la base d'unités d'œuvre ou sur la base de clés de répartition lorsqu'il n'était pas possible de procéder autrement;
- comme en 2002, les relations interactivités sont comptabilisées sur la base de protocoles ou conventions signés entre les différentes parties concernées (cf. note 2.2.3). Ces protocoles ou conventions définissent en particulier les modes de valorisation et de facturation de ces opérations;
- les recettes de l'activité Transport résultent des montants effectivement facturés aux clients tiers éligibles ayant opté pour un Contrat d'accès au réseau de transport (CART) et des recettes enregistrées dans le cadre de la mise en œuvre des protocoles;
- les recettes d'accès aux réseaux du Distributeur, hors recettes directes perçues auprès des clients tiers éligibles ayant opté pour un Contrat d'accès au réseau de distribution (CARD) sont issues de l'application des protocoles concernés;
- les recettes de l'activité Production proviennent essentiellement de la vente d'électricité aux clients finals en France et à l'étranger, ainsi que des diverses prestations réalisées dans le cadre des protocoles (services rendus au système, ventes d'énergie pour la compensation des pertes sur les réseaux de distribution, prestations dans différents domaines, ...);
- comme en 2002, les charges et les produits liés au mécanisme d'ajustement et au responsable d'équilibre de l'activité

Transport sont enregistrés en chiffre d'affaires pour les ajustements à la baisse, en autres produits pour le protocole lié au responsable d'équilibre et en charges (services extérieurs) pour les ajustements à la hausse;

- la charge d'impôt sur les sociétés est répartie entre les activités dissociées au prorata de leur contribution au résultat fiscal que cette dernière soit positive ou négative, ce qui revient à comptabiliser des impôts négatifs pour les activités déficitaires.

> 2.2.3 Protocoles et conventions de dissociation comptable

Les relations financières entre activités dissociées ont été transcrites dans une centaine de conventions et protocoles internes retraçant tous les flux. Ces conventions et protocoles, mis en œuvre pour la première fois en 2001, sont le cas échéant revus chaque année (avenant, création, suppression). Ils définissent de manière claire et opposable les types de prestations que les différentes activités peuvent réaliser les unes pour les autres, et précisent les modalités de la transaction (valorisation, périodicité de facturation et modalités de règlement).

Les fonctions support nécessaires à l'indépendance de gestion de RTE, qui ne peuvent totalement ou partiellement être assurées en direct par RTE, en raison de contraintes d'organisation ou d'optimisation des coûts, font l'objet de conventions régissant la mise à disposition des ressources correspondantes.

> 2.2.3.1 Description

Les protocoles recouvrent :

- en application de l'article 23 de la loi n° 2000-108, les conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution et de leur utilisation, ainsi que les conditions d'application de la tarification de l'utilisation des réseaux;
- en application de l'article 15 de la loi n° 2000-108, les relations relatives aux prestations, fournies par le producteur à RTE, nécessaires au fonctionnement et à la sécurité d'exploitation du réseau de transport (services système, participation au mécanisme d'ajustement, gestion prévisionnelle et programmation de la production, responsabilité d'équilibre);
- en application de l'article 25 de la loi n° 2000-108, d'une part, des prestations réalisées par des directions centrales (rattachées comptablement à l'activité Production) dans les domaines social (ressources humaines, formation, prévention, sécurité), logistique (informatique et télécommunications, immobilier, ...), financier et recherche-développement, et d'autre part, des prestations plus techniques (maintenance et entretien de matériel, ...);
- les répartitions de charges, notamment pour les charges centrales d'EDF.

> 2.2.3.1.1 Protocoles d'accès aux réseaux

Les protocoles d'accès aux réseaux couvrent :

- l'accès du distributeur au réseau public de transport;
- l'accès au réseau public de transport en vue de réaliser l'injection et le soutirage de l'énergie électrique produite ou consommée par les sites de production d'EDF;
- l'accès au réseau public de transport pour assurer l'exécution des contrats d'exportation et d'importation d'électricité conclus par EDF, et la participation aux mécanismes d'attri-

bution de capacités d'interconnexion avec les réseaux de pays limitrophes ;

- le reversement de la part des recettes relatives à l'accès aux réseaux perçues par le producteur, au titre de son activité de commercialisation, auprès des clients lui achetant leur électricité aux tarifs de vente :
 - à RTE, pour les clients raccordés au réseau public de transport ;
 - au distributeur, pour les clients raccordés au réseau public de distribution concédé à EDF.

> 2.2.3.2 Principes financiers

Les relations financières entre activités ont été formalisées dans les protocoles et conventions de dissociation comptable, en veillant à respecter les principes de transparence, d'absence de subventions croisées et de non-discrimination.

Elles sont déterminées par référence à la situation qui prévaudrait entre des entreprises distinctes, appliquant dans leurs relations réciproques des conditions identiques à celles appliquées aux tiers. Lorsque les conditions appliquées aux tiers découlent d'un tarif public ou de la réglementation, ces règles publiques constituent le référentiel de règles applicables entre activités dissociées.

S'agissant toutefois de relations au sein d'une même entité juridique, les flux financiers figurant dans les protocoles et conventions sont hors taxes (notamment pour la TVA).

> 2.2.3.2.1 Valorisation des protocoles d'accès aux réseaux

Pour les protocoles d'accès aux réseaux de transport et de distribution, les recettes de RTE et du distributeur ont été calculées suivant le barème fixé par le décret n° 2002-1014 du 19 juillet 2002 (relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité). A compter du 1^{er} janvier 2003, la rétrocession par le producteur au distributeur de la part acheminement pour les clients aux tarifs intégrés est désormais réalisée directement dans les applications facturières sur la base des tarifs fixés par le décret et non plus, comme en 2002, calculée de manière normative de façon à couvrir les charges d'exploitation et à générer une rémunération des capitaux engagés égale à 6,5 % (méthode cost plus). La loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 a modifié et élargi le mécanisme de compensation des missions de service public instauré par la loi du 10 février 2000 en créant la Contribution au service public de l'électricité (CSPE). Dorénavant, les contributions sont dues par le consommateur final, qu'il soit éligible ou non, et sont recouvrées par l'opérateur de réseau ou le fournisseur d'électricité qui sont collecteurs de la contribution. La CSPE se substitue au mécanisme du Fonds du service public de la production d'électricité (FSPPE) qui relevait exclusivement de l'activité Production.

Le mécanisme de compensation a par ailleurs été élargi aux missions "produit de première nécessité" et "pauvreté/précarité", dispositifs qui restent à mettre en place.

> 2.2.3.2.2 Valorisation des conventions de prestations

La valorisation repose sur la couverture des coûts de revient des prestations, sauf dans les cas où il existe une référence à des prix de marché.

La construction des coûts de revient est établie par chaque entité prestataire sur la base des coûts propres de l'entité (coûts directement affectés à la prestation, coûts de structure de l'entité) et des coûts induits par l'entité chez les autres prestataires internes.

Note I : Comparabilité des exercices

Avertissement :

Les comptes annuels arrêtés par le Conseil d'administration et publiés au BALO présentent trois exercices de comparatif. La note I "comparabilité des exercices" établie sur trois ans est reprise ci-dessous dans son intégralité, bien que les comptes résumés ne présentent que deux exercices de comparatif.

Afin de rendre comparables les comptes des exercices 2001, 2002 et 2003, il convient de les retravailler des changements de méthodes comptables intervenus lors de ces trois exercices. Par ailleurs, les effets des changements d'estimation et des événements non récurrents significatifs sont mentionnés.

> I.1 Changements de méthodes comptables

Les tableaux ci-dessous présentent l'effet sur les capitaux propres et sur le résultat net de 2001 et 2002 des changements de méthodes comptables intervenus :

au cours de l'exercice 2003

- l'application anticipée du règlement CRC 2002-10 relatif à l'amortissement et à la dépréciation des actifs : passage du mode d'amortissement dégressif au mode d'amortissement linéaire des installations nucléaires et de certaines immobilisations du réseau de transport et de la distribution, modification du plan d'amortissement de certains gros composants des centrales nucléaires et reprise des provisions antérieurement constituées au titre des remplacements de ces gros composants ainsi que de la provision pour maintien du potentiel hydraulique ;
- l'abandon de la capitalisation des intérêts intercalaires.

au cours de l'exercice 2002

- le règlement CRC 2000-06 sur les passifs ;
- la suppression de l'étalement de la provision pour pertes latentes de change sur les emprunts et les swaps ;
- l'étalement des frais d'émission d'emprunt.

Effet sur les capitaux propres

(en millions d'euros)

Capitaux propres publiés au 31.12.2001				15 065
<i>Changements de méthodes intervenus en 2002</i>				
	<i>Brut</i>	<i>Impôt</i>	<i>Net</i>	
Règlement CRC 2000-06 sur les passifs	2 228	786	1 442	
Suppression étalement provision pour pertes latentes de change	(216)	0	(216)	
Étalement des frais d'émission d'emprunt	27	0	27	
<i>Changements de méthodes intervenus en 2003</i>				
Effet du passage du mode d'amortissement dégressif au mode linéaire CRC 2002-10	8 933	(13)	8 946	
Gros composants amortis sur leur durée de vie propre CRC 2002-10	1 378	508	870	
Reprise de la provision pour maintien du potentiel hydraulique CRC 2002-10	1 851	656	1 195	
Annulation des intérêts intercalaires capitalisés	(3 321)	0	(3 321)	
TOTAL CHANGEMENTS	10 880	1 937	8 943	
Capitaux propres au 31.12.2001 (données pro forma)				24 008

Capitaux propres publiés au 31.12.2002				14 921
<i>Changements de méthodes intervenus en 2003</i>				
	<i>Brut</i>	<i>Impôt</i>	<i>Net</i>	
Effet du passage du mode d'amortissement dégressif au mode linéaire CRC 2002-10	8 866	(12)	8 878	
Gros composants amortis sur leur durée de vie propre CRC 2002-10	1 284	474	810	
Reprise de la provision pour maintien du potentiel hydraulique CRC 2002-10	1 442	511	931	
Annulation des intérêts intercalaires capitalisés	(3 134)	0	(3 134)	
TOTAL CHANGEMENTS	8 459	973	7 486	
Capitaux propres au 31.12.2002 (données pro forma)				22 407

Effet sur le résultat net

(en millions d'euros)

Résultat net au 31.12.2001 (publié)				881
<i>Changements de méthodes intervenus en 2002</i>				
	<i>Brut</i>	<i>Impôt</i>	<i>Net</i>	
Règlement CRC 2000-06 sur les passifs	769	272	496	
Suppression étalement provision pour pertes latentes de change	(24)	0	(24)	
<i>Changements de méthodes intervenus en 2003</i>				
Effet du passage du mode d'amortissement dégressif au mode linéaire CRC 2002-10	19	7	12	
Gros composants amortis sur leur durée de vie propre CRC 2002-10	(70)	(25)	(45)	
Reprise de la provision pour maintien du potentiel hydraulique CRC 2002-10	(14)	(5)	(9)	
Annulation des intérêts intercalaires capitalisés	194	0	194	
TOTAL CHANGEMENTS	874	249	625	
Résultat net au 31.12.2001 (données pro forma)				1 506

Résultat net au 31.12.2002 (publié)				(1 075)
<i>Changements de méthodes intervenus en 2003</i>				
	<i>Brut</i>	<i>Impôt</i>	<i>Net</i>	
Effet du passage du mode d'amortissement dégressif au mode linéaire CRC 2002-10	3	1	2	
Gros composants amortis sur leur durée de vie propre CRC 2002-10	(97)	(34)	(63)	
Reprise de la provision pour maintien du potentiel hydraulique CRC 2002-10	(409)	(144)	(265)	
Annulation des intérêts intercalaires capitalisés	188	0	188	
TOTAL CHANGEMENTS	(316)	(178)	(138)	
Résultat net au 31.12.2002 (données pro forma)				(1 213)

Les changements de méthodes comptables impactent pour l'essentiel l'activité Production à l'exception :

- des intérêts intercalaires, lesquels affectent également l'activité Transport :

(Montants en millions d'euros)	2001	2002
Impact capitaux propres	(853)	(859)
Impacts sur le résultat net	(28)	(6)

- du mode d'amortissement (passage d'un mode dégressif à un mode linéaire) lequel affecte les activités Distribution et Transport :

(Montants en millions d'euros)	2001	2002
Impact capitaux propres de l'activité Transport	687	756
Impact capitaux propres de l'activité Distribution	395	436

> 1.2 Changements d'estimations

> 1.2.1 Allongement de la durée d'amortissement des centrales nucléaires

La durée d'amortissement des installations nucléaires est portée de trente ans à quarante ans à compter du 1^{er} janvier 2003. Ce changement est comptabilisé de manière prospective et n'a donc pas d'effet sur les capitaux propres au 31 décembre 2002. Effets sur le résultat de l'exercice 2003 (hors autres changements d'estimations) :

- diminution de 475 millions d'euros des dotations aux amortissements des installations nucléaires ;
- diminution de 190 millions d'euros des dotations aux amortissements des actifs constitués en contrepartie de provisions (déconstruction, dernier cœur) ;
- augmentation de 23 millions d'euros des charges diverses de gestion correspondant à l'ajustement du produit à recevoir relatif à l'engagement des partenaires étrangers à participer à la déconstruction de certaines installations nucléaires ;
- diminution de 2 948 millions d'euros (dont 2 811 millions d'euros au 1^{er} janvier et 137 millions d'euros en flux de l'exercice) des provisions pour déconstruction et dernier cœur. L'allongement de la durée de vie des centrales nucléaires à compter du 1^{er} janvier 2003 a eu pour conséquence de décaler de dix ans les échéances de décaissement des dépenses de déconstruction et de dernier cœur. Du fait de l'actualisation, le montant des provisions est revu à la baisse ;
- imputation de la diminution des provisions pour déconstruction et dernier cœur au 1^{er} janvier 2003 sur la valeur nette comptable des actifs de contrepartie et sous-jacents (centrales) pour 2 775 millions d'euros ;
- diminution de 205 millions d'euros des provisions pour contrats de vente d'énergie déficitaires ;
- diminution de 24 millions d'euros des reprises sur produits constatés d'avance au titre des centrales en participations, les sommes perçues d'avance sur ces contrats étant reprises en résultat selon un échéancier calé sur la durée d'amortissement des tranches nucléaires concernées.

> 1.2.2 Coût de référence des contrats de vente d'énergie déficitaires

La réestimation du coût de référence s'est traduite par une reprise de provision de 111 millions d'euros qui a été enregistrée directement en capitaux propres.

> 1.3 Changements de présentation

La présentation du bilan a été modifiée à compter du 1^{er} janvier 2003 :

- les titres de participation considérés comme disponibles à la vente sont reclassés en actifs financiers à court terme ;
- la contrepartie de la trésorerie reçue au titre de la cession de créances sur des clients à un fonds commun de créances figure en dettes financières. Auparavant, celle-ci figurait au 31 décembre en dettes d'exploitation. En conséquence les charges liées à ces opérations ne sont plus enregistrées en résultat d'exploitation mais sont désormais classées en charges financières (55 millions d'euros en 2003).

> 1.4 Evénements non récurrents

> Exercice 2001

- En application de l'article 79 de la loi de finance rectificative pour 2001, pour EDF, la rémunération de l'Etat est constituée exclusivement par le versement d'un dividende prélevé sur le bénéfice distribuable. En 2000, la rémunération de l'Etat était une charge fiscalement déductible. En retraitant la rémunération de l'Etat comptabilisée en 2000 afin de rendre comparable les comptes, le bénéfice de l'exercice 2000 aurait été de 563 millions d'euros au lieu des 327 millions d'euros publiés. En 2002, EDF a versé à l'Etat un dividende de 315 millions d'euros sur le résultat de 2001 ;
- le protocole signé le 30 août 2001 avec la COGEMA s'est traduit par un impact positif à l'ouverture de 1 285 millions d'euros dont 1 074 millions d'euros en résultat d'exploitation et 211 millions d'euros en résultat financier ;
- une provision pour dépréciation des titres de participation EDF International a été constituée à hauteur de 400 millions d'euros.

> Exercice 2002

- Un complément de provision pour dépréciation des titres de participation EDF International de 2 385 millions d'euros ;
- la renégociation du contrat de fourniture d'électricité à SEP s'est traduit par un produit net de 400 millions d'euros, dont 380 millions d'euros en résultat d'exploitation et 20 millions d'euros en résultat financier ;
- une reprise de provision d'exploitation sur les contrats déficitaires de vente d'énergie pour 268 millions d'euros due à l'effet du plafonnement de la contribution au Fonds du service public pour la Production d'électricité ;
- un produit d'exploitation de 351 millions d'euros correspondant à une reprise de la provision pour maintien du potentiel hydraulique ;

- une reprise de la provision pour dépenses de fin de cycle des combustibles nucléaires à hauteur de 375 millions d'euros ;
- la constitution de nouvelles provisions pour risques à hauteur de 233 millions d'euros.

> Exercice 2003

- Suite à la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003 notifiée à l'Etat français le 17 décembre 2003, l'entreprise a enregistré sur l'exercice une charge à payer de 1 217 millions d'euros, dont 889 millions d'euros directement en capitaux propres au titre de l'impôt sur les sociétés non acquitté lors du reclassement, en 1997, des droits du concédant sur le réseau RAG en dotations en capital et 328 millions d'euros en charges financières représentatives des intérêts courus correspondants. Par une décision de la CRE en date du 26 février 2004, ces montants ont été répartis entre les activités Production, Transport et Distribution au prorata des capitaux propres tels qu'ils figurent aux bilans dissociés de l'exercice 2000, soit respectivement 56,35 % pour la Production, 27,12 % pour le Transport et 16,53 % pour la Distribution ;
- la loi du 3 janvier 2003 a modifié et élargi le mécanisme de compensation du coût des missions de service public supporté par les opérateurs français et instauré par la loi du 10 février 2000. Elle a instauré à partir du 1^{er} janvier 2003 une "Contribution au service public de l'électricité" (CSPE) en remplacement du "Fonds du service public de la production d'électricité" (FSPPE), mécanisme de compensation créé le 1^{er} janvier 2002. Dorénavant cette contribution est due par le consommateur final (éligible ou non) et est recouvrée par les opérateurs de réseau ou les fournisseurs d'électricité qui sont collecteurs de la contribution et procèdent à sa liquidation. Cette compensation se traduit aussi dans les comptes 2003 par un produit de 1 450 millions d'euros enregistré en subvention d'exploitation ;
- depuis le 10 février 2003, le seuil d'éligibilité des clients est abaissé à 7 GWh. Le marché français est ainsi ouvert à la concurrence à hauteur de 37 % ;
- l'opération d'inventaire physique des immobilisations menée par l'entreprise a un impact positif de 584 millions d'euros sur le résultat de l'exercice (958 millions d'euros avant impôts sur les sociétés) ;
- un complément de provision pour dépréciation des titres d'EDF International a été enregistré à hauteur de 1 330 millions d'euros ;
- une provision pour dépréciation des titres d'Italenergia bis a été enregistrée pour 45 millions d'euros ainsi qu'une provision pour risques sur les engagements de rachats d'actions de 855 millions d'euros ;
- la sortie d'EDF d'un projet de centrale de cogénération, dont le risque avait été provisionné en 2002 à hauteur de 200 millions d'euros, se solde en 2003 par un produit net de 85 millions d'euros ;
- une opération de titrisation de crédits immobiliers a été réalisée en 2003 : le prix de cession, qui a porté sur un encours de 415 millions d'euros, s'élève à 377 millions d'euros, soit une charge nette de 38 millions d'euros ;
- la canicule a généré un supplément de charge estimé à 335 millions d'euros ;
- les ventes aux enchères de capacités de production en 2003 doublent par rapport à celles de 2002 soit une augmentation de 441 millions d'euros correspondant à une progression de 17 TWh.

Note 2 : Variation des capitaux propres

(en millions d'euros)	Capital, dotations en capital ⁽¹⁾	Réserves, prime de fusion	Report à nouveau	Résultat de l'exercice	Subventions d'investissement reçues	Provisions réglementées	Total capitaux propres
Situation au 31.12.2001	8 129	5 370	127	881	143	414	15 065
Impact changements de méthodes			1 284				1 284
Résultat 2002		(2)		(1 075)	(14)	(62)	(1 153)
Affectation du résultat 2001			566	(566)			0
Distribution du dividende ⁽²⁾				(315)			(315)
Autres variations					29	10	39
Situation au 31.12.2002	8 129	5 369	1 976	(1 075)	158	363	14 921
Impact changements de méthodes			(1 360)			8 846	7 486
Résultat 2003		(1)		469	(11)	(395)	62
Affectation du résultat 2002			(1 075)	1 075			0
Distribution du dividende ⁽²⁾			(208)				(208)
Autres variations			(817)		27	(5)	(795)
Situation au 31.12.2003	8 129	5 368	(1 484)	469	175	8 808	21 465

(1) Le capital d'Electricité de France est la somme des deux éléments :

- le capital légal qui représente le solde net des droits, biens et obligations transférés à l'entreprise lors de la nationalisation ;
- les dotations en capital versées par l'Etat jusqu'en 1981, augmentées de 2 152 millions d'euros en 1997 dans le cadre de la restructuration du bilan.

(2) L'article 79 de la loi de finances rectificative pour 2001 (loi n° 2001-1276 du 28 décembre 2001) a précisé la nature et les modalités de détermination du dividende que les établissements publics de l'Etat à caractère industriel, commercial ou financier peuvent être conduits à verser. Ce dividende, qui constitue le mode exclusif de rémunération de l'Etat, est prélevé sur le bénéfice distribuable (au sens de l'article L. 346 du Code de commerce), constitué du bénéfice de l'exercice, après dotations aux amortissements et provisions, diminué des pertes antérieures ainsi que des sommes à porter en réserves, et augmenté du report bénéficiaire. Pour ce qui concerne EDF, le mode de calcul du dividende a été redéfini dans le cadre du contrat de Groupe signé avec l'Etat le 14 mars 2001. Ainsi, pour les trois années 2001-2003, la rémunération de l'Etat représentera 37,5 % du résultat net part du Groupe. Elle évoluera entre un minimum (1,5 %) et un maximum (4,5 %) calculés sur l'assiette des capitaux propres part du Groupe.

En 2003, les capitaux propres augmentent de 6 544 millions d'euros du fait principalement :

- des changements de méthode mis en œuvre en 2003 pour 7 486 millions d'euros après déduction d'un IS de 973 millions d'euros,
- du résultat net des reprises de provisions réglementées et des subventions reçues pour 62 millions d'euros,
- de la distribution de dividendes sur le résultat 2002 pour 208 millions d'euros,
- de la charge à payer au titre de l'impôt sur les sociétés non acquitté lors du reclassement, en 1997, des droits du concédant sur le réseau RAG en dotations en capital, suite à la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003, pour 889 millions d'euros,
- du changement du coût de référence retenu pour le calcul des provisions pour contrats de vente d'énergie déficitaires qui s'est traduit par une reprise de provision nette d'impôt de 72 millions d'euros,
- des subventions reçues pour 27 millions d'euros.

L'impact des changements de méthode se traduit par une diminution du report à nouveau de 1 360 millions d'euros résultant de :

- l'effet négatif de l'annulation des intérêts intercalaires pour 3 134 millions d'euros,
- la reprise de la PMPH pour 1 442 millions d'euros,
- la modification du plan d'amortissement de certains gros composants pour 1 338 millions d'euros,
- l'effet négatif du changement du mode d'amortissement sur la provision pour contrats de vente d'énergie déficitaires pour 34 millions d'euros,
- l'impôt sur les sociétés dû à ce titre (973 millions d'euros).

L'impact du changement de méthode sur les provisions réglementées de 8 846 millions d'euros résulte du passage de l'amortissement dégressif au dérogatoire au 1^{er} janvier 2003 sur :

- les installations de production et de réseaux pour 8 040 millions d'euros,
- les actifs de contrepartie pour 860 millions d'euros dont 670 millions d'euros pour l'actif de déconstruction REP et 190 millions d'euros pour l'actif dernier cœur,
- les gros composants pour (54) millions d'euros.

Délibération adoptée par le Conseil d'administration du 11 mars 2004

Le Conseil d'administration,

vu la loi n°83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public et particulièrement son article 7,

sur rapport du directeur général Finances,

après avis du Comité d'audit,

après avoir pris acte de l'opinion exprimée par les Commissaires aux comptes,

s'agissant des comptes d'Electricité de France, arrête définitivement les comptes de l'exercice 2003, tels qu'ils lui sont présentés et constate un bénéfice de 469 335 934,03 euros ainsi que l'imputation au report à nouveau de l'effet des changements de méthodes comptables au 1^{er} janvier 2003 et de la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003 s'élevant à – 2 177 469 461,31 euros ;

décide d'affecter le résultat de l'exercice 2003 au report à nouveau ; après affectation du résultat, le report à nouveau présente un solde débiteur de – 1 014 703 499,21 euros ;

décide d'imputer le solde du report à nouveau sur les réserves diverses qui s'établissent à 3 626 200 481,46 euros après imputation de – 1 014 703 499,21 euros ;

décide de proposer le versement à l'Etat d'un dividende de 321 311 000 euros, conformément aux termes du contrat de groupe signé le 14 mars 2001, prélevé sur les réserves diverses qui s'établissent après prélèvement à 3 304 889 481,46 euros.

S'agissant des comptes consolidés du groupe EDF, le Conseil d'administration arrête définitivement les comptes consolidés de l'exercice 2003, tels qu'ils lui sont présentés faisant ressortir un résultat net consolidé, part d'EDF, de 857 millions d'euros et des capitaux propres consolidés, part d'EDF, de 18 924 millions d'euros.

La présente délibération est adoptée par le Conseil d'administration à la majorité de treize voix pour et quatre voix contre.

En vue de conférer immédiatement un caractère définitif à la présente délibération, la partie du procès-verbal qui en rapporte les termes est proposée à l'approbation du Conseil d'administration, lequel l'adopte à l'unanimité.

Electricité de France
22-30, avenue de Wagram – 75382 Paris Cedex 08
www.edf.fr

Direction Financière
Direction de la Communication et des Affaires Publiques

Dépôt légal : ISSN en cours

Ce document a été imprimé sur du papier certifié “Well managed forest”, “PH Neutral”,
“Long life”, “Heavy metal absence” et “Selected secondary fiber”. Fabrication certifiée ISO 14001 et 9001.

