Société anonyme

Au capital de 8 129 000 000 euros

Siège social : 22-30, avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08

552 081 317 RCS Paris

Groupe EDF
Document de Base 2004

AUTORITÉ
DES MARCHÉS FINANCIERS
AMF

En application des articles 211-1 à 211-42 de son règlement général, l'Autorité des marchés financiers a enregistré le présent document de base le 13 juillet 2005 sous le n° I.05-107. Il ne peut être utilisé à l'appui d'une opération financière que s'il est complété par une note d'opération visée par l'Autorité des marchés financiers.

Ce document de base a été établi par l'émetteur et engage la responsabilité de ses signataires. Cet enregistrement, effectué après examen de la pertinence et de la cohérence de l'information donnée sur la situation de la société, n'implique pas l'authentification des éléments comptables et financiers présentés.

Avertissement

L'Autorité des Marchés Financiers attire l'attention du public sur les éléments suivants :

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

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

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

Dans le présent document de base, sauf indication contraire, les termes « Société » et « EDF » renvoient à EDF S.A. maison-mère et les termes « Groupe EDF » et « Groupe » renvoient à EDF et ses filiales et participations.

Le présent document de base contient des indications sur les objectifs du Groupe, notamment dans la section II « Stratégie » du Chapitre IV. Ces indications sont parfois identifiées par l'utilisation du futur, du conditionnel et de termes à caractère prospectif tels que « penser », « avoir pour objectif », « s'attendre à », « entend », « devrait », « ambitionner » « estimer », « croire », ou « pourrait ». Ces informations ne sont pas des données historiques et ne doivent pas être interprétées comme des garanties que les faits et données énoncés se produiront ou que les objectifs seront atteints. Par nature, ces objectifs pourraient ne pas être réalisés et les projections sur lesquelles ils sont fondés pourraient s'avérer erronées.

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

Le présent document de base contient en outre des informations relatives aux marchés dans lesquels le Groupe EDF est présent. Ces informations proviennent d'études réalisées par des sources extérieures. Compte tenu des changements très rapides qui marquent le secteur de l'énergie en France et dans le Monde, il est possible que ces informations s'avèrent erronées ou ne soient plus à jour. Les activités du Groupe pourraient en conséquence évoluer de manière différente de celles décrites dans le présent document de base et les déclarations ou informations figurant dans le présent document de base pourraient se révéler erronées, sans que le Groupe se trouve soumis de quelque manière que ce soit à une obligation de mise à jour.

Les déclarations prospectives contenues dans le présent document de base peuvent être affectées par des risques connus et inconnus, des incertitudes et d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats futurs, les performances et les réalisations du Groupe soient significativement différents des objectifs formulés et suggérés. Ces facteurs peuvent inclure les évolutions de la conjoncture économique et commerciale, de la réglementation, ainsi que les facteurs exposés dans le paragraphe 8.4 « Facteurs de risques » du Chapitre IV.

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

Sommaire

CHAPITRE I.	**RESPONSABLE DU DOCUMENT DE BASE ET RESPONSABLES DU CONTROLE DES COMPTES**	11
1.	**RESPONSABLE DU DOCUMENT DE BASE**	13
2.	**ATTESTATION DU RESPONSABLE DU DOCUMENT DE BASE**	13
3.	**RESPONSABLES DU CONTROLE DES COMPTES**	13
3.1	Commissaires aux comptes titulaires	13
3.2	Commissaires aux comptes suppléants	14
3.3	Attestation des Commissaires aux comptes	15
4.	**POLITIQUE DE L'INFORMATION**	18
4.1	Responsable de l'information	18
4.2	Calendrier de la communication financière	18
CHAPITRE II.	**ADMISSION DES ACTIONS AUX NEGOCIATIONS SUR L'EUROLIST D'EURONEXT**	19
CHAPITRE III.	**RENSEIGNEMENTS DE CARACTERE GENERAL CONCERNANT LA SOCIETE ET SON CAPITAL**	23
1.	**RENSEIGNEMENTS DE CARACTERE GENERAL CONCERNANT LA SOCIETE**	25
1.1	Dénomination sociale et siège social	25
1.2	Forme juridique et législation applicable	25
1.3	Date de constitution et durée de la Société	25
1.4	Objet social (article 2 des statuts)	25
1.5	Registre du commerce et des sociétés, code APE	26
1.6	Consultation des documents juridiques	26
1.7	Exercice social	26
1.8	Répartition des bénéfices	26
1.9	Assemblées générales	27
1.9.1	Convocation, conditions d'admission, exercice du droit de vote	27
1.9.2	Droits de vote double	27
1.9.3	Limitation des droits de vote	27
1.10	Franchissement de seuils statutaires	27
1.11	Identification des détenteurs de titres	28
2.	**RENSEIGNEMENTS DE CARACTERE GENERAL CONCERNANT LE CAPITAL**	28
2.1	Droits attachés aux actions	28
2.2	Forme et mode d'inscription en compte des actions — Cession et transmission des actions	29
2.3	Capital social — Libération des actions	29
2.4	Modifications du capital	29
2.5	Titres donnant accès au capital	29
2.6	Acquisition par la Société de ses propres actions	29
2.7	Autorisations d'augmentation de capital	29
2.8	Émission d'obligations, de titres assimilés ou d'autres titres conférant un même droit de créance sur la Société	29
2.9	Évolution du capital au cours des cinq dernières années	30
3.	**REPARTITION DU CAPITAL ET DES DROITS DE VOTE**	30
3.1	Répartition actuelle du capital et des droits de vote de la Société — Contrôle de la Société	30
3.2	Evolution de la répartition du capital et des droits de vote de la Société au cours des trois dernières années	30
3.3	Informations relatives aux opérations intervenues sur le capital de la Société au cours des trois dernières années	30
3.4	Relations avec l'Etat	31
3.5	Pactes d'actionnaires	32
3.6	Nantissements de titres de la Société	32
4.	**MARCHE DES TITRES DE LA SOCIETE**	32
4.1	Actions	32
5.	**DIVIDENDES**	32
5.1	Rémunération de l'Etat	32

5.1.1 Rémunération de l'Etat préalablement à la transformation d'EDF en société anonyme . . . 32
5.1.2 Dividendes versés postérieurement à la transformation d'EDF en société anonyme . . . 32
5.1.3 Rémunération versée à l'Etat au cours des 5 dernières années . . . 33
5.2 Politique de distribution . . . 33
5.3 Délai de prescription . . . 33
6. RELATIONS AVEC GAZ DE FRANCE . . . 33
7. RELATIONS INTRA GROUPE — ORGANIGRAMME . . . 34
CHAPITRE IV. RENSEIGNEMENTS CONCERNANT L'ACTIVITE DU GROUPE EDF . . . 37
1. PRESENTATION GENERALE DU GROUPE EDF . . . 39
1.1 Les opérations non régulées France . . . 39
1.1.1 La production d'électricité . . . 39
1.1.1.1 Un parc de production compétitif . . . 39
1.1.1.2 Une maîtrise des engagements liés au nucléaire . . . 40
1.1.2 La commercialisation . . . 41
1.1.2.1 Atouts d'EDF sur le marché français de la commercialisation . . . 41
1.1.2.2 Un marché français en cours d'ouverture . . . 41
1.1.2.3 EDF, un commercialisateur se positionnant en vue de l'ouverture totale du marché . . . 41
1.1.3 Choix d'un modèle intégré de gestion amont / aval . . . 42
1.2 Les opérations régulées France . . . 42
1.2.1 Transport — RTE (Réseau de transport d'électricité) . . . 42
1.2.2 Distribution . . . 43
1.2.3 Autres activités régulées . . . 43
1.3 Les activités à l'international . . . 44
1.3.1 L'Europe : le nouveau marché de référence d'EDF . . . 44
1.3.2 Présence du Groupe EDF hors d'Europe . . . 44
2. STRATEGIE DU GROUPE EDF . . . 45
2.1 Consolider un socle France compétitif et exemplaire . . . 45
2.1.1 Le parc de production d'EDF : pérenniser un atout majeur . . . 45
2.1.2 Fidéliser et valoriser le portefeuille clients d'EDF en France et relever le défi de l'ouverture totale du marché du 1er juillet 2007 . . . 46
2.1.3 Poursuivre et améliorer la gestion des activités régulées : . . . 46
2.2 Développer une identité européenne forte et cohérente . . . 46
2.2.1 Le recentrage sur l'Europe proche, marché de référence du Groupe . . . 46
2.2.2 Assurer le développement d'EDF au-delà de l'électricité : le gaz et les services énergétiques . . . 47
2.3 Améliorer la performance opérationnelle et financière de groupe et renforcer sa flexibilité financière . . . 47
2.4 Mobiliser les salariés autour du projet industriel . . . 48
3. ENVIRONNEMENT DU GROUPE EDF . . . 49
3.1 EDF dans son environnement industriel . . . 49
3.1.1 Evolution de la demande d'électricité . . . 49
3.1.2 Un marché européen qui se dessine, mais reste aujourd'hui fragmenté . . . 50
3.1.3 Evolution à la hausse des prix de gros . . . 50
3.1.4 Le marché français de l'électricité . . . 51
3.1.4.1 Consommation d'électricité . . . 52
3.1.4.2 Production d'électricité . . . 53
3.1.4.3 Utilisation des moyens de production en France . . . 54
3.2 EDF dans son environnement concurrentiel . . . 55
3.3 EDF dans son environnement réglementaire . . . 56
3.3.1 Réglementations relatives à l'ouverture des marchés . . . 56
3.3.2 Réglementation en matière de protection de l'environnement . . . 56
4. HISTORIQUE . . . 58
5. PRESENTATION DE L'ACTIVITE DU GROUPE EDF EN FRANCE . . . 59
5.1 Opérations non regulées France . . . 59
5.1.1 Production d'électricité . . . 59
5.1.1.1 Présentation générale du parc de production d'EDF . . . 59
5.1.1.2 Production nucléaire . . . 60
5.1.1.3 Production hydraulique . . . 87
5.1.1.4 Production thermique à flamme (« THF ») . . . 91

5.1.2 Commercialisation . . . 97
5.1.2.1 Ouverture du marché français de la commercialisation d'électricité . . . 97
5.1.2.2 Prix et tarifs . . . 98
5.1.2.3 Direction EDF Commerce . . . 100
5.1.3 Optimisation Amont/Aval — Trading . . . 108
5.1.3.1 Rôle et missions de la DOAAT . . . 108
5.1.3.2 Activités d'optimisation de l'équilibre amont/aval . . . 108
5.1.3.3 EDF Trading . . . 110
5.1.3.4 Les enchères de capacité . . . 113
5.2 Opérations régulées France . . . 114
5.2.1 Transport — RTE . . . 114
5.2.1.1 Réseau exploité par RTE . . . 114
5.2.1.2 Activités de RTE . . . 115
5.2.1.3 Organisation de RTE et relations avec EDF . . . 120
5.2.1.4 Tarif d'utilisation du réseau public de transport . . . 122
5.2.2 Distribution . . . 122
5.2.2.1 Réseau de distribution . . . 123
5.2.2.2 Concessions . . . 125
5.2.2.3 Organisation . . . 127
5.2.3 Systèmes Energétiques Insulaires . . . 131
5.2.4 Tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURP ») . . . 132
6. PRESENTATION DE L'ACTIVITE DU GROUPE EDF A L'INTERNATIONAL . . . 133
6.1 Europe . . . 133
6.1.1 EDF Energy . . . 135
6.1.1.1 Création d'EDF Energy . . . 136
6.1.1.2 Environnement de marché . . . 136
6.1.1.3 Evolution des prix . . . 138
6.1.1.4 Environnement concurrentiel . . . 138
6.1.1.5 Activités d'EDF Energy . . . 141
6.1.1.6 Perspectives financières . . . 147
6.1.1.7 Dalkia UK . . . 147
6.1.2 Allemagne — EnBW . . . 148
6.1.2.1 Intérêt stratégique de la participation d'EDF dans EnBW . . . 148
6.1.2.2 Détail de la participation d'EDF dans EnBW . . . 148
6.1.2.3 Environnement de marché . . . 150
6.1.2.4 Environnement législatif et réglementaire d'EnBW . . . 153
6.1.2.5 Détail des activités d'EnBW . . . 154
6.1.2.6 Axes de développement . . . 159
6.1.2.7 Synergies potentielles au sein du Groupe EDF . . . 159
6.1.3 Italie . . . 160
6.1.3.1 Environnement de marché . . . 160
6.1.3.2 Edison . . . 165
6.1.3.3 Fenice . . . 176
6.1.3.4 EDF Energia Italia . . . 177
6.1.3.5 SIRAM (groupe Dalkia) . . . 177
6.1.4 Reste de l'Europe . . . 177
6.1.4.1 Pays d'Europe centrale et orientale . . . 177
6.1.4.2 Péninsule ibérique . . . 183
6.1.4.3 Autriche . . . 184
6.1.4.4 Suisse . . . 185
6.1.4.5 Benelux . . . 186
6.2 Amerique Latine et Etats-Unis . . . 187
6.2.1 Argentine . . . 188
6.2.1.1 Environnement de marché . . . 188
6.2.1.2 Edenor . . . 189
6.2.1.3 Distrocuyo . . . 191
6.2.1.4 Hidisa et Hinisa . . . 191

6.2.1.5 *Edemsa* . . . 192
6.2.2 Brésil . . . 192
6.2.2.1 *Environnement de marché* . . . 192
6.2.2.2 *Light* . . . 193
6.2.2.3 *Norte-Fluminense* . . . 194
6.2.3 Mexique . . . 194
6.2.4 Etats-Unis d'Amérique . . . 195
6.3 Asie / Pacifique . . . 196
6.3.1 Chine . . . 196
6.3.1.1 *Environnement du marché de l'électricité* . . . 196
6.3.1.2 *Fondements stratégiques de la présence d'EDF en Chine* . . . 197
6.3.1.3 *Activités du Groupe EDF en Chine* . . . 197
6.3.2 Activité du Groupe EDF dans le reste de l'Asie du Sud Est . . . 199
6.3.2.1 *Thaïlande / Laos* . . . 199
6.3.2.2 *Vietnam* . . . 199
6.4 Moyen Orient, Afrique . . . 199
6.4.1 Egypte . . . 199
6.4.2 Côte d'Ivoire . . . 200
6.4.3 Maroc . . . 200
6.4.4 Afrique du Sud . . . 200
6.4.5 Activités Services . . . 200
7. AUTRES ACTIVITES ET FONCTIONS TRANSVERSES . . . 201
7.1 Autres activités . . . 201
7.1.1 Services énergétiques du Groupe EDF . . . 201
7.1.1.1 *Présentation des services énergétiques* . . . 201
7.1.1.2 *Le groupe Dalkia* . . . 202
7.1.2 Direction des Participations et des Activités Nouvelles (« DP&AN ») . . . 206
7.1.2.1 *Activités Nouvelles* . . . 206
7.1.2.2 *Principales filiales et participations* . . . 209
7.2 Activités gaz . . . 211
7.2.1 Contexte réglementaire du marché européen du gaz . . . 211
7.2.2 Contexte du marché du gaz . . . 212
7.2.3 Orientations du Groupe EDF dans le domaine du gaz . . . 212
7.2.4 La sécurisation des approvisionnements . . . 213
7.3 Développement durable, environnement et service public . . . 214
7.3.1 La politique de développement durable du Groupe . . . 214
7.3.2 La politique environnementale du Groupe . . . 215
7.3.3 Service public . . . 218
7.4 Politique de recherche et développement . . . 220
7.4.1 Chiffres clés . . . 221
7.4.2 Organisation . . . 221
7.4.3 R&D, puissance d'expertise de l'opérationnel à la préparation de l'avenir . . . 221
7.5 Ressources humaines . . . 223
7.5.1 Effectifs . . . 223
7.5.2 Le statut du personnel des industries électriques et gazières . . . 225
7.5.3 Organisation et durée du temps de travail . . . 225
7.5.4 Compétences, formation et mobilité . . . 225
7.5.5 Dialogue social et représentation du personnel . . . 226
7.5.5.1 *Dialogue social France* . . . 226
7.5.5.2 *La représentation du personnel en France* . . . 227
7.5.5.3 *Dialogue social et représentation du personnel Groupe* . . . 228
7.5.6 Santé et sécurité . . . 228
7.5.7 Réforme du régime des retraites et régime complémentaire maladie . . . 229
7.5.7.1 *Régime Spécial de retraite* . . . 229
7.5.7.2 *Régime complémentaire maladie des IEG* . . . 231
7.5.8 Politique salariale . . . 231
7.5.8.1 *Rémunération* . . . 231

7.5.8.2 Intéressement . . . 232
7.5.8.3 Plan d'Epargne Groupe . . . 232
7.5.8.4 Participation des salariés aux résultats de l'entreprise . . . 232
7.5.8.5 Compte-épargne temps (CET) . . . 232
7.5.8.6 Actionnariat salarié . . . 232
7.6 Transformation finances gestion Groupe . . . 233
7.7 Systèmes d'information, informatique et télécommunications . . . 233
7.8 Achats . . . 234
7.9 Propriétés foncières . . . 235
7.10 Assurances . . . 236
7.10.1 Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire) . . . 237
7.10.2 Assurance responsabilité civile des mandataires sociaux . . . 237
7.10.3 Assurances dommages (hors biens nucléaires) . . . 237
7.10.3.1 Programme dommages conventionels . . . 237
7.10.3.2 Couverture tempêtes . . . 237
7.10.4 Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires . . . 238
7.10.4.1 Responsabilité civile . . . 238
7.10.4.2 Assurances dommages aux installations nucléaires . . . 238
7.11 Environnement législatif et réglementaire . . . 238
7.11.1 Législation relative au marché de l'électricité . . . 238
7.11.1.1 Législation européenne . . . 238
7.11.1.2 Législation française . . . 240
7.11.2 Législation relative au marché du gaz . . . 246
7.11.2.1 Législation européenne . . . 246
7.11.2.2 Législation française . . . 246
7.11.3 Les concessions de distribution publique d'électricité . . . 248
7.11.4 Réglementation relative aux marchés . . . 248
7.11.5 Réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité . . . 249
7.11.5.1 La réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement . . . 249
7.11.5.2 Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires . . . 250
7.11.5.3 Réglementations applicables aux autres modes de production du Groupe EDF . . . 252
7.11.5.4 Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité . . . 253
7.11.5.5 Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du Groupe EDF 254
7.12 Politique de propriété intellectuelle . . . 256
8. LITIGES, ARBITRAGES ET FACTEURS DE RISQUES . . . 257
8.1 Litiges et arbitrages . . . 257
8.2 Facteurs de dépendance . . . 259
8.3 Gestion et contrôle des risques au sein du Groupe EDF . . . 260
8.3.1 Cadre général de la gestion et du contrôle des risques du Groupe . . . 260
8.3.1.1 Principes de gestion et de contrôle des risques . . . 261
8.3.1.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies . . . 261
8.3.1.3 Gestion et contrôle des risques marchés financiers . . . 263
8.3.2 Gestion des risques industriels et environnementaux . . . 265
8.3.2.1 Gestion du risque sûreté nucléaire par le Groupe . . . 265
8.3.2.2 Gestion du risque de sûreté hydraulique . . . 265
8.3.2.3 Gestion des risques liés aux installations de transport et de distribution du Groupe . . . 266
8.3.2.4 Gestion des risques liés aux accidents industriels ou aux impacts environnementaux et sanitaires du Groupe . . . 266
8.4 Facteurs de risques . . . 266
8.4.1 Risques liés à l'ouverture des marchés européens de l'énergie . . . 266
8.4.2 Risques liés aux activités du Groupe . . . 268
8.4.3 Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe . . . 274
8.4.4 Risques liés à la structure et à la transformation du Groupe . . . 277
CHAPITRE V. PATRIMOINE — SITUATION FINANCIERE — RESULTATS . . . 283
5.1 Introduction générale a l'analyse des comptes . . . 285
5.1.1 Acquisitions, cessions et évolution du périmètre de consolidation au cours de la période . . . 285

5.1.2 Evénements marquants de la période . . . 286
5.1.3 Saisonnalité et conditions climatiques . . . 293
5.1.4 Evénements récents . . . 293
5.2 Analyse comparative des comptes 2002, 2003 et 2004 . . . 294
5.2.1 Chiffres clés de la période 2002-2004 . . . 294
5.2.2 Présentation de l'information financière . . . 295
5.2.3 Présentation générale des résultats de la période 2002-2004 . . . 296
5.2.4 Comptes de résultat consolidés 2004, 2003 et 2002 . . . 299
5.2.5 Analyse comparative des comptes 2004 et 2003 . . . 299
5.2.6 Analyse comparative des comptes 2003 et 2002 . . . 308
5.3 Endettement financier net, ressources de financement et situation de trésorerie . . . 318
5.3.1 Flux de trésorerie opérationnels . . . 319
5.3.2 Endettement financier net . . . 323
5.3.3 Disponibilités, quasi-disponibilités, valeurs mobilières de placement . . . 325
5.3.4 Gestion des risques . . . 326
5.4 Provisions pour risques et charges . . . 333
5.4.1 Provisions nucléaires . . . 333
5.4.2 Provisions constituées pour avantages du personnel . . . 334
5.4.3 Provisions pour renouvellement des immobilisations en concessions . . . 335
5.4.4 Autres provisions pour risques et charges . . . 335
5.5 Engagements hors bilan donnés du Groupe . . . 335
5.5.1 Engagements liés à l'exploitation, au financement et aux investissements . . . 335
5.5.2 Engagements d'Achat de Matières Premières, de Combustible, d'Energie et de Gaz . . . 336
5.5.3 Obligations Contractuelles . . . 336
5.6 Informations comptables . . . 336
5.6.1 Changements de méthodes comptables . . . 337
5.6.2 Changement d'estimation . . . 338
5.6.3 Changements de présentation . . . 338
5.6.4 Comptes pro forma 2002 . . . 339
5.6.5 Capitaux propres . . . 343
5.6.6 Précisions concernant certaines spécificités comptables . . . 344
5.6.7 Sensibilité aux paramètres d'évaluation des risques . . . 349
5.7 Information financière IFRS au titre de l'exercice 2004 . . . 349
5.8 Informations financières retraitées proforma sur les comptes établis à méthodes comptables comparables intégrant les effets de la loi du 9 août 2004 sur les retraites et les concessions . . . 366
5.9 Documents consolidés du Groupe EDF . . . 382
5.9.1 Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés . . . 382
5.9.2 Comptes consolidés pour les exercices clos les 31 décembre 2002, 2003 et 2004 . . . 388
5.10 Documents sociaux . . . 477
5.10.1 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées . . . 477
5.10.2 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées . . . 481
5.11 Montant des rémunérations versées par EDF aux cabinets de commissaires aux comptes . . . 490
CHAPITRE VI. GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE . . . 491
1. COMPOSITION ET FONCTIONNEMENT DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION 493
1.1 Conseil d'administration . . . 493
1.1.1 Composition du Conseil d'administration . . . 493
1.1.2 Mission de contrôle économique et financier de l'Etat . . . 497
1.1.3 Fonctionnement du Conseil d'administration . . . 497
1.2 Comités du Conseil d'administration . . . 498
1.2.1 Comité d'audit . . . 498
1.2.2 Comité de la stratégie . . . 499
1.2.3 Comité d'éthique . . . 499
1.2.4 Comité des rémunérations . . . 499
1.3 Contrôle interne . . . 499
1.3.1 Rapport du Président du Conseil d'administration . . . 499

1.3.2	Rapport des Commissaires aux comptes établi en application du dernier alinéa de l'article L. 225-235 du Code de commerce sur le rapport du Président du Conseil d'administration d'EDF pour ce qui concerne les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière	499
1.4	Direction générale	500
1.4.1	Cumul des fonctions de Président du Conseil d'administration et de directeur général	500
1.4.2	Attributions du Président directeur général	500
1.5	Conseils de l'environnement, scientifique et médical	500
1.6	Cadres dirigeants	500
2.	**INTERETS DES DIRIGEANTS**	502
2.1	Rémunération des mandataires sociaux	502
2.2	Participation des mandataires sociaux dans le capital	502
2.3	Options de souscription et/ou d'achat d'actions	503
2.4	Conventions réglementées	503
2.5	Prêts et garanties accordés aux membres des organes d'administration et de direction	503
3.	**INTERESSEMENT ET PARTICIPATION**	503
CHAPITRE VII.	**EVOLUTIONS RECENTES ET PERSPECTIVES D'AVENIR**	505
Annexe A	**Rapport du Président du Conseil d'administration sur le contrôle interne**	**509**
Annexe B	**Rapport des commissaires aux comptes établi en application du dernier alinéa de l'article L.225-235 du Code de commerce sur le rapport du Président du Conseil d'administration d'EDF SA pour ce qui concerne les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière**	**521**
Annexe C	**Mandats exercés par les administrateurs et les Directeurs généraux délégués d'EDF**	**525**
Annexe D	**Glossaire**	**531**

Chapitre I.

Responsable du document de base et responsables du contrôle des comptes

1. Responsable du document de base

Pierre Gadonneix

Président directeur général d'EDF

2. Attestation du responsable du document de base

« À ma connaissance, les données du présent document de base sont conformes à la réalité ; elles comprennent toutes les informations nécessaires aux investisseurs pour fonder leur jugement sur le patrimoine, l'activité, la situation financière, les résultats et les perspectives de l'émetteur après avoir pris toute mesure raisonnable à cet effet ; elles ne comportent pas d'omissions de nature à en altérer la portée. »

Pierre Gadonneix
Président directeur général d'EDF

3. Responsables du contrôle des comptes

Dans le cadre de la transformation d'EDF en société anonyme le 20 novembre 2004, l'assemblée générale d'EDF en date du 6 juin 2004 a remplacé les trois commissaires aux comptes titulaires et les trois commissaires aux comptes suppléants de l'ancien établissement public à caractère industriel et commercial (« EPIC ») EDF, par deux commissaires aux comptes titulaires et deux commissaires aux comptes suppléants, conformément à l'article 20 des statuts de la société anonyme EDF approuvés par le décret n°2004-1224 du 17 novembre 2004. Les nouveaux commissaires aux comptes titulaires et suppléants ont été désignés au terme d'un processus de sélection auquel les commissaires aux comptes composant le collège de l'EPIC EDF et d'autres cabinets ont été amenés à participer. Ainsi, conformément à l'article 29 des statuts de la société anonyme EDF, approuvés par ce même décret, l'ancien collège des commissaires aux comptes est resté en place dans la société anonyme jusqu'à l'approbation des comptes de l'exercice 2004 par l'assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005, qui a à son issue nommé le nouveau collège.

3.1 Commissaires aux comptes titulaires

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

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

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

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

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

Les commissaires aux comptes ci-dessus désignés ont en conséquence certifié les comptes reproduits dans le présent document de base.

3.2 Commissaires aux comptes suppléants

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

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

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

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

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

3.3 Attestation des Commissaires aux comptes

En notre qualité de commissaires aux comptes de la société Electricité de France S.A., et en application de l'article 211-5-2 du règlement général de l'Autorité des Marchés Financiers, nous avons procédé, conformément aux normes professionnelles applicables en France, à la vérification des informations portant sur la situation financière et les comptes historiques contenus dans le présent document de base.

Cet avis a été établi conformément au règlement général de l'AMF actuellement en vigueur et dont la révision est en cours, dans l'attente de la transposition en France de la directive prospectus et aux seules fins de l'enregistrement de ce document de base.

Ce document de base a été établi sous la responsabilité du Président du Conseil d'administration d' Electricité de France SA. Il nous appartient d'émettre un avis sur la sincérité des informations qu'il contient portant sur la situation financière et les comptes.

Nos diligences ont consisté, conformément aux normes professionnelles applicables en France, à apprécier la sincérité des informations portant sur la situation financière et les comptes et à vérifier leur concordance avec les comptes ayant fait l'objet d'un rapport. Elles ont également consisté à lire les autres informations contenues dans le document de base, afin d'identifier le cas échéant les incohérences significatives avec les informations portant sur la situation financière et les comptes, et de signaler les informations manifestement erronées que nous aurions relevées sur la base de notre connaissance générale de la société acquise dans le cadre de notre mission. Ce document ne contient pas de données prévisionnelles isolées résultant d'un processus d'élaboration structuré, les données prospectives présentées correspondant à des objectifs des dirigeants.

Les comptes annuels résumés et les comptes consolidés des exercices clos les 31 décembre 2004, 2003 et leurs comparatifs 2002, résumés aux paragraphes 5.9.2 et 5.10.2 du Chapitre V du document de base, ont été arrêtés par le Conseil d'administration et ont fait l'objet d'un audit par les cabinets Deloitte & Associés, Ernst & Young et Mazars & Guérard, selon les normes professionnelles applicables en France. Leurs rapports émis figurent aux paragraphes 5.9.1 et 5.10.1 du Chapitre V du document de base.

Les comptes annuels et consolidés de l'exercice 2002 ont été certifiés avec la réserve suivante :

- Le personnel statutaire actif et inactif d'EDF en France bénéficie du régime spécial de retraites 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 de l'Entreprise et du Groupe. Comme expliqué dans les notes des annexes, l'évaluation de ces engagements devrait être fortement modifiée par la réforme envisagée du financement du régime spécial des Industries Electriques et Gazières.

Des observations ont également été formulées dans les rapports sur les comptes de l'exercice 2002, visant à attirer l'attention des lecteurs sur des informations figurant dans les annexes :

- L'incertitude relative à l'évaluation des provisions liées à la production nucléaire, sensible aux hypothèses retenues en terme 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 engagements financiers et la note de l'annexe indiquant que le Groupe et l'Entreprise considèrent que le coût d'acquisition des titres Italenergia Bis (IEB) et les prix planchers des engagements financiers directs et indirects ne sont pas remis en cause par l'évaluation faite par EDF sur la base du dernier plan d'affaires d'Edison. Ce plan n'a pas pu être revu par les commissaires aux comptes compte tenu des conditions actuelles d'exercice par EDF de ses droits d'actionnaire dans IEB. Certaines des hypothèses du plan d'affaires ainsi que le taux d'actualisation retenus ont un impact très sensible sur la valeur d'Edison qui repose notamment sur des cessions d'actifs et sur un plan volontariste de développement d'ici 2008, que les commissaires aux comptes n'étaient pas en mesure d'apprécier ;
- L'information selon laquelle EDF avait engagé au cours de l'exercice écoulé l'inventaire physique des immobilisations de l'EPIC, qui devait se finaliser en 2003. Les incidences éventuelles de cet inventaire sur les comptes ne pouvaient être évaluées ;
- Les notes exposant les changements comptables résultant en particulier de l'application à compter du 1er janvier 2002 du règlement CRC n° 2000-06 relatif aux passifs, et l'évolution à venir du référentiel comptable pour convergence avec les normes internationales.

Les comptes annuels et consolidés de l'exercice 2003 ont été certifiés avec la même réserve que celle émise sur les comptes de l'exercice 2002. Des observations ont également été formulées, visant à attirer l'attention des lecteurs sur des informations figurant dans les annexes :

- L'incertitude relative à l'évaluation des provisions liées à la production nucléaire, identique à l'observation émise dans les rapports établis au titre de l'exercice 2002 ;

- Les notes des annexes décrivant d'une part le référentiel du Groupe qui s'inscrit dans la perspective de l'application en 2005 des normes de l'IASB et d'autre part, les changements comptables et de présentation qui résultent en particulier de l'application anticipée, à compter du 1er 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.

Les comptes annuels et consolidés de l'exercice 2004 ont été certifiés sans réserve, avec des observations visant à attirer l'attention des lecteurs sur des informations figurant dans les annexes :

- L'incertitude relative à l'évaluation des provisions liées à la production nucléaire, identique à l'observation émise dans les rapports établis au titre de l'exercice 2002 et 2003 ;
- Les notes des annexes décrivant la réforme du financement du régime spécial de retraite des Industries Electriques et Gazières (IEG), qui mentionnent le montant des engagements financiers d'EDF au titre du régime avant réforme ainsi que les engagements résiduels au 31 décembre 2004 résultant de cette réforme. Ces informations ont permis aux commissaires aux comptes de lever la réserve formulée dans leurs rapports portant sur les comptes de l'exercice précédent ;
- Les notes mentionnant l'absence d'évaluation fiable de l'engagement au titre du régime complémentaire maladie des entités françaises relevant du régime des IEG, engagement préexistant à la réforme du financement intervenue en février 2005. Cette réforme libère EDF de ses engagements envers les inactifs à compter de cette date.

Les états de rapprochement présentant l'impact du passage au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne sur les capitaux propres et le résultat consolidé de la société, pour l'exercice clos le 31 décembre 2004 (les ''rapprochements IFRS'') sont présentés au paragraphe 5.7 du Chapitre V du document de base. Ces informations ont été établies sous la responsabilité du Conseil d'administration et ont fait l'objet d'un audit par nos soins selon les normes applicables en France, nous permettant de conclure qu'elles ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément aux règles d'élaboration décrites dans les notes annexes. Notre rapport sur ces informations attire l'attention du lecteur sur :

- La partie introductive de la note sur les rapprochements IFRS, qui expose :
  - les raisons pour lesquelles l'information financière 2004 qui sera présentée à titre comparatif dans les comptes consolidés IFRS de l'exercice 2005 pourrait être différente des informations financières sur la transition IFRS présentées dans le document de base ;
  - le traitement comptable appliqué aux concessions : dans l'attente de l'aboutissement des travaux de l'IFRIC, il est prématuré de considérer que les traitements actuels retenus par EDF sont compatibles avec le référentiel IFRS. EDF pourrait en conséquence être amené, lors de la publication finale de ses premiers comptes IFRS, à modifier son bilan d'ouverture afin notamment d'intégrer les dispositions des normes existantes relatives aux concessions et le cas échéant, les nouvelles interprétations publiées en 2005 ;
- La note 5.7.2.1.1, décrivant la réforme du financement du régime spécial des retraites des Industries Electriques et Gazières et les conséquences financières et comptables pour EDF de cette réforme, dont les effets ont été enregistrés en capitaux propres IFRS à fin 2004 ;
- La note 5.7.2.1.2, qui mentionne l'absence d'évaluation fiable de l'engagement qui existait au 31 décembre 2004 dans le cadre du régime de couverture maladie, cet engagement n'étant en conséquence pas comptabilisé dans l'information financière consolidée IFRS présentée à la date de transition et jusqu'à l'entrée en vigueur des dispositions réglementaires prises début 2005, qui libèrent EDF de ses engagements envers les inactifs à compter de cette date.

Les informations financières consolidées pro forma relatives aux exercices clos les 31 décembre 2004 et 2003 présentées au paragraphe 5.8 du Chapitre V du document de base ont été établies sous la responsabilité du Conseil d'administration. Ces informations ont été préparées aux seules fins de simuler les effets que la loi du 9 août 2004 aurait pu avoir sur le bilan, le compte de résultat et le tableau des flux de trésorerie des exercices 2004 et 2003 du Groupe si la réforme du financement du régime spécial de retraite des IEG et les dispositions relatives aux concessions, issues de cette loi, avaient pris effet au 1er janvier 2003. Ces informations ont été établies à partir des comptes consolidés préparés en conformité avec les règles et principes comptables français qui ont été retraités selon le référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne. Elles ont fait l'objet de notre part de diligences décrites dans notre rapport sur les informations financières pro forma présenté au paragraphe 5.8.1 du Chapitre V du document de base. Au terme de nos travaux, nous avons conclu, qu'à notre avis, ces informations financières pro forma ont été adéquatement établies sur la base indiquée. Notre rapport sur ces informations pro forma attire l'attention du lecteur sur :

- Les observations mentionnées dans notre rapport sur les états de rapprochement IFRS de l'exercice 2004 et rappelées ci-dessus ;
- La note 5.8.2.3.2, qui détaille les modalités retenues pour établir les informations financières consolidées pro forma relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2003 et notamment la manière dont ont été simulés les effets des principaux retraitements IFRS rendus obligatoires à compter du 1er janvier 2004 fixé comme date de transition par le règlement européen sur l'application des normes comptables internationales ;
- La note 5.8.2.2, qui précise que les informations financières consolidées pro forma relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2003 ne reflètent pas ce qu'auraient été des comptes consolidés établis conformément au

référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne si la date de transition à ce référentiel avait été fixée au 1er janvier 2003 au lieu du 1er janvier 2004. En particulier, la note 5.8.2 précise que les retraitements des résultats liés à l'annulation de l'amortissement des écarts d'acquisition en 2003 et au coût des droits spécifiques acquis par le personnel des activités régulées au titre des exercices 2003 et 2004 ont été enregistrés en contrepartie des capitaux propres.

Sur la base de ces diligences, nous n'avons pas d'autre observation à formuler sur la sincérité des informations portant sur la situation financière et les comptes, présentées dans ce document de base.

Paris La défense et Neuilly-sur-Seine, le 13 juillet 2005

Les commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.

Deloitte & Associés

Jean-Luc Decornoy Michel Piette Amadou Raimi Tristan Guerlain

Informations annexes :

Le présent document de base inclut :

— le rapport général et le rapport sur les comptes consolidés des commissaires aux comptes aux 31 décembre 2004 et 2003 présentés respectivement aux paragraphes 5.10.1 et 5.9.1, du chapitre V du document de base et comportant la justification des appréciations établies en application des dispositions de l'article L.225-235 alinéas 1 et 2 du Code de commerce ;

— le rapport des commissaires aux comptes en date du 16 mars 2005, établi en application du dernier alinéa de l'article L.225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président de la société Electricité de France S.A., décrivant les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière. Ce rapport est présenté à l'annexe B du document de base

4. Politique d'information

4.1 Responsable de l'information

Daniel Camus
Directeur général délégué Finances

Hervé Van Den Bulcke
Direction de la Communication Financière
Tél : 01 40 42 40 43
E-mail : comfi-edf@edf.fr

4.2 Calendrier de la communication financière

A titre indicatif, EDF publiera ses comptes semestriels 2005 au cours de la première quinzaine de septembre 2005.

Chapitre II.

Admission des actions aux négociations sur l'Eurolist d'Euronext

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

Chapitre III.

Renseignements de caractère général concernant la Société et son capital

1. Renseignements de caractère général concernant la Société

Dans le présent document de base, la référence aux statuts correspond aux statuts de la Société tels qu'approuvés par le décret n° 2004-1224 du 17 novembre 2004 pris en application de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières (la « Loi du 9 août 2004 »).

1.1 Dénomination sociale et siège social

La dénomination de la Société est : « Electricité de France ». La Société peut aussi être légalement désignée par le seul sigle « EDF ».

Le siège social est fixé à Paris (8ème) : 22-30, avenue de Wagram.

1.2 Forme juridique et législation applicable

Depuis le 20 novembre 2004, EDF est une société anonyme à conseil d'administration régie par les lois et règlements applicables aux sociétés commerciales, notamment le Code de commerce, dans la mesure où il n'y est pas dérogé par des dispositions plus spécifiques telles que, notamment, la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983, la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, la Loi du 9 août 2004 et par ses statuts.

1.3 Date de constitution et durée de la Société

EDF a été constituée, en vertu de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, sous la forme d'un Etablissement Public Industriel et Commercial (« EPIC »).

EDF a été transformée en société anonyme par la Loi du 9 août 2004 et le décret du 17 novembre 2004. La durée de la Société est de 99 ans à compter du 20 novembre 2004, sauf dissolution anticipée ou prorogation.

Conformément aux dispositions de la Loi du 9 août 2004, EDF est titulaire, au 20 novembre 2004, de l'ensemble des biens, droits et obligations précédemment attachés à l'établissement public Electricité de France créé par la loi du 8 avril 1946 précitée.

1.4 Objet social (article 2 des statuts)

EDF a pour objet, tant en France qu'à l'étranger :

- d'assurer la production, le transport, la distribution, la fourniture et le négoce d'énergie électrique de même que d'assurer l'importation et l'exportation de cette énergie ;
- d'assurer les missions de service public qui lui sont imparties par les lois et règlements, en particulier par la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie, la loi précitée du 8 avril 1946, la loi précitée du 10 février 2000 et l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales, ainsi que par les traités de concession, et notamment la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics d'électricité et les missions de fourniture d'électricité aux clients non éligibles, de fourniture d'électricité de secours aux producteurs et aux clients visant à pallier des défaillances imprévues de fournitures et de fourniture d'électricité aux clients éligibles qui ne trouvent aucun fournisseur, en contribuant à réaliser les objectifs définis par la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie ;
- de développer plus généralement toute activité industrielle, commerciale ou de service, y compris des activités de recherche et d'ingénierie dans le domaine de l'énergie, à toute catégorie de clientèle ;
- de valoriser l'ensemble des actifs mobiliers et immobiliers qu'elle détient ou utilise ;
- de créer, d'acquérir, de louer, de prendre en location-gérance tous meubles, immeubles et fonds de commerce, de prendre à bail, d'installer, d'exploiter tous établissements, fonds de commerce, usines, ateliers se rapportant à l'un des objets précités ;
- de prendre, d'acquérir, d'exploiter ou de céder tous procédés et brevets concernant les activités se rapportant à l'un des objets précités ;

- de participer de manière directe ou indirecte à toutes opérations pouvant se rattacher à l'un des objets précités, par voie de création de sociétés ou d'entreprises nouvelles, d'apport, de souscription ou d'achat de titres ou de droits sociaux, de prises d'intérêt, de fusion, d'association ou de toute autre manière ;
- et, plus généralement, de se livrer à toutes opérations industrielles, commerciales, financières, mobilières ou immobilières se rattachant directement ou indirectement, en totalité ou en partie, à l'un quelconque des objets précités, à tous objets similaires ou connexes et encore à tous objets qui seraient de nature à favoriser ou à développer les affaires de la Société.

1.5 Registre du commerce et des sociétés, code APE

La Société est immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 552 081 317.

Son code APE est 401 E.

1.6 Consultation des documents juridiques

L'ensemble des documents juridiques relatifs à la Société devant être mis à la disposition des actionnaires, conformément à la réglementation applicable, peuvent être consultés au siège social d'EDF, 22-30, avenue de Wagram, 75382 Paris Cedex 08.

En outre, pendant la durée de validité du présent document de base, les documents suivants (ou copie de ces documents) peuvent être consultés au siège social d'EDF (22-30, avenue de Wagram, 75008 Paris) :

(a) les statuts ;

(b) les informations financières historiques d'EDF et de ses filiales pour chacun des deux exercices précédant la publication du présent document de base.

1.7 Exercice social

Chaque exercice social a une durée de 12 mois ; il commence le 1er janvier et se termine le 31 décembre de chaque année.

1.8 Répartition des bénéfices

Le compte de résultat qui récapitule les produits et les charges de l'exercice fait apparaître par différence, après déduction des amortissements et des provisions, le bénéfice ou la perte de l'exercice.

Sur le bénéfice de l'exercice diminué, le cas échéant, des pertes antérieures, il est prélevé 5 % au moins pour constituer le fonds de réserve légale. Ce prélèvement cesse d'être obligatoire lorsque la réserve atteint le dixième du capital social ; il reprend son cours lorsque, pour une raison quelconque, la réserve légale est descendue au-dessous de ce dixième.

Le bénéfice distribuable est constitué par le bénéfice de l'exercice, diminué des pertes antérieures, ainsi que des sommes à porter en réserves en application de la loi ou des statuts, et augmenté du report bénéficiaire. Sur ce bénéfice, l'assemblée générale peut prélever toutes sommes qu'elle juge à propos d'affecter à la dotation de tous fonds de réserves facultatives ou de reporter à nouveau.

En outre, l'assemblée générale peut décider la mise en distribution de sommes prélevées sur les réserves dont elle a la disposition, en indiquant expressément les postes de réserves sur lesquels les prélèvements sont effectués. Toutefois, les dividendes sont prélevés par priorité sur le bénéfice distribuable de l'exercice.

Hors le cas de réduction du capital, aucune distribution ne peut être faite aux actionnaires lorsque les capitaux propres sont ou deviendraient à la suite de celle-ci inférieurs au montant du capital augmenté des réserves que la loi ou les statuts ne permettent pas de distribuer. L'écart de réévaluation n'est pas distribuable ; il peut être incorporé en tout ou partie au capital.

La perte, s'il en existe une, est inscrite à un compte spécial pour être imputée sur les bénéfices des exercices ultérieurs jusqu'à extinction ou pour être apurée par voie de réduction de capital.

Les modalités de mise en paiement des dividendes votés par l'assemblée générale sont fixées par elle ou, à défaut, par le conseil d'administration. Toutefois, la mise en paiement des dividendes, en numéraire, doit avoir lieu dans un délai maximal de neuf mois après la clôture de l'exercice, sauf prolongation par autorisation de justice.

Lorsqu'un bilan établi au cours ou à la fin de l'exercice et certifié par un commissaire aux comptes fait apparaître que la Société, depuis la clôture de l'exercice précédent, après constitution des amortissements et provisions nécessaires, déduction faite, s'il y a lieu, des pertes antérieures ainsi que des sommes à porter en réserves en application de la loi ou des statuts et compte tenu du report bénéficiaire, a réalisé un bénéfice, il peut être distribué, dans les conditions légales,

des acomptes sur dividendes avant l'approbation des comptes de l'exercice. Le montant de ces acomptes ne peut excéder le montant du bénéfice ainsi défini.

Les dividendes non réclamés dans les cinq ans de leur mise en paiement sont prescrits.

1.9 Assemblées générales

1.9.1 CONVOCATION, CONDITIONS D'ADMISSION, EXERCICE DU DROIT DE VOTE

Les assemblées générales sont convoquées par le Conseil d'administration ou, à défaut, par les commissaires aux comptes, ou par toute personne habilitée à cet effet. Elles sont réunies au siège social ou en tout autre lieu indiqué dans la convocation. Elles peuvent avoir lieu par visioconférence ou par des moyens de télécommunication permettant l'identification des actionnaires et dont la nature et les conditions d'application sont déterminées par les articles 145-2 à 145-4 du décret du 23 mars 1967. Dans ce cas, sont réputés présents, pour le calcul du quorum et de la majorité, les actionnaires qui participent à l'assemblée par lesdits moyens, dans les conditions légales.

Les assemblées générales se composent de tous les actionnaires dont les titres sont libérés des versements exigibles et ont été inscrits en compte à leur nom cinq jours au plus tard avant la date de la réunion, dans les conditions ci-après :

- les propriétaires d'actions au porteur ou inscrites au nominatif sur un compte non tenu par la Société doivent, pour avoir le droit d'assister, de voter par correspondance ou de se faire représenter aux assemblées générales, déposer un certificat établi par l'intermédiaire teneur de leur compte constatant l'indisponibilité des titres jusqu'à la date de la réunion de l'assemblée générale, aux lieux indiqués dans ladite convocation, cinq jours au moins avant la date de la réunion ;
- les propriétaires d'actions nominatives inscrites sur un compte tenu par la Société doivent, pour avoir le droit d'assister, de voter par correspondance ou de se faire représenter aux assemblées générales, avoir leurs actions inscrites à leur compte tenu par la société cinq jours au moins avant la date de la réunion de l'assemblée générale.

Toutefois, le Conseil d'administration peut abréger ou supprimer ces délais de cinq jours.

L'accès à l'assemblée générale est ouvert à ses membres sur simple justification de leurs qualités et identité. Le Conseil d'administration peut, s'il le juge utile, faire remettre aux actionnaires des cartes d'admission nominatives et personnelles et exiger la production de ces cartes.

Tout actionnaire peut donner pouvoir à son conjoint ou à un autre actionnaire en vue d'être représenté à une assemblée générale. Les propriétaires des titres régulièrement inscrits au nom d'un intermédiaire dans les conditions prévues à l'article L. 228-1 du Code de commerce peuvent se faire représenter dans les conditions prévues audit article par un intermédiaire inscrit.

Il peut également voter par correspondance après avoir fait attester de sa qualité d'actionnaire, cinq jours au moins avant la réunion de l'assemblée, par le dépositaire du ou des certificats d'inscription ou d'immobilisation de ses titres. A compter de cette attestation, l'actionnaire ne peut choisir un autre mode de participation à l'assemblée générale. Le formulaire de vote doit être reçu par la Société au plus tard trois jours avant la date de la réunion de l'assemblée.

Les pouvoirs et les formulaires de vote par correspondance, de même que les attestations d'immobilisation des actions, peuvent être établis sur support électronique dûment signé dans les conditions prévues par les dispositions législatives et réglementaires applicables en France.

1.9.2 DROITS DE VOTE DOUBLE

Néant

1.9.3 LIMITATION DES DROITS DE VOTE

Néant

1.10 Franchissement de seuils statutaires

A compter de l'admission à la cote d'un marché réglementé des actions de la Société, outre l'obligation légale d'informer la Société de la détention de certaines fractions du capital et des droits de vote, toute personne physique ou morale, agissant seule ou de concert, qui viendrait à détenir directement ou indirectement un nombre de titres correspondant à 0,5 % du capital ou des droits de vote de la Société est tenue, dans les cinq jours de bourse à compter de l'inscription des titres qui lui permettent d'atteindre ou de franchir ce seuil, de déclarer à la Société, par lettre recommandée avec accusé de réception, le nombre total d'actions, de droits de vote et de titres donnant accès au capital qu'elle possède.

L'intermédiaire inscrit comme détenteur des titres conformément aux dispositions décrites au paragraphe 1.11 ci-dessous, est tenu, sans préjudice des obligations des propriétaires des titres, d'effectuer les déclarations mentionnées dans le présent paragraphe 1.10.

Cette déclaration doit être renouvelée dans les conditions ci-dessus, chaque fois qu'un nouveau seuil de 0,5 % est atteint ou franchi, à la hausse comme à la baisse, qu'elle qu'en soit la raison, et ce y compris au-delà du seuil de 5 % prévu à l'article L. 233-7 du Code de commerce.

En cas d'inobservation des dispositions ci-dessus, le ou les actionnaires concernés sont, dans les conditions et limites fixées par la loi, privés du droit de vote afférent aux titres dépassant les seuils soumis à déclaration.

1.11 Identification des détenteurs de titres

A compter de l'admission à la cote d'un marché réglementé, la Société est en droit, dans les conditions légales et réglementaires en vigueur, de demander à tout moment, contre rémunération à sa charge, au dépositaire central d'instruments financiers, selon le cas, le nom ou la dénomination, la nationalité, l'année de naissance ou l'année de constitution, et l'adresse des détenteurs de titres conférant immédiatement ou à terme le droit de vote dans ses propres assemblées d'actionnaires, ainsi que la quantité de titres détenue par chacun d'eux et, le cas échéant, les restrictions dont ces titres peuvent être frappés. La Société, au vu de la liste transmise par l'organisme susmentionné, a la faculté de demander aux personnes figurant sur cette liste et dont la Société estime qu'elles pourraient être inscrites pour compte de tiers, les informations ci-dessus concernant les propriétaires des titres.

S'il s'agit de titres de forme nominative, donnant immédiatement ou à terme accès au capital, l'intermédiaire inscrit dans les conditions prévues à l'article L. 228-1 du Code de commerce est tenu, dans un délai de dix jours ouvrables à compter de la demande, de révéler l'identité des propriétaires de ces titres, ainsi que la quantité de titres détenus par chacun d'eux, sur simple demande de la Société ou de son mandataire, laquelle peut être présentée à tout moment.

Aussi longtemps que la Société estime que certains détenteurs de titres, au porteur ou sous la forme nominative, dont l'identité lui a été communiquée, le sont pour le compte de tiers propriétaires des titres, elle est en droit de demander à ces détenteurs de révéler l'identité des propriétaires de ces titres, ainsi que la quantité de titres détenu par chacun d'eux, dans les conditions prévues ci-dessus.

En outre, conformément aux dispositions des articles L. 228-3 et suivants du Code de commerce, à l'issue des demandes d'informations visées ci-dessus, la Société peut demander à toute personne morale propriétaire de ses actions et possédant des participations dépassant le quarantième du capital ou des droits de vote de lui faire connaître l'identité des personnes détenant directement ou indirectement plus du tiers du capital social de cette personne morale ou des droits de vote qui sont exercés aux assemblées générales de celle-ci.

Lorsque la personne faisant l'objet d'une demande conformément aux dispositions ci-dessus et, plus généralement, aux dispositions législatives et réglementaires relatives à l'identification des détenteurs de titres, n'a pas transmis les informations ainsi demandées dans les délais légaux et réglementaires ou a transmis des renseignements incomplets ou erronés relatifs soit à sa qualité, soit aux propriétaires des titres, soit à la quantité de titres détenus par chacun d'eux, les actions ou les titres donnant immédiatement ou à terme accès au capital et pour lesquels cette personne a été inscrite en compte sont privés de droit de vote pour toute assemblée d'actionnaires qui se tiendrait jusqu'à la date de régularisation de l'identification, et le paiement du dividende est différé jusqu'à cette date.

En outre, au cas où la personne inscrite méconnaîtrait sciemment les dispositions ci-dessus, et, plus généralement, aux dispositions législatives et réglementaires relatives à l'identification des détenteurs de titres, le tribunal dans le ressort duquel la Société a son siège social peut, sur demande de la Société ou d'un ou plusieurs actionnaires détenant au moins 5 % du capital, prononcer la privation totale ou partielle pour une durée totale ne pouvant excéder cinq ans, des droits de vote attachés aux actions ayant fait l'objet de l'interrogation et, éventuellement pour la même période, du dividende correspondant.

2. Renseignements de caractère général concernant le capital

2.1 Droits attachés aux actions

Chaque action donne droit dans les bénéfices et l'actif social à une part proportionnelle à la quotité du capital qu'elle représente.

En outre, elle donne droit au vote et à la représentation dans les assemblées générales, dans les conditions et sous les restrictions législatives, réglementaires et statutaires.

A la date du présent document de base, EDF n'a émis qu'une seule catégorie d'action.

La propriété d'une action emporte de plein droit adhésion aux statuts et aux décisions de l'assemblée générale.

Les actionnaires ne supportent les pertes qu'à concurrence de leurs apports.

Les héritiers, créanciers, ayants droit ou autres représentants d'un actionnaire ne peuvent requérir l'apposition des scellés sur les biens et valeurs de la Société, ni en demander le partage ou la licitation, ni s'immiscer dans les actes de son administration ; ils doivent, pour l'exercice de leurs droits, s'en rapporter aux inventaires sociaux et aux décisions de l'assemblée générale.

Chaque fois qu'il sera nécessaire de posséder plusieurs actions pour exercer un droit quelconque, en cas d'échange, de regroupement ou d'attribution d'actions, ou en conséquence d'augmentation ou de réduction de capital, de fusion ou autre opération sociale, les propriétaires d'actions isolées ou en nombre inférieur à celui requis ne peuvent exercer ce droit qu'à la condition de faire leur affaire personnelle du groupement et, éventuellement, de l'achat ou de la vente d'actions nécessaires.

2.2 Forme et mode d'inscription en compte des actions — Cession et transmission des actions

Existant initialement uniquement sous la forme nominative, les actions, une fois admises à la cote d'un marché réglementé, seront nominatives ou au porteur, au choix de l'actionnaire, sous réserve des dispositions législatives ou réglementaires.

Les actions peuvent être inscrites au nom d'un intermédiaire dans les conditions prévues aux articles L. 228-1 et suivants du Code de commerce. L'intermédiaire est tenu de déclarer sa qualité d'intermédiaire détenant des titres pour le compte d'autrui, dans les conditions législatives et réglementaires. Ces dispositions sont également applicables aux autres valeurs mobilières émises par la société.

Les actions sont librement négociables sous réserve des dispositions législatives et réglementaires. Elles font l'objet d'une inscription en compte et se transmettent par voie de virement de compte à compte. Ces dispositions sont également applicables aux autres titres de toute nature émis par la Société.

2.3 Capital social — Libération des actions

A la date d'enregistrement du présent document de base, le capital social est fixé à 8 129 000 000 euros, divisé en 1 625 800 000 actions de 5 euros chacune de valeur nominale, entièrement libérées.

2.4 Modifications du capital

Le capital social peut être augmenté, réduit ou amorti dans les conditions prévues par la loi.

2.5 Titres donnant accès au capital

A la date d'enregistrement du présent document de base, il n'a pas été émis de valeurs mobilières susceptibles d'entraîner la création, à terme, de nouvelles actions.

2.6 Acquisition par la Société de ses propres actions

Néant

2.7 Autorisations d'augmentation de capital

Néant

2.8 Émission d'obligations, de titres assimilés ou d'autres titres conférant un même droit de créance sur la Société

En application de l'article L. 228-40 du Code de commerce, le Conseil d'administration a seul qualité pour décider ou autoriser l'émission d'obligations, sauf si l'assemblée générale décide d'exercer ce pouvoir.

En vertu de l'article 46 alinéa 2 de la Loi du 9 août 2004, le premier alinéa de l'article L. 228-39 du Code de commerce qui dispose que « l'émission d'obligations par une société par actions n'ayant pas établi deux bilans régulièrement

approuvés par les actionnaires doit être précédée d'une vérification de l'actif et du passif dans les conditions prévues aux articles L. 225-8 et L. 225-10 du Code de commerce » n'est pas applicable à EDF en 2004, 2005 et 2006.

EDF a mis en place le 18 avril 1996 un programme d'émission de titres de créances sous forme d'Euro Medium Term Notes (« EMTN »). Ce programme a été renouvelé chaque année et a été en dernier lieu adopté en août 2004 (enregistrement n° P.04-160 du 3 août 2004 de l'AMF) pour un montant maximal de 11 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2004, l'encours de la dette obligataire d'EDF s'élevait à 9 893 millions d'euros.

2.9 Évolution du capital au cours des cinq dernières années

EDF a été transformée en société anonyme et son capital fixé à 8 129 000 000 euros, divisé en 1 625 800 000 actions de 5 euros de nominal le 20 novembre 2004 en application de la Loi du 9 août 2004. Le capital social est resté inchangé depuis cette date.

3. Répartition du capital et des droits de vote

3.1 Répartition actuelle du capital et des droits de vote de la Société — Contrôle de la Société

Le tableau ci-dessous indique la répartition du capital et des droits de vote de la Société à la date d'enregistrement du présent document de base:

	ACTIONS		DROITS DE VOTE	
ACTIONNAIRES	NOMBRE	%	NOMBRE	%
Etat	1 625 800 000	100	1 625 800 000	100
Total	**1 625 800 000**	**100**	**1 625 800 000**	**100**

Chaque action donne droit à une voix. Le nombre de voix dont peut disposer chaque actionnaire n'est pas limité. Il n'existe pas de droit de vote double.

Le capital de la Société étant, à la date du présent document de base, entièrement détenu par l'Etat, aucune autre personne physique ou morale n'exerce ou ne peut exercer, directement ou indirectement, conjointement ou isolément, un contrôle sur la Société.

3.2 Évolution de la répartition du capital et des droits de vote de la Société au cours des trois dernières années

Le capital de la Société est entièrement détenu par l'Etat depuis la transformation d'EDF en société anonyme le 20 novembre 2004. La répartition du capital est inchangée depuis cette date.

Par ailleurs, conformément aux dispositions de l'article 24 de la Loi du 9 août 2004 et à l'article 6, alinéa 2 des statuts, l'Etat doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital de la Société.

3.3 Informations relatives aux opérations intervenues sur le capital de la Société au cours des trois dernières années

Le capital social de la Société tel que figurant à l'article 6 de ses statuts a été initialement fixé par le décret n° 2004-1224 du 17 novembre 2004 et aucune opération sur le capital de la Société n'est intervenue depuis cette date.

3.4 Relations avec l'Etat

A la date d'enregistrement du présent document de base, l'Etat détient 100 % du capital social et des droits de vote d'EDF. Les modifications du capital ne peuvent avoir pour effet de réduire la participation de l'Etat en dessous du seuil de 70 % mentionné au paragraphe 3.2 ci-dessus.

L'Etat a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions sociales requérant l'approbation des actionnaires.

L'Agence des Participations de l'Etat (« APE »), créée par le décret n° 2004-963 du 9 septembre 2004, exerce la mission de l'Etat en sa qualité d'actionnaire dans la Société et, à ce titre, propose et met en œuvre les décisions et orientations de l'Etat, en liaison avec l'ensemble des ministères concernés.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'Etat est l'actionnaire majoritaire, EDF peut être soumise à certaines procédures de contrôle par l'Etat, notamment au travers d'une mission de contrôle économique et financier, en application du décret n° 55-733 du 26 mai 1955 relatif au contrôle économique et financier de l'Etat et du décret n° 53-707 du 9 août 1953 relatif au contrôle de l'Etat sur les entreprises publiques nationales et certains organismes ayant un objet d'ordre économique ou social.

Un accord sur le suivi des investissements de croissance externe du Groupe EDF conclu entre l'Etat et le Groupe EDF le 27 juillet 2001 impose des procédures d'agrément préalable et d'information (préalable ou non) de l'Etat pour certains projets de prise, d'extension ou de cession de participations par le Groupe. Par ailleurs, l'accord a mis en place une procédure de suivi des résultats de ces opérations de croissance externe.

EDF est également soumise aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement. Ainsi, outre le contrôle exercé par les deux commissaires aux comptes, les comptes et la gestion de la Société et, le cas échéant, ceux de ses filiales majoritaires directes, relèvent du contrôle de la Cour des comptes conformément aux articles L. 111-4, L. 133-1 et L. 133-2 du Code des juridictions financières. Ainsi, après vérification des comptes, la Cour des comptes peut également demander communication de tous documents nécessaires à l'accomplissement de sa mission de contrôle, et entendre toute personne de son choix. Enfin, le décret-loi du 30 octobre 1935 organisant le contrôle de l'Etat sur les sociétés, syndicats et associations ou entreprises de toute nature ayant fait appel au concours financier de l'Etat, permet au ministre chargé de l'économie de soumettre EDF aux vérifications de l'inspection générale des finances.

En outre, la cession d'actions EDF par l'Etat, ou la dilution de la participation de l'Etat dans le capital d'EDF, est soumise à une procédure particulière en vertu de la réglementation applicable et notamment des lois n° 86-793 du 2 juillet 1986, n° 86-912 du 6 août 1986 et n° 93-923 du 19 juillet 1993.

Enfin, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie. Cette programmation fixe notamment les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire. Pour plus de détails sur la programmation pluriannuelle des investissements de production, se reporter au paragraphe 7.11.1.2 du Chapitre IV ci-dessous.

L'Etat et EDF s'apprêtent à conclure un contrat portant sur les missions de service public assignées à EDF. Pour plus de détails concernant ce contrat, se reporter aux paragraphes 7.3.3 du Chapitre IV ci-dessous.

Par ailleurs, l'Etat intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz, et notamment pour les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production (voir paragraphe 7.11.3 du Chapitre IV ci-dessous) et les certificats ouvrant droit à l'obligation d'achat (voir paragraphe 7.11.1.2 du Chapitre IV ci-dessous), fixer les tarifs de vente aux clients non éligibles (voir paragraphe 7.11.1.2 du Chapitre IV), fixer les tarifs de transport et de distribution (voir paragraphe 5.2.4 du Chapitre IV ci-dessous) ainsi que le montant de la contribution aux charges de service public de l'électricité (« CSPE ») (voir paragraphes 7.3.3 et 7.11.1.2 du Chapitre IV ci-dessous).

Enfin, EDF fournit de l'électricité à différentes entités du secteur public : les administrations, les collectivités locales, les entreprises du secteur public (SNCF, RATP notamment). Ces entités sont aujourd'hui des clients éligibles pour lesquels EDF est en concurrence avec d'autres fournisseurs d'électricité. Certaines d'entre elles ont fait jouer leur éligibilité et ont changé de fournisseur.

3.5 Pactes d'actionnaires

Néant

3.6 Nantissements de titres de la Société

Néant

4. Marché des titres de la Société

4.1 Actions

A la date d'enregistrement du présent document de base, les actions EDF ne font l'objet d'aucune cotation sur une place financière française ou étrangère.

5. Dividendes

5.1 Rémunération de l'État

5.1.1 RÉMUNÉRATION DE L'ETAT PRÉALABLEMENT À LA TRANSFORMATION D'EDF EN SOCIÉTÉ ANONYME

Jusqu'au 31 décembre 2000, les dotations en capital d'EDF faisaient l'objet d'une rémunération qui comprenait une part fixe (intérêt sur dotations en capital) et éventuellement une part variable (dividende), prélevée sur le résultat bénéficiaire. Cette rémunération était constatée au compte de résultat.

Conformément au décret n° 56-493 du 14 mai 1956 relatif aux dotations en capital attribuées à EDF et Gaz de France, le montant de la rémunération complémentaire était, comme le taux de l'intérêt sur les dotations en capital, fixé par arrêté ministériel.

A compter de 2001, la rémunération des dotations en capital a été supprimée et remplacée par un dividende prélevé sur le bénéfice distribuable (article 79 de la loi de finances rectificative n° 2001-1276 du 28 décembre 2001).

Entre 2001 et 2003, le mode de calcul du dividende était défini dans le contrat de Groupe signé le 14 mars 2001 entre l'Etat et EDF. Il était égal à 37,5 % du résultat net part du Groupe et devait évoluer entre un minimum (1,5 %) et un maximum (4,5 %) calculés sur l'assiette des capitaux propres part du Groupe.

5.1.2 DIVIDENDES VERSÉS POSTÉRIEUREMENT À LA TRANSFORMATION D'EDF EN SOCIÉTÉ ANONYME

Depuis la transformation d'EDF en société anonyme, la détermination et le versement des dividendes sont effectués conformément aux règles applicables aux sociétés anonymes. Au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2004, l'assemblée générale annuelle des actionnaires réunie le 6 juin 2005 a décidé la distribution d'un dividende de 0,23 euros par action, soit un montant total distribué de 373 934 000 euros (prélevé sur le compte de réserves diverses).

5.1.3 RÉMUNÉRATION VERSÉE À L'ETAT AU COURS DES 5 DERNIÈRES ANNÉES

Le montant des rémunérations versées à l'Etat au cours des cinq dernières années a été le suivant :

(MONTANTS EN EUROS)					VERSEMENTS		
EXERCICE	PART FIXE	PART VARIABLE	DIVIDENDE	TOTAL	PART FIXE	PART VARIABLE	DIVIDENDES
2000	162 358 203,36	217 849 645,63		380 207 848,99	19 mai 2000	2 mai 2001	
2001			315 353 000,00	315 353 000,00			10 mai 2002
2002			208 252 000,00	208 252 000,00			5 juin 2003
2003			321 311 000,00	321 311 000,00			17 mai 2004
2004			373 934 000,00	373 934 000,00			6 juillet 2005

5.2 Politique de distribution

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

Des indications supplémentaires à ce sujet pourront être communiquées à la suite de la présentation des comptes semestriels au 30 juin 2005 prévue pour la première quinzaine de septembre 2005.

5.3 Délai de prescription

Les dividendes non réclamés dans un délai de 5 ans à compter de la date de leur mise en paiement sont prescrits au profit de l'Etat.

6. Relations avec Gaz de France

EDF et Gaz de France ont été constitués sous la forme d'EPIC en application de la loi du 8 avril 1946. L'article 5 de cette loi prévoyait que des conventions particulières pouvaient être conclues entre les deux établissements publics pour l'organisation de services communs ou le transfert à l'un de ces établissements de services relevant de la compétence de l'autre établissement. En application de cette loi, des entités communes ont été créées au sein d'EDF et de Gaz de France : la Direction de la Distribution devenue EDF GDF Services, la Direction du Personnel et des Relations Sociales (« DPRS ») et la Direction Informatique et Télécommunications (« DIT »).

La Loi du 9 août 2004 est venue modifier l'article 5 de la loi de 1946 qui prévoit désormais que EDF et Gaz de France, détenues toutes deux majoritairement par l'Etat, peuvent créer par convention des services communs. La création d'un tel service est obligatoire dans le secteur de la distribution pour :

- la construction des ouvrages ;
- la maîtrise d'œuvre des travaux ;
- l'exploitation et la maintenance des réseaux ;
- les opérations de comptage ;
- de manière générale, les autres missions afférentes à ces activités.

En outre, les services communs ainsi créés ont la possibilité de réaliser des prestations pour le compte de certains autres distributeurs.

Les services communs peuvent être dotés ou non de la personnalité morale, EDF et Gaz de France assumant les conséquences de leurs activités propres dans le cadre des services communs non dotés de la personnalité morale.

Enfin, les coûts afférents aux activités relevant de chacune des sociétés sont identifiés dans la comptabilité des services communs, qui respecte les principes de séparation comptable qui leur sont applicables. Les coûts relatifs à ces services sont répartis en fonction d'une clé qui varie en fonction des services communs.

Dans ce cadre, EDF et Gaz de France disposent aujourd'hui des services communs suivants :

- « EDF Gaz de France Distribution », le service commun de distribution. La supervision de la gestion du réseau de distribution d'électricité fait l'objet de dispositions spécifiques dans les statuts de la Société. Pour plus de détails concernant l'organisation de ce service commun et la description de ces dispositions statutaires entre EDF et Gaz de France, voir paragraphe 5.2.2.3 du Chapitre IV ci-dessous.
- La DPRS, qui concentre l'expertise commune en matière de gestion du personnel d'EDF et Gaz de France (statut des IEG et ses textes d'application).
- La Direction Informatique et Télécommunication (« DIT »), entité mixte en charge de certains systèmes d'information. Pour plus de détails sur la DIT, voir paragraphe 7.7 du Chapitre IV ci-dessous.

Dans le cadre de la création de l'opérateur commun de distribution « EDF Gaz de France Distribution », les deux Présidents d'EDF et Gaz de France ont signé le 7 octobre 2004 une convention relative à la gouvernance de cet opérateur commun (voir paragraphe 5.2.2.3 ci-dessous).

Dans le cadre de la coopération entre EDF et Gaz de France au sein de la DIT, une convention de partenariat a été signée le 17 juillet 2004 afin de préciser la nature des missions ainsi que les modalités de gouvernance de cette entité commune.

7. Relations intra Groupe — Organigramme

Au 31 décembre 2004, EDF détenait différentes filiales et participations cotées :

- Electricité de Strasbourg (France) qui est cotée à la bourse de Paris et détenue à hauteur de 74,86 % du capital,
- Light SA (Brésil) qui est cotée à la bourse de Sao Paulo et détenue à hauteur de 94,78 % du capital,
- Demasz (Hongrie) qui est cotée à la bourse de Budapest et du Luxembourg et détenue à hauteur de 60,9 % du capital,
- EnBW (Allemagne), qui est cotée à la bourse de Francfort et détenue à hauteur de 39 % du capital,
- Edison, qui est cotée sur la bourse de Milan détenue à hauteur de 13,41 % du capital,
- Kogeneracja (Pologne) qui est cotée à la bourse de Varsovie et détenue à hauteur de 34,45 % du capital,
- Groupe ATEL (Suisse) qui est cotée à la bourse de Berne et détenue à hauteur de 14,03 % du capital,
- Motor Columbus (Suisse) qui est cotée à la bourse de Berne et détenue à hauteur de 21,93 % du capital.

EDF a conclu différents accords commerciaux avec ces sociétés. EDF et EnBW ont notamment conclu un accord de coopération en 2001, qui prévoit les modalités de la coopération entre les deux sociétés. Ce contrat a été conclu pour une durée indéterminée et ne pourra être résilié avant 2006.

EDF a également conclu des conventions de trésorerie avec les filiales contrôlées opérationnellement (c'est-à-dire hors Edison, EnBW et Dalkia). Par ailleurs, EDF consent des garanties à certaines de ses filiales, qui figurent dans les engagements hors-bilan consolidés du Groupe.

Un organigramme juridique simplifié du Groupe au 31 décembre 2004 est présenté ci-après.

Organigramme juridique simplifié du Groupe au 31 décembre 2004.

EDF INTERNATIONAL
100% Easa / Argentine
51% Edenor / Argentine
39%
20,9% Electrigal / Argentine
51% Distrocuyo / Argentine
39% EnBW / Allemagne
56% Inversora Diamante / Argentine
59% Hidroelectrica Diamante SA / Argentine
80%
100% EDF Global Solucion / Argentine
100% LIDIL / Brésil
14,7%
90% Norte Fluminense Brésil
80,1% Light / Brésil
64,9% Inversora Nihuiles / Argentine
51% Hidroelectrica Nihuiles / Argentine
Sia / Autriche
25%
Estag / Autriche
100% Gasoducto del Rio / Mexique
51% Altamira / Mexique
100% Controlodora Del Golfo / Mexique
100% Saltillo Mexique
100% Anahuac Mexique
100% Valle Hermoso Mexique
100% Lomas del Real Mexique
65,4% Steweag-Steg Autriche
100% STGW Autriche
100% AVG Autriche
74,9% PW Stromversorgung Autriche
49% Energie Graz Autriche
19,6% Shandong Zonghua Power / Chine
35% NTPC (Nam Theun) / Laos
100% Figlec Chine
20% Buget / Chine
56,3% Meco Vietnam
85% Synergie / Chine
60,9% Demasz / Hongrie
90% D-Energia Hongrie
95,6% Bert / Hongrie
49% SSE / Slovaquie
16,7% Kogenaracja Wroclaw / Pologne
74,61% EC Zielona Gora / Pologne
15,6 %
17,6%
100% Finelex BV / Pays-Bas
66,26% Eck / Pologne
56% Atex / Pologne
34% Energokrak / Pologne
36,7% Tarnobrzeg / Pologne
12%
42%
77,5% EC Wybrzeze / Pologne
33,3% Carbopego / Portugal
10% PegoP Portugal
60%
EC Torun / Pologne
10% Tejo Energia / Portugal
18,8%
31,4% Elcogas Espagne
ERSA (Rybnik) / Pologne
25,9 %
51,1%
100% EDF UK / Royaume-Uni
100% EDF Energy Plc / Royaume-Uni
4,94%
20% Motor Columbus Suisse
58,5% Atel / Suisse
1,2%
40% Finel / Italie
100% Fenice / Italia
100% EDF Energia Italia / Italie
49% CED / Maroc
50% Cynergie Holding / Pays Bas
65,7% Azito Energie / Côte d'Ivoire
1%
49% Azito O & M / Côte d'Ivoire
50% Phambili Nombane / Afrique Du Sud
51% Enerci / Côte d'Ivoire
100% EDF Suez Gulf / Egypte
100% EDF Port Saïd / Egypte
100% ENBW Energy Solutions / All.
100% Yello Strom / Allemagne
100% VSG / Allemagne
99,6% ODR / Allemagne
49% Gegenbauer holding / Allemagne
15% MVV Energie / Allemagne
68,9% ESAG / Allemagne
100% EnBW trading Allemagne
50% GVS / Allemagne
100% U-Plus / Allemagne
100% Salamander / Suisse
100% EnAlpin / Suisse
77,8% Energiedienst Holding / Allemagne
33% MPEC Wroclaw / Pologne
21,7% Matraï / Hongrie
27,2% ELMU / Hongrie
26,8% EMASZ / Hongrie
34% PRE-Holding / Tchéquie
49% PT Holding / Tchéquie
13,2% Energieversorgung Niederösterreich / Autri.
100% EDF Energy Networks Ltd (24 Seven) / Royaume-Uni
100% EDF Energy Networks (EPN) / Royaume-Uni
100% Seeboard Group Plc / Royaume-Uni
100% EDF Energy (Services) Ltd / Royaume-Uni
100% London Energy Plc Royaume-Uni
100% SWEB Energy Ltd / Royaume Uni
100% ECS Metering Services Ltd / Royaume-Uni
100% ECS Data Services Ltd / Royaume Uni

Chapitre IV.

Renseignements concernant l'activité du Groupe EDF

1. Présentation générale du Groupe EDF

Le Groupe EDF est un énergéticien intégré, présent sur l'ensemble des métiers de l'électricité : la production, le transport, la distribution, la commercialisation, et le négoce d'énergies. Il est l'acteur principal du marché français de l'électricité et l'un des électriciens leader en Europe. Avec une puissance installée de 125,4 GW, il participe à la fourniture d'énergie et de services à plus de 42 millions de clients dans le monde (avec environ 36 millions de clients en Europe, dont plus de 28 millions en France). Les activités du Groupe EDF traduisent le choix d'un modèle équilibré entre opérations non régulées et régulées en France, et présence à l'international.

En 2004, le Groupe a réalisé un chiffre d'affaires consolidé de 46 928 millions d'euros, un résultat net part du Groupe de 1 341 millions d'euros, et a dégagé un excédent brut d'exploitation de 12 127 millions d'euros.

Le tableau ci-dessous présente la répartition du parc et de la production d'électricité du Groupe dans le monde en 2004 :

	PUISSANCE INSTALLÉE : 125 GW	ELECTRICITÉ PRODUITE : 610 TWh
Nucléaire	53 %	74 %
Thermique à flamme	28 %	17 %
Hydraulique et autres et autres énergies renouvelables	19 %	9 %

Données consolidées

Le parc nucléaire du Groupe est le premier au monde avec 17,2 % de la capacité nucléaire dans le monde (Source EDF, juin 2005).

1.1 Les opérations non régulées France

Les opérations non régulées d'EDF en France, activités en concurrence, comprennent la production et la commercialisation d'électricité. EDF met en œuvre un modèle intégré pour la gestion opérationnelle conjointe de ses portefeuilles d'actifs amont (production — achats d'énergie et de combustibles) et aval (ventes en gros — commercialisation) pour garantir la fourniture à ses clients avec une meilleure maîtrise des risques liés aux aléas physiques et de marché dans une optique de maximisation de la marge brute énergies.

1.1.1 LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

1.1.1.1 Un parc de production compétitif

Atouts du parc de production

Avec une puissance installée totale de 101,1 GW en France au 31 décembre 2004, EDF détient le parc de production le plus important d'Europe. Ce parc offre les principaux atouts suivants :

- **De faibles coûts variables de production et une exposition limitée aux variations des prix des combustibles fossiles grâce aux parcs nucléaire et hydraulique.** En 2004, EDF a produit 493 TWh d'électricité en France dont l'origine était à 87 % nucléaire, à 9 % hydraulique, le solde (4 %) relevant essentiellement des centrales thermiques à flamme.
- **Un parc nucléaire bénéficiant d'avantages opérationnels importants.** La standardisation du parc nucléaire et la maîtrise de l'ensemble du cycle de vie des moyens de production permettent à EDF de bénéficier d'avantages compétitifs : achats plus performants, mutualisation des dépenses grâce à la présence de plusieurs tranches par site, optimisation du volume de maintenance et réduction des frais généraux. Par ailleurs, EDF met en œuvre les actions lui permettant d'allonger la durée de vie de ses centrales et d'en augmenter le taux de disponibilité.
- **Une composition du parc permettant une allocation optimisée des moyens de production en fonction de la consommation.** Le nucléaire et l'hydraulique au fil de l'eau, en raison de leurs coûts variables de production peu élevés, sont utilisés en production de base. Par une bonne gestion de la programmation des arrêts de tranche, la production d'origine nucléaire est saisonnalisée pour répondre en particulier aux besoins importants en période hivernale. L'hydraulique modulable (correspondant à des barrages de retenue) et le parc thermique à flamme sont sollicités en production de « semi-base » et de « pointe ». L'appel aux différentes composantes du parc est géré en donnant, à chaque instant, la priorité aux moyens offrant les coûts variables les plus bas.

- **Un atout environnemental et financier : le parc européen aux émissions de CO_2** les plus faibles parmi les grands électriciens européens. Dans un contexte réglementaire de plus en plus contraignant, la part prépondérante du nucléaire et de l'hydraulique dans la production et l'utilisation du thermique à flamme en semi-base et pointe permettent aujourd'hui à EDF de limiter ses émissions de CO_2.

Composantes du parc de production en France métropolitaine

Parc nucléaire

Le parc nucléaire d'EDF est un parc standardisé composé de 58 tranches nucléaires fonctionnant à partir de réacteurs à eau pressurisée (REP) (une tranche étant définie comme une unité de production regroupant un réacteur, des générateurs de vapeur, une turbine, un alternateur et leurs auxiliaires) et représente une puissance installée de 63,1 GW. Ces tranches sont réparties sur 19 sites, avec des puissances électriques variables (de 900 MW à près de 1 500 MW). Elles ont une moyenne d'âge de 19 ans.

Parc hydroélectrique

Le parc hydroélectrique d'EDF est composé de 447 centrales de tailles très diverses (de 100 KW à 1 800 MW). Il représente une puissance installée d'environ 20 GW (dont 3,6 GW correspondent à de l'hydraulique au fil de l'eau, utilisés comme moyen de production de base et 16,4 GW correspondent à des barrages de retenue et sont modulables). Les 100 plus grandes centrales (soit environ 15,5 GW) sont gérées à distance depuis quatre centres de conduite, ce qui permet d'exploiter toute la souplesse du parc.

Ces centrales ont une moyenne d'âge de l'ordre de 50 ans. Elles sont exploitées dans le cadre de concessions ou autorisations accordées par les pouvoirs publics.

Parc thermique à flamme

Le parc thermique à flamme d'EDF en exploitation comporte 34 tranches et représente une puissance installée de 11,6 GW. Il est composé de 14 tranches au charbon, 11 tranches au fioul (incluant 4 tranches mises « sous cocon » réactivables), 2 tranches au gaz et 7 turbines à combustion. Ces tranches ont une moyenne d'âge de 30 ans. EDF possède également 17 tranches à l'arrêt, représentant une puissance de 4,5 GW.

1.1.1.2 Une maîtrise des engagements liés au nucléaire

Le cycle du combustible nucléaire

Le cycle du combustible nucléaire regroupe l'ensemble des opérations industrielles menées en France et à l'étranger qui permettent de livrer le combustible pour produire de l'énergie en réacteur, puis d'assurer son évacuation et son traitement. Ce cycle se décompose en trois étapes :

- amont du cycle : le traitement des concentrés issus du minerai d'uranium, la conversion, l'enrichissement et la fabrication du combustible (étape d'une durée de plus de deux ans) ;
- cœur du cycle qui correspond à l'utilisation en réacteur : la réception, le chargement, l'exploitation et le déchargement (étape d'une durée de trois à cinq ans) ;
- aval du cycle : l'entreposage en piscine, le retraitement des combustibles usés pour réutilisation en réacteur de la partie valorisable, la vitrification des déchets de haute activité, puis l'entreposage des déchets avant stockage.

EDF organise la cohérence d'ensemble des opérations du cycle du combustible. Celles de l'amont et de l'aval sont réalisées par des prestataires (dont le groupe Areva) généralement au travers de contrats pluriannuels. EDF assure les opérations du cœur du cycle. EDF est propriétaire et responsable du combustible durant toutes les étapes du cycle.

Obligations liées à l'exploitation nucléaire

L'activité de production nucléaire fait porter sur EDF la charge d'un certain nombre d'obligations importantes à long terme incluant, d'une part, le retraitement des combustibles usés (dans le cadre du choix industriel retenu par EDF en accord avec l'Etat) et la gestion à long terme des déchets d'exploitation issus des opérations de retraitement et, d'autre part, la déconstruction des installations de production.

L'option finalement retenue par la France pour la gestion à long terme des déchets sera définie par une loi devant être adoptée durant l'année 2006, conformément aux termes de la loi « Bataille » de 1991 qui a prévu des actions de recherche concernant les différentes options possibles de gestion des déchets de haute activité à vie longue. Cette loi a précisément identifié trois solutions concernant le devenir de ces combustibles usés : la séparation — transmutation (qui consiste à séparer les éléments radioactifs à vie longue et à les transmuter en éléments à vie plus courte), le stockage en couches géologiques profondes, ou l'amélioration des procédés de conditionnement et d'entreposage de longue durée. Pour le calcul de ses provisions pour la gestion des déchets de haute activité à vie longue du parc français, EDF a retenu l'hypothèse d'un stockage profond. Les engagements de long terme liés à la déconstruction du parc nucléaire actuel d'EDF et au retraitement et à la gestion long terme des déchets nucléaires sont estimés sur une base actualisée à 24,9 milliards d'euros, montant provisionné dans les comptes consolidés d'EDF au 31 décembre 2004.

Afin d'assurer le financement d'une partie des charges futures de déconstruction des centrales nucléaires françaises et de gestion de leurs déchets, EDF a procédé depuis 2000 à la constitution progressive d'un portefeuille d'« actifs dédiés ». Leur valeur de marché au 31 décembre 2004 s'élève à environ 2,6 milliards d'euros. EDF entend poursuivre la constitution de ces actifs dédiés à un rythme lui permettant d'atteindre une couverture adaptée de ses engagements avant le début du renouvellement de son parc nucléaire.

1.1.2 LA COMMERCIALISATION

EDF est le premier fournisseur d'électricité en France (y compris DOM et Corse) avec 414 TWh d'électricité commercialisés en 2004 auprès d'environ 28 millions de clients, dont environ 25 millions de particuliers.

1.1.2.1 Atouts d'EDF sur le marché français de la commercialisation

Fort d'une large base de clientèle, EDF dispose d'atouts importants lui permettant de développer une stratégie ambitieuse s'inscrivant dans la perspective de l'ouverture totale du marché français de la commercialisation :

- une marque EDF bénéficiant d'une importante notoriété et d'une image positive ;
- la présence et la proximité territoriales de sa force commerciale ;
- une connaissance approfondie de l'ensemble des usages de l'électricité ;
- une légitimité reconnue par ses clients lui permettant de développer des offres multi-énergies et multi-services.

1.1.2.2 Un marché français en cours d'ouverture

Le marché français de l'électricité est engagé depuis février 1999 dans un processus d'ouverture progressive à la concurrence. Depuis le 1er juillet 2004, l'ensemble des clients non-résidentiels sont « éligibles » et peuvent librement choisir leur fournisseur d'électricité. Cette étape correspond à un taux d'ouverture du marché d'environ 69 % en énergie vendue. L'ouverture totale du marché français, à savoir l'extension de l'éligibilité aux clients résidentiels, est programmée pour le 1er juillet 2007.

Dans ce contexte, la commercialisation d'électricité en France s'effectue selon les règles suivantes :

- pour les clients non éligibles, ou les clients n'ayant pas fait valoir leur éligibilité : EDF applique une gamme de tarifs intégrés (incluant une part fourniture et une part relative à l'acheminement réseaux) fixés par le gouvernement ;
- pour les clients ayant fait valoir leur éligibilité : EDF décide librement des prix pratiqués à l'égard de ces clients (hors acheminement), ceux-ci pouvant également se tourner vers des offres de concurrents d'EDF. Il convient de préciser que la décision pour un client (autre qu'une entreprise locale de distribution — ELD) de faire jouer son éligibilité constitue à ce jour une décision irréversible.

Au 31 décembre 2004, EDF détient 86,8 % du marché des clients éligibles estimé à 310 TWh. Toutefois, le mécanisme d'ouverture à la concurrence se poursuit et EDF devrait continuer à perdre des parts de marché.

Afin de couvrir leurs besoins d'approvisionnement, les commercialisateurs concurrents du Groupe EDF ont accès :

- à leur propre capacité de production ;
- à l'équivalent de 42 TWh mis à disposition en 2004 par le Groupe EDF par l'intermédiaire des Enchères de Capacités (VPP-Virtual Power Plants) ;
- aux importations ;
- au marché de gros de l'électricité.

EDF estime que, depuis 2003, toute entreprise ayant fait jouer son éligibilité peut disposer d'au minimum 4 à 5 offres différentes de fourniture d'électricité sur le marché français.

Toutefois, le coût d'entrée d'un concurrent (prix de l'énergie sur le marché de gros ou coût complet de construction d'un nouveau moyen de production (CCGT), acheminement et commercialisation) est aujourd'hui supérieur au niveau du tarif intégré, ce qui, vu d'EDF, est de nature à freiner le développement de la concurrence.

1.1.2.3 EDF, un commercialisateur se positionnant en vue de l'ouverture totale du marché

Afin de relever les défis posés par l'ouverture progressive du marché de l'électricité, EDF a, au cours des trois dernières années :

- adapté son organisation commerciale à la segmentation de sa clientèle afin d'être en mesure de mener une politique commerciale différenciée ;
- développé une gamme d'offres enrichie multi-énergies et multi-services, notamment au travers de sa participation de 34 % dans Dalkia, groupe spécialiste des services énergétiques ;
- adapté son système d'information ;

- initié les projets de transformation de l'entreprise nécessaires à l'échéance du 1er juillet 2007 (processus commercial résidentiel, élargissement de l'offre, développement de la productivité, modernisation de l'outil de pilotage, de gestion...).

1.1.3 CHOIX D'UN MODÈLE INTÉGRÉ DE GESTION AMONT/AVAL

Le modèle d'activité adopté par EDF pour les activités en concurrence est celui d'un électricien intégré : production, commercialisation et négoce.

A cette fin, une entité unique, la Direction Optimisation Amont/Aval & Trading (DOAAT) est chargée d'assurer la gestion stratégique et opérationnelle de l'équilibre et de l'optimisation du portefeuille d'actifs amont/aval :

- en amont : parc de production, contrats d'approvisionnement long-terme, achats sur les marchés de gros, obligations d'achat aux producteurs ;
- en aval : contrats de fourniture long-terme, portefeuille clients, ventes sur les marchés de gros, VPP, capacités d'effacement.

Ainsi, la DOAAT a pour rôle :

- de garantir, conformément aux critères de gestion de risque, la disponibilité des ressources (outils de production et achats sur le marché) pour satisfaire les engagements de fourniture d'électricité d'EDF ;
- à court terme, de maximiser et sécuriser la marge brute énergies de l'ensemble « Commercialisation Production » en actionnant les leviers et opportunités des portefeuilles d'actifs amont/aval et du recours au marché de gros ;
- à long terme, de maximiser la valeur des équipements de production et des portefeuilles de contrats face aux perspectives du marché.

Pour effectuer les opérations d'arbitrage et de couverture sur le marché de gros de l'électricité et des combustibles fossiles, la DOAAT s'appuie exclusivement sur EDF Trading[1], filiale à 100 % d'EDF.

1.2 Les opérations régulées France

Les opérations régulées France d'EDF comportent principalement le transport et la distribution d'électricité. Constituant des monopoles, ces activités sont régulées et leurs tarifs sont fixés par décret en Conseil d'Etat sur proposition de la Commission de Régulation de l'Energie (la « CRE »), au travers du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'électricité (« TURP »). Le modèle économique de ces activités repose donc sur une stabilité de sa base de clients, un tarif régulé et les leviers suivants :

- la performance de la gestion opérationnelle ;
- une politique d'investissements sélectifs permettant le maintien de la qualité du réseau et du service fourni.

1.2.1 TRANSPORT — RTE (RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ)

Les activités de transport d'EDF sont exercées au sein de l'entité autonome RTE.

En tant que gestionnaire du réseau français de transport, RTE assume principalement trois missions :

- il gère les flux d'énergie en assurant notamment, à tout instant, l'équilibre entre la production et la consommation ;
- il gère l'infrastructure de transport via l'entretien et le développement du réseau de façon à assurer la qualité de la fourniture d'électricité et à garantir la sûreté du système ; et
- il garantit un accès équitable et non discriminatoire à tous les utilisateurs du réseau de transport.

Avec près de 100 000 km de circuits à haute et très haute tension et 44 lignes transfrontalières, le réseau français de transport est le plus important d'Europe. Son positionnement géographique place RTE au cœur du marché européen de l'électricité. L'énergie totale transportée sur le réseau de RTE en 2004 a atteint 527,4 TWh et a représenté 95,3 % de l'énergie totale produite et importée en France.

Le développement par RTE des interconnexions du réseau de transport français avec les autres réseaux européens contribuera à l'émergence d'un véritable marché européen intégré de l'électricité, dans lequel la fluidité des échanges d'électricité devrait favoriser à terme la convergence des prix sur les marchés de gros.

RTE bénéficie d'une autonomie de gestion managériale, comptable et financière au sein d'EDF. La Loi du 9 août 2004 prévoit la filialisation du RTE et précise que la société résultant de cette filialisation devra être détenue en totalité par EDF,

(1) Les résultats d'EDF Trading ne sont pas intégrés dans le segment « France » du Chapitre V mais sont comptabilisés dans son propre segment (voir paragraphe 5.2.2.1 du Chapitre V ci-dessous).

l'Etat ou toute autre organisme appartenant au secteur public. Cette filialisation devrait intervenir au cours du second semestre 2005.

Un nouveau tarif d'acheminement (TURP version 2) est actuellement en cours de négociation avec la CRE et les pouvoirs publics.

1.2.2 DISTRIBUTION

En 2004, EDF exploite 586 000 km de lignes moyenne tension et 654 000 km de lignes basse tension desservant environ 34 200 des quelques 36 500 communes françaises, ce qui représente environ 95 % des volumes d'électricité distribués en France, les 5 % restants étant distribués par des entreprises locales de distribution (ELD).

Les réseaux de distribution étant la propriété des communes sur lesquelles ils sont construits, EDF exploite les réseaux de distribution dans le cadre de concessions octroyées par les autorités locales concédantes. Les contrats de concession sont conclus pour une durée généralement comprise entre 20 et 30 ans.

Les activités de distribution d'EDF sont exercées au sein de deux entités :

- la direction EDF Réseau Distribution, responsable de la gestion du réseau de distribution d'électricité sur le territoire métropolitain continental ;
- EDF Gaz de France Distribution, un opérateur commun à EDF et Gaz de France, qui assure la gestion du service public de proximité que constitue la distribution des énergies (gaz et électricité). Cet opérateur commun permet de dégager des synergies opérationnelles pour les métiers du comptage, les « petites interventions » jusqu'au compteur du client et la gestion de la clientèle non éligible.

La réglementation communautaire impose la séparation juridique des gestionnaires de réseau de distribution en 2007.

Un nouveau tarif d'acheminement (TURP version 2) est actuellement en cours de négociation avec la CRE et les pouvoirs publics.

1.2.3 AUTRES ACTIVITÉS RÉGULÉES

Les zones non interconnectées au réseau continental français (Corse, DOM et Saint-Pierre et Miquelon) dans lesquelles s'applique la péréquation nationale des tarifs (CSPE-ZNI) fonctionnent selon un modèle organisationnel où les fonctions de gestionnaire d'équilibre offre/demande, de gestionnaire de réseau et de fournisseur restent intégrées.

Une compensation des surcoûts de production dans ces zones « électriquement isolées » est appliquée en sus du TURP.

1.3 Les activités à l'international

1.3.1 L'EUROPE : LE NOUVEAU MARCHÉ DE RÉFÉRENCE D'EDF

Le Groupe EDF a la conviction qu'un marché européen de l'énergie émerge progressivement, notamment au rythme du renforcement des interconnexions entre réseaux de transport nationaux. Dans cette perspective, le Groupe a l'ambition de faire de l'Europe son nouveau marché de référence, avec une priorité donnée à l'intégration de ses filiales existantes au sein des trois pays prioritaires que sont le Royaume-Uni, l'Allemagne et l'Italie sur la base d'un modèle intégré entre amont et aval, et équilibré entre activités régulées et non régulées.

	PRINCIPALES FILIALES DANS LES TROIS PAYS PRIORITAIRES			
NOM DE LA SOCIÉTÉ	ACTIVITÉS PRINCIPALES	PUISSANCE INSTALLÉE ET VOLUME DE GAZ(1)	NOMBRE DE CLIENTS ET CHIFFRE D'AFFAIRES AU 31 DÉCEMBRE 2004(1)	MODE DE CONSOLIDATION/ % DE DÉTENTION DU CAPITAL AU 31 DÉCEMBRE 2004
EDF Energy (Royaume-Uni)	Production Distribution Commercialisation Services Fourniture de gaz	4,85 GW 3 Gm^3	environ 5 millions 6 milliards d'euros	Par intégration globale : 100 %
EnBW (Allemagne)	Production Transport Distribution Négoce Commercialisation Services Transport et fourniture de gaz	15,2 GW 8 Gm^3	environ 5 millions 9,8 milliards d'euros	Par intégration proportionnelle à hauteur de : 48,43 % Pourcentage de détention du capital : 39 %
Edison (Italie)	Production Commercialisation Production, stockage et fourniture de gaz	9,7 GW 11 Gm^3	160 000 clients directs 6,5 milliards d'euros	Non consolidée

(1) Données pour 100 %

Présentes dans des pays interconnectés avec la France, ces sociétés constituent la base européenne du Groupe et lui offrent :

- une diversification des risques de marché ;
- des opportunités de valorisation de ses actifs de production en Europe en fonction des conditions de marché des différents pays, des besoins de clients européens multi-sites et des options d'arbitrage entre les différentes énergies ;
- une activité gazière déjà significative.

D'autre part, le Groupe a développé les positions européennes suivantes :

- en Suisse (14 % du groupe ATEL au 31 décembre 2004), en raison du rôle de la Suisse dans l'équilibre du système de transit d'électricité en Europe ;
- dans certains pays d'Europe centrale et orientale — Pologne, Hongrie, Slovaquie — où le portefeuille d'EDF, une fois rationalisé, peut présenter un potentiel de croissance future ;
- dans la péninsule ibérique, en Belgique et en Autriche.

1.3.2 PRÉSENCE DU GROUPE EDF HORS D'EUROPE

Le Groupe EDF est présent, depuis les années 1990 en Argentine, au Brésil et au Mexique. L'Argentine et le Brésil ont depuis 2001 un environnement économique, énergetique et réglementaire qui n'a pas permis un exercice rentable des différents métiers du Groupe dans ces pays.

Le Groupe est présent historiquement sur la zone Asie-Pacifique, et plus particulièrement en Chine, où devrait se concentrer l'essentiel des développements de capacités de production au cours des quinze prochaines années. Le Groupe est acteur principalement au travers de contrats de consultance dans le nucléaire et entend ainsi capitaliser sur son savoir-faire d'architecte-ensemblier.

Le Groupe EDF est, dans une moindre mesure, présent au Moyen-Orient et en Afrique dans des activités de production d'électricité indépendante (IPP — *Independent Power Plants*) et au travers de contrats de consultance.

Le Groupe EDF détient une participation directe et indirecte de 50 % dans Dalkia International qui est implanté dans 34 pays hors de France, au travers de ses filiales et participations opérant dans le domaine des services énergétiques.

2. Stratégie du Groupe EDF

Selon les prévisions du Conseil Mondial de l'Energie, la consommation électrique dans le monde croît deux fois plus vite que celle des autres énergies. Cette croissance devrait être progressive et régulière. Elle est fondée sur la réalité même du fonctionnement des sociétés modernes, où aucune activité ne peut se passer d'électricité.

EDF estime qu'à la croissance en volume devrait s'ajouter une croissance en valeur. Dans ce contexte et compte tenu de l'ouverture des marchés en Europe, EDF ambitionne d'être un groupe industriel européen intégré parmi les leaders dans le secteur de l'énergie. Sa vision est celle d'un ensemble industriel cohérent au profil de risques équilibré, source de synergies à partir de positions consolidées en Europe. Cette stratégie constitue le projet industriel du Groupe et s'articule autour de trois axes majeurs :

- la consolidation d'un socle France compétitif et exemplaire ;
- le développement d'une identité européenne forte et cohérente ;
- l'amélioration de la performance opérationnelle et financière du Groupe et le renforcement de sa flexibilité financière.

Elle s'appuie sur la mobilisation de l'ensemble de ses salariés en France et dans le Monde.

2.1 Consolider un socle France compétitif et exemplaire

2.1.1 LE PARC DE PRODUCTION D'EDF : PÉRENNISER UN ATOUT MAJEUR

- Porter la durée d'exploitation moyenne des centrales nucléaires REP (« Réacteurs à eaux pressurisée ») actuelles au-delà de 40 ans.

  Les études ont montré qu'une durée de vie de 40 ans était techniquement acquise pour les tranches existantes, durée de vie déjà retenue par EDF dans ses comptes. L'extension de la durée de vie de chacune des centrales à 40 ans et au-delà reste cependant à valider par l'Autorité de Sûreté Nucléaire à l'occasion des visites décennales. En mobilisant sa R&D et son ingénierie et en adaptant sa politique de maintenance, EDF se fixe pour objectif d'accroître la durée de vie de ses tranches nucléaires au delà de 40 ans.

- Poursuivre l'amélioration de la performance opérationnelle
  - EDF a pour objectif d'augmenter le taux de disponibilité de ses centrales nucléaires françaises (optimisation des arrêts de tranches, réduction des indisponibilités fortuites, etc.) et de poursuivre l'amélioration du rendement du combustible.
  - EDF a décidé d'adapter son parc thermique français, afin d'améliorer sa compétitivité et sa disponibilité : fermeture des tranches les moins compétitives, modernisation des tranches pérennes et adaptation à l'évolution des normes environnementales, remise en service de moyens de pointe en réserve et développement de nouveaux moyens de pointe.

- Préserver le potentiel du parc de production hydraulique et contribuer au développement des énergies renouvelables
  - EDF entend préserver son potentiel de production hydraulique à l'occasion du renouvellement des concessions désormais ouvert à la concurrence.
  - Quelques renouvellements auront lieu à court terme mais la majorité interviendra à compter de 2020. EDF a pour objectif d'obtenir le renouvellement des concessions qui présentent un enjeu pour l'équilibre de son parc de production.
  - EDF entend également contribuer au développement des énergies renouvelables, en particulier dans l'éolien et la petite hydraulique.

- Préparer le renouvellement du parc
  - EDF a pour objectif de permettre le remplacement de la majorité des tranche nucléaires actuelles par l'EPR au rythme de 1 à 1,5 tranches par an au-delà de 2020. Cette solution est actuellement privilégiée au regard de la performance économique du nucléaire, de la stabilité des coûts qu'il permet et du respect des contraintes environnementales.
  - EDF a décidé, en 2004, d'engager la mise en œuvre de la tête de série EPR, pour bénéficier d'un retour d'expérience afin de maîtriser les coûts et les délais de construction du futur parc et d'assurer le maintien et le renouvellement des compétences clé. La mise en service est prévue pour 2012 et le budget total du projet est à ce jour estimé par EDF à environ 3 milliards d'euros (en euros 2004).

- Dans le domaine de la production thermique, EDF entend développer des moyens de pointe et de semi-base, dans l'objectif de disposer en permanence de capacités adaptées à la couverture de ses engagements.
- Pour ces développements, et comme pour la construction du parc actuel, EDF entend jouer un rôle d'architecte ensemblier, afin de rester maître de sa politique industrielle, des coûts, des délais de réalisation de ses installations de production et d'intégrer son retour d'expérience d'exploitant.

2.1.2 FIDÉLISER ET VALORISER LE PORTEFEUILLE CLIENTS D'EDF EN FRANCE ET RELEVER LE DÉFI DE L'OUVERTURE TOTALE DU MARCHÉ DU 1er JUILLET 2007

- Mettre en œuvre un modèle d'activité de commercialisateur complet sous la marque EDF et accroître la valeur individuelle de chaque client, au travers des objectifs suivants :
  - L'augmentation du chiffre d'affaires par client notamment grâce au développement :
    - d'une politique commerciale différenciée par segments de clients ;
    - de nouvelles offres énergie (offres duales électricité/gaz naturel) ;
    - de services liés à la fourniture d'électricité ;
    - de nouvelles offres de maîtrise de l'énergie (MDE).
  - Le lancement de nouvelles marques permettant de porter le dynamisme commercial du Groupe.
  - Une réduction des coûts commerciaux (arrêt progressif des aides commerciales, réduction des charges d'exploitation courantes).

Cette stratégie s'accompagne d'un objectif de maîtrise de la décroissance des parts de marché et de maintien d'un haut niveau de satisfaction des clients.

- Se donner les moyens nécessaires à cette stratégie :
  - EDF a pour objectif de développer et d'élargir son réseau de partenaires afin d'assurer le développement de ses offres de services.
  - EDF entend favoriser le redéploiement des compétences et la formation du personnel afin de préparer les forces commerciales d'EDF à la mutation concurrentielle induite par l'ouverture totale du marché français en 2007.
  - EDF poursuit également la restructuration des canaux de commercialisation et l'adaptation des systèmes d'information pour préparer le passage de 2,5 à plus de 26 millions de clients éligibles.

2.1.3 POURSUIVRE ET AMÉLIORER LA GESTION DES ACTIVITÉS RÉGULÉES :

- EDF a pour objectif de maintenir un haut niveau de qualité des services de transport et de distribution et maintenir une égalité de traitement totale envers les autres fournisseurs. EDF entend préserver son rôle d'opérateur majeur de service public en France. Par ailleurs, EDF et RTE entendent poursuivre, d'une part, un objectif d'amélioration des performances industrielles de leurs réseaux en termes de sûreté de fonctionnement du système et de sécurité des personnes et des biens et, d'autre part, un objectif d'augmentation de la productivité et d'amélioration de la gestion opérationnelle tout en cherchant à obtenir des conditions de rémunération en ligne avec les standards européens.
- En ce qui concerne spécifiquement le transport, RTE a pour objectif de contribuer à la construction d'un marché européen de l'électricité en développant les interconnexions avec les pays limitrophes. EDF n'exclut pas une ouverture du capital de RTE à des actionnaires minoritaires tiers appartenant au secteur public à partir de 2006.
- En ce qui concerne spécifiquement la distribution, EDF a pour objectif de consolider le service public de proximité et de gérer la relation et la satisfaction des collectivités locales concédantes et, jusqu'en 2007, des clients non éligibles. Par ailleurs, EDF a pour objectif de préserver des synergies avec Gaz de France au sein de l'opérateur commun EDF Gaz de France Distribution.

2.2 Développer une identité européenne forte et cohérente

2.2.1 LE RECENTRAGE SUR L'EUROPE PROCHE, MARCHÉ DE RÉFÉRENCE DU GROUPE

- Constituer un ensemble industriel cohérent dans les pays prioritaires : Royaume-Uni, Allemagne, Italie
  - Tirer parti du potentiel de développement individuel et d'amélioration de performances de chaque filiale dans ces pays.

- Mettre en œuvre les synergies opérationnelles entre les différentes entités du Groupe, en France et en Europe, au travers des objectifs suivants :
  - posséder plusieurs entités sur une même plaque électrique pour optimiser les parcs et réduire les coûts de couverture de la pointe et être capable de proposer une offre aux clients multi-sites en Europe ;
  - fédérer les besoins du Groupe en termes de volumes gaziers (28[1] milliards de m^3 en 2004) pour servir les ambitions du Groupe sur le marché du gaz.
- Œuvrer à l'émergence d'un véritable marché européen de l'électricité en soutenant le développement des capacités d'interconnexion en Europe et en favorisant des règles transparentes d'allocation et de rémunération de ces capacités.
- Se désengager dans des conditions satisfaisantes des positions présentant peu de synergies avec le reste du Groupe, en particulier en Amérique Latine, Afrique...

- **Préparer des relais ciblés de développement.** Pour relever ce défi, EDF entend :
  - En Europe Centrale, recentrer les positions actuelles sur un noyau dur pérenne pouvant constituer une base future de développement.
  - Poursuivre sa présence en Chine où devrait se concentrer l'essentiel de la construction de nouveaux moyens de production et des enjeux technologiques associés au cours des 15 prochaines années.

2.2.2 ASSURER LE DÉVELOPPEMENT D'EDF AU-DELÀ DE L'ÉLECTRICITÉ : LE GAZ ET LES SERVICES ÉNERGÉTIQUES

- **Le gaz : un marché en croissance et un enjeu majeur à la fois pour la production et l'offre commerciale.** Pour relever ce défi, EDF entend :
  - Continuer la construction de ses positions gazières en Europe, nécessaires à son ambition de devenir un acteur gazier européen reconnu : acquisition de capacités de transit et d'importation (gazoducs, terminaux, méthaniers) et de stockage, et signature de contrats d'achats.
  - Développer une offre duale électricité – gaz en France.
  - Assurer l'approvisionnement en gaz des moyens de production en Europe : le gaz est aujourd'hui le combustible fossile privilégié dans de nombreux projets de nouvelles centrales thermiques à flamme, compte tenu de sa faible teneur en CO_2.
- **Développer et consolider l'offre du groupe en termes de services en accompagnement de la vente d'énergie.** Pour ce faire, EDF a pour objectif de :
  - Accroître, notamment au travers de son partenariat dans Dalkia, les propositions de services permettant de fidéliser les clients industriels, grand tertiaire et collectivités.
  - Développer les offres du Groupe aux clients résidentiels et petites entreprises afin d'accroître la valeur individuelle de chacun de ces clients.
  - Préparer la réponse aux nouvelles réglementations en matière de maîtrise de l'énergie en développant une offre de services adaptée.

2.3 Améliorer la performance opérationnelle et financière de groupe et renforcer sa flexibilité financière

Le Groupe EDF se fixe pour double ambition dès l'horizon 2007 de consolider sa place au sein des tous premiers acteurs européens de l'électricité et du gaz, et de poursuivre l'amélioration sa rentabilité et de sa structure financière.

Afin de se donner les moyens d'une telle ambition, la stratégie financière du Groupe EDF s'articule autour des plans d'actions suivants :

- La mobilisation de l'ensemble du Groupe autour du Programme « Altitude ». Sa mise en œuvre repose sur la stricte maîtrise des dépenses opérationnelles (principalement les achats hors énergie et les frais de personnel), la réduction du besoin en fonds de roulement et la réalisation de synergies.
- Un programme de cession d'actifs non stratégiques qui devrait avoir un impact important en termes de réduction de la dette du Groupe (recettes de cession et dettes déconsolidées).

(1) Volumes de gaz globaux bruts manipulés par les sociétés du Groupe pris à 100 %, c'est-à-dire non corrigés du pourcentage de participation (y compris minoritaire)

2.4 Mobiliser les salariés autour du projet industriel

En France, EDF a pour objectif de conduire les adaptations nécessaires en vue de l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz. Afin de proposer des parcours professionnels motivants aux salariés, EDF doit anticiper l'évolution des métiers et adapter les compétences aux nouveaux besoins. EDF entend également conduire une politique de renouvellement des compétences dans les métiers de la production, de la distribution et du transport.

Dans le Groupe, EDF entend promouvoir une dynamique sociale et managériale :

- en associant le plus largement possible le personnel à la réussite du Groupe, notamment au travers de l'actionnariat salarié ;
- en partageant les valeurs du Groupe axées sur la compétence et l'excellence « métiers » au service du développement durable ;
- en développant le dialogue social comme levier essentiel de la conduite du changement, par des accords professionnels de branche ou d'entreprise au niveau local, européen ou mondial.

3. Environnement du Groupe EDF

3.1 EDF dans son environnement industriel

3.1.1 EVOLUTION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

L'électricité est un produit spécifique, avec un certain nombre de caractéristiques propres. Elle ne se stocke pas et, à tout instant, pour assurer l'équilibre des ressources et la stabilité de la puissance et de la fréquence du courant, l'offre doit correspondre à la demande. C'est un produit fongible : quel que soit le fournisseur, l'électricité consommée en un point présente les mêmes standards de qualité, ceux-ci dépendant essentiellement du réseau d'acheminement. Enfin, le transport et la distribution de l'électricité sont des opérations qui entraînent des pertes d'énergie.

La consommation d'électricité varie de façon significative en fonction des conditions climatiques, difficilement prévisibles au-delà du très court terme. Ces conditions ont également une incidence sur la production. La production d'origine hydraulique dépend fortement de la pluviométrie tandis que le vent commande le niveau de la production éolienne. Enfin, de fortes températures estivales peuvent entraîner des limitations de fonctionnement des centrales nucléaires et des centrales thermiques à flamme. De plus, le coût pour l'électricien de la fourniture de l'électricité aux consommateurs peut connaître de fortes amplitudes en fonction des variations du prix des matières premières, de la nature des moyens de production utilisés pour faire face à une demande variable et de la saturation des interconnexions aux frontières, limitant la capacité d'importation.

Toutefois, la consommation est peu élastique à ces variations de coûts (habitudes de consommation, tarifs contractuels ou régulés) même si on observe par ailleurs dans les pays industrialisés une décroissance de l'intensité électrique du PIB, c'est-à-dire une baisse de la quantité d'électricité consommée par unité monétaire de PIB (décroissance relative des industries électro-intensives, moindre consommation des appareils électriques, économies d'énergie...).

Les différents métiers de l'énergie

Les directives européennes segmentent le secteur de l'électricité en quatre grands métiers :

- la production ;
- la fourniture ou commercialisation, c'est-à-dire la vente, ou la revente, d'électricité à des clients ;
- le transport sur le réseau très haute tension et haute tension interconnectant les sites de production et les points de livraison aux réseaux de distribution ou aux industriels gros consommateurs ;
- la distribution, sur des réseaux moyenne ou basse tension, aux fins de fourniture à des grossistes ou à des clients finaux.

Au sein de ces activités, la réglementation européenne distingue le transport et la distribution qui, ayant la nature d'un monopole local ou national, sont des activités régulées, alors que la production et la commercialisation sont ouvertes à la libre concurrence. Cette ouverture se fait progressivement. Pour la fourniture, elle s'est faite par catégorie de clients « éligibles », selon leur niveau de consommation, les « électro-intensifs » ayant été les premiers à pouvoir choisir librement leur fournisseur.

Pour le gaz, la typologie des directives européennes est comparable, intégrant en sus les métiers de la recherche/exploration, de l'exploitation du gisement et du stockage.

A ces activités, il convient d'ajouter :

- l'optimisation entre production et commercialisation ;
- le métier de négoce d'électricité, de gaz ou de matières premières sources d'énergies (charbon et pétrole) ;
- la fourniture de « services énergétiques » : services liés à la fourniture d'énergie, aux réseaux, le génie thermique, etc.

Chacune de ces activités peut être exercée par un acteur différent ou par un même acteur intégré. Le Groupe EDF est présent sur les quatre métiers de base de l'électricité — production, transport, distribution, fourniture. Il assure l'optimisation entre la production et la commercialisation et s'appuie sur EDF Trading (un acteur reconnu du trading en Europe). EDF est également présent dans les métiers du gaz, hors de France au travers de ses filiales et participations et en France depuis la suppression du principe de specialité à la fin 2004. En France, en effet, le principe de spécialité qui lui était applicable avant sa transformation en société anonyme, lui interdisait d'exercer toute activité autre que l'électricité. Ce principe ayant été levé, EDF a pu obtenir l'autorisation de fourniture de gaz en France par arrêté ministériel du 14 septembre 2004, publié au Journal Officiel le 24 novembre 2004. Enfin, il fournit des services énergétiques, notamment à travers ses participations dans le groupe Dalkia.

3.1.2 UN MARCHÉ EUROPÉEN QUI SE DESSINE, MAIS RESTE AUJOURD'HUI FRAGMENTÉ

La France est interconnectée au reste de l'Europe par 13 250 MW d'interconnexions, principalement réparties comme suit :

- 5 350 MW avec la Suisse et l'Italie ;
- 4 500 MW avec l'Allemagne, la Belgique et le Luxembourg ;
- 2 000 MW avec la Grande Bretagne ;
- 1 400 MW avec l'Espagne.

Aujourd'hui, l'émergence d'un véritable marché européen de l'électricité reste freinée par l'insuffisance des interconnexions qui nuit à la fluidité des échanges, fragmente le marché intérieur européen en marchés nationaux et ralentit la convergence des prix.

Notes : Interconnexions : les volumes (en TWh contractualisés 2004) indiqués sont ceux du sens habituel de circulation de l'énergie (source RTE).
(a) Prix de base constaté : moyenne 1er trimestre 2005 pour livraison 2006 — Platts.
(b) Moyenne spot constatée depuis janvier 2004.

L'Union européenne encourage l'intégration du marché européen, notamment en stimulant les investissements sur des lignes identifiées comme prioritaires : Péninsule Ibérique, France/Suisse/Autriche/Italie, France/Allemagne — Bénélux, Royaume-Uni/France, Scandinavie. Par ailleurs, une convergence des prix se dessine entre la France, l'Allemagne, l'Autriche et la Suisse, voire le Benelux, qui conduit progressivement à l'émergence d'un marché régional.

3.1.3 ÉVOLUTION À LA HAUSSE DES PRIX DE GROS

La production est une activité très capitalistique, avec des cycles d'investissement longs. Les producteurs doivent donc pouvoir disposer d'anticipations fiables quant à l'évolution de la consommation, des prix et de la structure du marché à long terme. Au cours des dernières décennies, le marché européen de la production d'électricité était plutôt sur-capacitaire, avec des anticipations de prix de vente de l'électricité à moyen-terme insuffisants pour justifier de nouveaux investissements.

Depuis 2003, les marchés de gros ont enregistré une hausse des prix en Europe continentale qui s'explique par des facteurs structurels et conjoncturels. Les facteurs structurels sont notamment le vieillissement du parc européen et la fermeture des centrales les plus anciennes, le renforcement des contraintes environnementales, le lancement en janvier 2005 du marché européen de trading des quotas CO_2 (contraignant les opérateurs de centrales thermiques à intégrer le coût des émissions de CO_2 dans le coût de production d'électricité) ainsi que la croissance de la demande de l'ordre de 1 % par an en moyenne depuis dix ans. Les facteurs conjoncturels incluent la hausse du prix des combustibles fossiles, les écarts de température importants et mal anticipés qui ont entraîné des hausses de prix de gros ponctuelles mais fortes, ainsi que les variations de l'hydraulicité.

Le graphique ci dessous présente l'évolution du prix du ruban à un an en France et en Allemagne pour la période 2001 à 2004.

Source : EDF Trading

L'UCTE présente, dans son rapport de janvier 2005, l'évolution prévisionnelle des capacités excédentaires en Europe sur la base des projets d'investissement déjà décidés. Il en ressort que ces capacités excédentaires devraient décroître sur l'ensemble de la période étudiée (2005-2015), le respect des marges de sécurité visées passant par la réalisation de nouveaux investissements susceptibles d'être mis en service dès 2010. Ce phénomène illustre l'un des facteurs structurels expliquant que la tendance à la hausse des prix devrait, selon EDF, se poursuivre dans les années à venir.

Il est généralement admis que les prix convergent vers le coût complet d'un nouvel investissement. Dans ce contexte un prix de gros durablement supérieur à environ 38 euros/MWh (sur la base d'un baril à 30 USD et hors coût du CO_2) est considéré comme nécessaire par l'industrie pour rentabiliser la construction de nouveaux moyens de production fonctionnant au gaz, technologie privilégiée par de nouveaux entrants sur les marchés européens. Le coût du CO_2 est actuellement en augmentation, d'un peu moins de 10 euros la tonne en décembre 2004 à près de 25 euros à fin juin 2005 (Source : European Energy Exchange). EDF estime qu'une augmentation de 1 euro par tonne de CO_2 peut représenter une hausse de 0,4 euro du coût de production d'1 MWh pour un cycle combiné gaz.

3.1.4 LE MARCHÉ FRANÇAIS DE L'ÉLECTRICITÉ

Les paragraphes ci-après synthétisent les données clefs de la consommation, production et distribution du marché de l'électricité en France métropolitaine continentale.

3.1.4.1 Consommation d'électricité

En 2004, la France a consommé pour ses propres besoins 477,2 TWh d'énergie électrique et a enregistré un solde exportateur de 62,1 TWh. Le tableau ci-dessous présente la décomposition et l'évolution de ces montants :

	TWh	VARIATION 2004/2003 (%)	PART DE LA CONSOMMATION (%)
Consommation intérieure France :			
Consommateurs directs raccordés au réseau de RTE	96,1	1,9	20,2
Consommateurs sur réseaux distributeurs	339,0	2,7	71,0
Autoconsommation	10,0	–1,2	2,1
Consommation nette	**445,1**	**2,4**	**93,3**
Pertes sur tous réseaux	32,1	–0,1	6,7
Total	**477,2**	**2,2**	**100**
Energie soutirée par le pompage	7,3	–0,4	—
Solde exportateur des échanges physiques	62,1	–6,5	—
Production nette	**546,6**	**1,1**	**—**

(Source : RTE Bilan énergétique France 2004 — valeurs provisoires)

La demande électrique du secteur industriel, et plus encore celle du secteur tertiaire, sont fortement corrélées aux évolutions de la croissance économique. Au niveau national, le rapport entre le taux de croissance annuel du PIB et le taux de croissance de la demande intérieure en électricité (élasticité), a progressivement diminué ces dix dernières années pour s'établir à 0,9 en moyenne, notamment sous les effets conjugués :

- d'une tertiairisation de l'économie : pour produire une même unité de richesse, le secteur tertiaire est cinq fois moins consommateur d'électricité que le secteur industriel ;
- du déplacement de l'activité des industries lourdes, particulièrement consommatrices d'énergie, vers des industries plus légères à forte valeur ajoutée : le secteur des biens intermédiaires consomme environ trois fois plus d'électricité par unité de richesse produite que les autres secteurs industriels ;
- d'une amélioration continue de l'efficacité énergétique.

Le graphique ci-dessous indique l'évolution comparée de la croissance de la demande intérieure française d'électricité et du PIB depuis 1946 :

Source : EDF

3.1.4.2 Production d'électricité

En 2004, la France a produit et importé un total de 553,2 TWh d'électricité. Ce chiffre se décompose comme suit :

ELECTRICITÉ PRODUITE ET IMPORTÉE	TWh	VARIATION 2004/2003 (%)	PART DE LA PRODUCTION (%)
Production intérieure nette			
Nucléaire*	426,8	1,7	78,1
Thermique classique**	55,3	–2,1	10,1
Hydraulique	64,5	0,4	11,8
Total de la production intérieure nette	546,6	1,1	100,0
Importations physiques sur les lignes	6,6	–5,9	—
Total	**553,2**	**1,0**	**—**

* Injections nettes mesurées par RTE aux bornes de son réseau.
** Par convention, inclut les énergies renouvelables hors hydraulique.
(Source : RTE)

La production intérieure nette est assurée principalement à ce jour par trois producteurs d'électricité :

- EDF, avec un parc installé de 101,1 GW au 31 décembre 2004 et une production de 487,5 TWh en 2004,
- Electrabel/Suez avec notamment la Compagnie Nationale du Rhône (parc installé de 3 GW en 2004 et une production de 15 TWh en année moyenne) et la Société Hydro Electrique du Midi (parc installé de 0,6 GW en 2004),
- Endesa avec la SNET, qui dispose d'un parc installé de 2,5 GW au 31 décembre 2004 et une production de l'ordre de 10 TWh en 2004.

La production est également assurée par des producteurs indépendants (essentiellement producteurs industriels, cogénération, petite hydraulique et éolien) à hauteur de 29 TWh en 2004. Cette électricité est soit auto-consommée, soit revendue, pour l'essentiel à EDF dans le cadre des obligations d'achat.

3.1.4.3 Utilisation des moyens de production en France

La consommation d'électricité varie au cours de l'année en fonction du climat. Elle varie aussi au cours de la journée. Le graphique ci-dessous présente la courbe de consommation typique d'une journée d'hiver et d'une journée d'été en France :

On distingue ainsi la production de « base » qui alimente la part de la consommation permanente au cours de l'année, dite aussi « ruban », et la production de pointe qui correspond aux pics de consommation, dite aussi « dentelle ». L'enjeu est d'ajuster de la manière la plus efficace d'un point de vue économique l'utilisation de son parc de production à ces deux types de consommation. Cette optimisation repose sur une hiérarchisation des moyens de production effectuée selon trois paramètres principaux :

(i) Les coûts variables des moyens de production du parc existant : utiliser les moyens de production disponibles au coût variable le plus faible pour la production de base et réserver ceux au coût variable de production le plus élevé pour la production de pointe.

(ii) La flexibilité d'utilisation : pour suivre les pics de consommation, il faut pouvoir mettre en œuvre et arrêter les moyens de production très rapidement. Une centrale nucléaire nécessite environ 24 heures de mise en route et une centrale thermique classique environ 12 heures. En revanche, il suffit de quelques dizaines de minutes pour mettre en ligne une turbine à combustion ou un barrage de retenue.

(iii) Les cycles de fonctionnement : chaque moyen de production a des cycles différents d'entretien et de rechargement de combustible pour le nucléaire. Certaines opérations ne font que limiter la production, d'autres l'interrompent totalement. Le producteur doit donc organiser ces cycles de manière à optimiser la disponibilité de son parc par rapport au cycle de consommation anticipé.

En France métropolitaine, le nucléaire et l'hydraulique, avec un coût variable de production peu élevé, sont utilisés comme principaux moyens de production pour la base. Le thermique à flamme, en revanche, avec un combustible à prix élevé, est traditionnellement un moyen de semi-base et pointe (charbon, puis fioul et enfin gaz). Les barrages de retenue sont aussi utilisés comme moyens de pointe, car avec leur coût variable de production peu élevé et leur possibilité de modulation, leur valorisation est maximale lorsqu'ils se substituent à des moyens de pointe aux coûts variables élevés. Dans certains cas, une station de transfert d'énergie par pompage (« STEP ») a été ajoutée, ce qui permet, en utilisant de l'électricité de base, de pomper de l'eau dans les barrages de l'aval pour la renvoyer vers l'amont, puis de turbiner cette

eau en période de pointe alors que l'électricité a un prix de vente plus élevé. Le graphique ci-dessous illustre cet « empilement » des moyens de production.

3.2 EDF dans son environnement concurrentiel

Les grands électriciens européens sont, aujourd'hui, en général présents sur l'ensemble de la chaîne de valeur électrique, couplant les activités non-régulées — production et commercialisation — et les activités régulées — transport et distribution. Ainsi, l'intégration verticale entre les deux segments concurrentiels de la filière (production et commercialisation), couplée à une activité d'optimisation et de trading, permet de maintenir une bonne adéquation entre la production et les débouchés, ce qui constitue une protection contre les risques de prix et de volume. La présence dans les activités de transport et de distribution présente quant à elle un intérêt au regard notamment de la régularité des revenus dégagés.

Après une première phase de consolidation importante, leurs stratégies de développement pourraient à terme entraîner une concentration accrue du secteur. De plus, compte tenu de l'insuffisance et du faible développement prévisible à court et moyen termes de certaines interconnexions qui rend difficile le transport d'électricité à travers plusieurs pays, les synergies les plus fortes se trouvent entre pays voisins.

Le tableau ci dessous synthétise les informations clés, pour 2004, des grands électriciens européens :

	PAYS D'ORIGINE	CA (MILLIARDS D'EUROS)	CA ENERGIE (MILLIARDS D'EUROS)	CAPACITÉ INSTALLÉE (GW)	NUCLÉAIRE/ CAPACITÉ INSTALLÉE TOTALE	NB DE CLIENTS ELECTRICITÉ (EN MILLIONS)
EDF	France	46,9	46,9*	125,4	53,0 %	42
E.ON	Allemagne	49,1	48,1	54,4	20,3 %	27
Suez	France/Belgique	40,7	29,3	52,9	13,0 %	5,3
RWE	Allemagne	42,1	22,5	44,3	14,2 %	21
Enel	Italie	36,1	28,7	45,7	0,0 %	30
Endesa	Espagne	17,6	17,6	23,2	33,3 %	10,2

* Y compris les ventes de biens et services
(Source : EDF et rapports annuels de sociétés visées)

Aux côtés des acteurs les plus importants, qui suivent généralement un modèle « intégré » en étant présent dans les activités régulées et non régulées, sur leur marché domestique ou à l'international, d'autres modèles économiques se sont développés :

- Le modèle de producteur indépendant d'électricité, qui se spécialise dans la détention des seuls moyens de production et qui est exposé au risque de variation des prix de marché. C'est le cas en Europe, des deux grandes sociétés issues du démantèlement du système électrique britannique au début des années 1990 : British Energy et International Power.
- Le modèle des spécialistes de la commercialisation sans détention d'actifs de production (par exemple Direct Energie et Poweo en France). Toutefois, certains acteurs tendent progressivement vers un modèle plus intégré en faisant l'acquisition de capacités de production locales, comme Centrica en Grande Bretagne.

Par ailleurs, certains pays ont retenu une séparation de l'acheminement en constituant des opérateurs spécialisés dans le transport (National Grid Transco en Grande-Bretagne, REE en Espagne voire, dans un contexte sensiblement différent, Terna en Italie).

Enfin, un modèle de convergence gaz-électricité s'est développé, reflétant le recours croissant au gaz comme combustible des moyens de production d'électricité, et la nécessité de proposer aux clients une offre duale électricité-gaz. Ainsi, depuis 2001, plus de 27 milliards d'euros ont été investis par les grands électriciens européens dans le gaz, avec par exemple l'acquisition de Ruhrgas par E.On, de Transgas par RWE et la création d'une société commune entre ENI et EnBW pour la gestion de GVS. De même, les acteurs gaziers se sont également renforcés dans les activités électriques.

3.3 EDF dans son environnement réglementaire

3.3.1 RÉGLEMENTATIONS RELATIVES À L'OUVERTURE DES MARCHÉS

Le secteur de l'électricité est soumis à des réglementations communautaires et nationales. Ces réglementations, en voie de renforcement, répondent à des finalités diverses, mais visent, pour l'essentiel, à développer la concurrence entre les opérateurs et créer à terme un marché unifié de l'électricité.

- Le processus d'ouverture à la concurrence, initié avec les directives européennes du 19 décembre 1996 pour l'électricité et du 22 juin 1998 pour le gaz, puis définitivement établi par deux directives du 26 juin 2003 pour les marchés de l'électricité et du gaz, prévoit que l'ensemble de la clientèle non résidentielle peut depuis juillet 2004 choisir son fournisseur (soit un taux d'ouverture du marché français égal à 69 % pour l'électricité et à 70 % pour le gaz) avant une ouverture intégrale du marché en juillet 2007.
- La réglementation européenne fixe les grandes lignes de l'ouverture du marché, mais laisse à chaque Etat membre le soin d'en organiser la mise en œuvre et le fonctionnement. Confrontés aux effets de l'ouverture rapide à la concurrence, les pouvoirs publics des Etats membres et la Commission européenne adaptent la réglementation au fur et à mesure.
- La constitution d'un marché unifié de l'électricité en Europe exige le renforcement des interconnexions et de leur accessibilité. C'est l'objectif des politiques communautaires relatives à la sécurité d'approvisionnement, aux investissements dans les infrastructures et à la tarification de l'utilisation des interconnexions.

3.3.2 RÉGLEMENTATION EN MATIÈRE DE PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

EDF opère dans un cadre caractérisé par un renforcement des réglementations en matière de protection de l'environnement, et notamment :

- L'ordonnance du 15 avril 2004 transpose en droit français les dispositions de la directive du 13 octobre 2003 établissant un système d'échanges de quotas d'émission de gaz à effet de serre. Les règles d'allocations de ces quotas offrent une visibilité satisfaisante jusqu'à 2008. Au-delà, ces règles sont moins précises mais pourraient conduire à un renchérissement du prix des permis d'émission, pénalisant pour la production d'électricité à partir du charbon. Eu égard aux caractéristiques de son parc de production, le Groupe EDF considère qu'il devrait se situer, par rapport aux autres grands opérateurs électriques, dans une situation comparativement favorable.
- La loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique votée par l'Assemblée Nationale et le Sénat le 23 juin 2005[3] (et qui anticipe la proposition de directive européenne relative à l'efficacité énergétique) vise à imposer aux entreprises vendant de l'énergie aux consommateurs finals la mise en œuvre de mesures d'économies d'énergie. Les entreprises qui n'auront pas atteint leurs objectifs devront acquérir des certificats d'économie d'énergie (« certificats blancs ») ou s'acquitter d'une pénalité. Anticipant cette contrainte, la stratégie commerciale d'EDF à destination de sa clientèle résidentielle vise à renforcer son positionnement sur les services d'efficacité énergétique, permettant une diversification de ses sources de revenus et un accroissement de la valeur de sa base de clients.

(3) Qui fait actuellement l'objet d'un recours devant le Conseil Constitutionnel (voir paragraphe 7.11.5.5 ci-dessous).

- Enfin, l'Union européenne et les gouvernements nationaux renforcent les actions en faveur de la production d'électricité à partir de sources renouvelables, avec un objectif européen de 22 % (21 % en France) dans l'état actuel de la législation.

Le renforcement des normes en matière de nucléaire est susceptible lui-même de créer des contraintes nouvelles pour EDF. Ainsi, les centrales nucléaires du Groupe sont concernées par les propositions de directives (Euratom) du 30 janvier 2003 relatives d'une part à la gestion du combustible nucléaire irradié et des déchets radioactifs, et d'autre part définissant les obligations de base et les principes généraux dans le domaine de la sûreté des installations nucléaires de base (« paquet nucléaire »).

Le cadre réglementaire n'est pas encore stabilisé et EDF entend prendre part aux discussions relatives à sa mise en œuvre afin de faciliter le développement de règles claires et adaptées.

4. Historique

Les éléments suivants présentent les grandes étapes du développement du Groupe :

EDF est créée en 1946. Avant 1946, le secteur électrique s'était développé autour de nombreuses compagnies locales sur l'ensemble du territoire français. A la fin des années 30, coexistaient en effet environ 200 entreprises de production, une centaine pour le transport, 1 150 pour la distribution. Cette multitude de sociétés privées, auxquelles s'ajoutaient 250 régies locales, prenait en charge environ 20 000 concessions de distribution. De cet apparent émiettement se sont dégagés un certain nombre de grands groupes, soit dans la production, soit dans la distribution.

En 1946, les secteurs de l'électricité et du gaz sont nationalisés. La loi du 8 avril 1946 crée EDF sous la forme d'un établissement public à caractère industriel et commercial (« EPIC ») et fonde le statut du personnel des Industries Electriques et Gazières (les « IEG »). La loi laisse toutefois subsister un certain nombre de Distributeurs Non Nationalisés (« DNN ou Entreprises locales de Distribution, ELD »).

Les années 1946-2000 sont celles du développement de l'outil industriel. Il s'agit d'abord du parc thermique au charbon puis au fioul, et hydraulique, avec notamment la construction des barrages de Tignes en 1952 et Serre-Ponçon en 1960. En 1963, à la suite de la décision du Gouvernement d'assurer l'indépendance énergétique de la France par l'énergie nucléaire, EDF met en service la première unité de production nucléaire de taille commerciale à Chinon (70 MW), première d'une série de six tranches de la filière Uranium Naturel Graphite Gaz (« UNGG ») dont la construction s'est échelonnée jusqu'en 1972. Les chocs pétroliers de 1973 et 1979 se traduisent par une accélération de la substitution du thermique par du nucléaire. En 1969, la filière UNGG est abandonnée pour la filière à Eau Pressurisée (« REP ») qui sera utilisée pour les nouvelles centrales : palier de 900 MW, 34 tranches dont la construction s'échelonnera jusqu'en 1988, puis palier de 1 300 MW, 20 tranches dont la construction s'échelonnera jusqu'en 1994, puis palier N4 de 1 450 MW, quatre tranches mises en service en 2000 et 2002.

C'est à partir des années 90 qu'EDF s'implante de manière significative à l'étranger. En 1992 le Groupe prend une participation au capital de la société Edenor, société de distribution-commercialisation située en Argentine. Cette participation sera par la suite portée à 90 %. En mai 1996, EDF acquiert 11,34 % du capital de l'électricien brésilien Light, société de distribution-commercialisation située dans l'Etat de Rio de Janeiro. EDF détient 94,8 % du capital de cette société au 31 décembre 2004. En décembre 1998, EDF acquiert 100 % de London Electricity (devenue EDF Energy le 30 juin 2003). Cette politique se poursuit en 2001, avec l'acquisition de 34,5 % d'EnBW et la montée au capital de l'italien Edison par le consortium IEB (63,8 %), dont EDF détient 18,03 %, et en 2002, où London Electricity acquiert 100 % du capital de EPN Distribution plc et de Seeboard plc, deux sociétés de distribution d'électricité situées respectivement dans l'Est et le Sud-Est de l'Angleterre.

En France, le développement majeur de ces dernières années est l'ouverture du marché, sous l'impulsion des textes européens. En février 1999, les sites dont la consommation d'électricité dépasse 100 GWh/an, soit 20 % du marché, peuvent choisir leur fournisseur. Le seuil d'éligibilité est ensuite progressivement abaissé. En mai 2000, c'est 30 % du marché qui est ainsi ouvert à la concurrence, puis 37 % en février 2003. En juillet 2004, l'ensemble du marché des professionnels, soit 69 % du marché total, est ouvert. En juillet 2007, l'ouverture sera réalisée à 100 % avec les résidentiels.

Parallèlement, les structures nécessaires au bon fonctionnement d'un marché concurrentiel sont mises en place. La Commission de régulation de l'électricité (devenue Commission de régulation de l'énergie — CRE) est créée en mai 2000. La même année, afin de garantir un accès non discriminatoire à tous les acteurs du marché, EDF crée le Réseau de Transport d'Electricité (« RTE »), entité interne et indépendante en charge de gérer le réseau public de transport haute tension et très haute tension de l'électricité. Une réorganisation similaire de la distribution a lieu le 1er juillet 2004. En 2000, le Groupe forme, avec le spécialiste du négoce Louis Dreyfus, la société de négoce EDF Trading. Elle deviendra une filiale à 100 % en 2003. En 2001, Euronext et différents acteurs industriels et financiers du marché de l'électricité, dont EDF, créent Powernext, la bourse française de l'électricité. En 2002, en contrepartie de la prise de participation d'EDF dans EnBW, la Commission européenne demande à EDF de mettre en place un système d'enchères de capacités de fourniture d'électricité (Virtual Power Plants -VPP), pour faciliter l'accès au marché à d'autres commercialisateurs. En 2003, le Groupe EDF cède sa participation dans la Compagnie Nationale du Rhône à Suez.

Enfin, le 20 novembre 2004, en application de la Loi du 9 août 2004, EDF devient une société anonyme à Conseil d'administration.

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

5.1 Opérations non régulées France

Les opérations non régulées d'EDF en France, activités en concurrence, comprennent la production et la commercialisation d'électricité. EDF met en œuvre un modèle intégré pour la gestion opérationnelle conjointe de ses portefeuilles d'actifs amont (production-achats d'énergie et de combustibles) et aval (ventes en gros-commercialisation) pour garantir la fourniture à ses clients avec une meilleure maîtrise des risques liés aux aléas physiques et de marché dans une optique de maximisation de la marge brute.

5.1.1 PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

EDF regroupe l'essentiel de ses activités de producteur d'électricité en France au sein de la Direction Production — Ingénierie qui dispose de l'ensemble des compétences et des leviers de performance nécessaires pour exploiter le premier parc de production d'éléctricité européen et assurer son développement et sa pérennité.

Au 31 décembre 2004, la Direction Production Ingénierie comptait 36 362[(1)] salariés. Elle est organisée autour des trois grands métiers de production que sont le nucléaire, l'hydraulique et le thermique.

Via son ingénierie, elle apporte ses compétences techniques et industrielles à l'ensemble du Groupe.

5.1.1.1 Présentation générale du parc de production d'EDF

5.1.1.1.1 Composition et caractéristiques du parc installé

Avec une puissance installée totale de 101,1 GW au 31 décembre 2004, EDF dispose du parc de production le plus important d'Europe, représentant environ 16 % de la puissance installée totale des principaux pays européens (les 22 pays membres de l'UCTE — *Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity* — qui comprennent notamment l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne, et le Royaume-Uni). En 2004, la production du parc d'EDF a été de 493,3 TWh, soit environ 18 % de la production totale des pays membres de l'UCTE et du Royaume-Uni.

Le parc métropolitain se compose, au 1er avril 2005, de :

- 58 tranches nucléaires fonctionnant à partir des réacteurs à eau pressurisée (REP) (une tranche étant définie comme une unité de production regroupant un réacteur, des générateurs de vapeur, une turbine, un alternateur et leurs auxiliaires) :
  - — ces tranches sont réparties sur 19 sites ;
  - — elles possèdent des puissances électriques variables : 34 tranches ont une puissance de 900 MW, 20 tranches ont une puissance de 1 300 MW et 4 tranches ont une puissance de près de 1 500 MW ;
  - — elles ont une moyenne d'âge de 19 ans (de 3 à 27 ans).
- 34 tranches thermiques à flamme, dont 14 tranches au charbon, 11 tranches au fioul (incluant quatre tranches mises sous « cocon » réactivables), 2 au gaz et 7 turbines à combustion ; ces tranches ont une moyenne d'âge de 30 ans ; à ces tranches viennent s'ajouter 17 tranches actuellement à l'arrêt.
- 447 centrales hydrauliques, ayant une moyenne d'âge de 50 ans.

A cela viennent s'ajouter :

- 11 centrales thermiques diesel, 6 centrales hydrauliques et 19 turbines à combustion exploitées par EDF dans les DOM, en Corse et à St Pierre et Miquelon (voir paragraphe 5.2.3 ci-dessous) ;
- les capacités de production éoliennes d'EDF Energies Nouvelles (voir paragraphe 7.1.2.1.1.1 ci-dessous) et des usines d'incinération du Groupe TIRU (voir paragraphe 7.1.2.2.2 ci-dessous) ;
- 70 centrales hydrauliques détenues au travers de la filiale à 100 % SHEMA, représentant 60 MW de capacité installée en 2004 et 250 GWh de production en 2004.

Le parc de production d'EDF dispose d'atouts significatifs :

- sa position géographique à la croisée des échanges d'électricité entre la plaque continentale et les péninsules électriques (Italie, Espagne, Royaume-Uni) ;
- un parc de production à la fois performant techniquement et présentant une composition d'actifs compétitive :

(1) 36 690 en incluant la DOAAT et hors EDF Trading (voir paragraphes 5.13 et 7.5.1 ci-dessous).

— de faibles coûts variables de production et une faible exposition aux fluctuations des prix des hydrocarbures du fait de la prépondérance de moyens de production nucléaires et hydrauliques ;

— des émissions de CO_2 très faibles, dans un contexte réglementaire de plus en plus contraignant, du fait du recours limité au thermique à flamme ;

- la maîtrise de l'ensemble du cycle de vie des moyens de production (R&D, conception, construction, exploitation, cycle du combustible, maintenance et déconstruction).

5.1.1.1.2 Evolution du parc au cours des cinq dernières années

Le tableau ci-dessous présente l'évolution du parc installé au cours des cinq dernières années :

	AU 31 DÉCEMBRE									
	2000		2001		2002		2003		2004	
PARC INSTALLÉ	EN MW	%	EN MW	%	EN MW	%	EN MW	%	EN MW	%
Nucléaire	62 950	60	62 950	62	63 040	63	63 130	63	63 130	63
Hydraulique(1)(3)	23 570	23	20 650	21	20 655	20	20 597	20	20 419	20
Thermique(2)	17 560	17	17 560	17	17 560	17	17 500	17	17 577	17
Total	104 080	100	101 160	100	101 255	100	101 227	100	101 126	100

(1) Dont 366 MW en 2000 et 2001, 369 MW en 2002 et 2003 et 370 MW en 2004 en Corse et dans les DOM.
(2) Dont 1 330 MW en 2000 et 2001, 1 370 MW en 2002 et 2003 et 1 400 MW en 2004 en Corse et dans les DOM.
(3) La baisse de l'hydraulique (entre 2000 et 2001) s'explique essentiellement par la modification du régime d'exploitation des actifs de la Compagnie Nationale du Rhône précédemment intégrés au parc EDF.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la disponibilité du parc au cours des cinq dernières années (la disponibilité d'un parc étant définie comme la capacité de production historique d'un parc donné rapportée à sa capacité théorique maximale) :

(en %)

	2000	2001	2002	2003	2004
Nucléaire(1)	80,8	81,1	82,0	82,7	82,8
Thermique	84,7	86,0	79,5	69,3	64,9
Hydraulique	91,1	88,7	92,9	91,7	92,3

(1) Jusqu'en 2002, hors Palier N4 1 500MW en phase de démarrage

Pour plus de précisions sur la disponibilité et l'évolution du parc EDF, voir les paragraphes 5.1.1.3.3 et 5.1.1.4.2 ci-dessous.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la production du parc installé d'EDF au cours des cinq dernières années :

	AU 31 DÉCEMBRE									
	2000		2001		2002		2003		2004	
PRODUCTION	EN TWh	%	EN TWh	%	EN TWh	%	EN TWh	%	EN TWh	%
Nucléaire	395,0	81	401,3	83	416,5	86	420,7	86	427,1	87
Hydraulique(1)(3)	66,0	14	60,3	13	45,2	9	45,5	9	45,3	9
Thermique(2)	25,8	5	19,9	4	24,7	5	24,7	5	20,9	4
Total	486,8	100	481,5	100	486,4	100	490,9	100	493,3	100

(1) Dont 1,2 TWh en 2000 et 2001, 1,3 TWh en 2002, 2003 et 2004 en Corse et dans les DOM
(2) Dont 4,6 TWh en 2000, 5 TWh en 2001, 5,1 TWh en 2002, 5,5 TWh en 2003 et 4,3 TWh en 2004 en Corse et dans les DOM
(3) La baisse de l'hydraulique (en capacité et en production) entre 2000 et 2002 (de 66 TWh en 2000 à 45,2 TWh en 2002) s'explique essentiellement par la modification du régime d'exploitation des actifs de la Compagnie Nationale du Rhône précédemment intégrés au parc EDF.

5.1.1.2 Production nucléaire

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales nucléaires constitue, au 31 décembre 2004, 87 % de sa production totale d'électricité. Ce parc, dont l'âge moyen est d'environ 19 ans, dispose au 31 décembre 2004 d'une puissance installée totale de 63 130 MW. Les caractéristiques de cette production sont détaillées ci-après.

L'électricité nucléaire

Historique

Le recours très important à l'électricité nucléaire en France (plus de 85 % de la production) relève d'une politique d'indépendance énergétique nationale lancée dès l'après-guerre et considérablement accélérée à la suite du choc pétrolier de 1973.

L'acte fondateur du développement nucléaire en France intervient en 1945 avec la création du Commissariat à l'énergie atomique (CEA). Trois ans plus tard, en 1948, les équipes du CEA construisent et font fonctionner la première « pile » nucléaire en Europe. La première production d'électricité d'origine nucléaire en France a lieu en 1956, à Marcoule, dans un réacteur d'essais du CEA.

L'inauguration en 1963 de la première centrale de taille commerciale intervient avec la mise en service de la première tranche de la centrale EDF de Chinon (70 MW). Cette centrale, ainsi que la plupart des autres unités dont la construction est engagée au début des années soixante, relèvent de la filière UNGG (Uranium Naturel Graphite Gaz) de conception entièrement française. En 1967, la centrale de Chooz est couplée au réseau. Il s'agit de la première centrale de type « réacteur à eau pressurisée) (« REP ») mise en service par EDF. Sa puissance est de 305 MW. Pour des raisons d'ordre technique et économique, le développement électronucléaire se poursuit, à partir de 1968, avec la construction de réacteurs de la filière REP, alors réalisés sous licence américaine Westinghouse et qui seront progressivement adaptés aux spécifications et aux besoins français (mise en œuvre de technologies d'origine française, prise en compte des évolutions de la réglementation française, intégration du retour d'expérience des paliers...).

Un important programme d'équipement électronucléaire a été engagé en 1968 puis a été accéléré en 1974, suite au premier choc pétrolier, avec le Plan Messmer. Il a alors été mené à bien dans des délais très courts, sans problème majeur. La réussite de cet effort d'équipement d'envergure s'explique notamment par deux facteurs, la standardisation et la concentration des compétences :

- Le programme électronucléaire français a été lancé et s'est poursuivi par la construction de séries standardisées appartenant à la même filière — correspondant à des paliers de puissance électrique de 900, 1 300 et 1 450 MW. Ce programme a permis d'accumuler rapidement une grande expérience. Du fait de la construction de séries standardisées, les enseignements tirés de la construction et du fonctionnement d'une centrale ont conduit à des améliorations qui ont pu être facilement généralisées à l'ensemble du parc. Cette standardisation a également permis un raccourcissement des délais de construction des centrales et une nette diminution de leur coût.
- Le rôle d'architecte-ensemblier qui assure à EDF la maîtrise de sa politique industrielle de conception, de construction et d'exploitation de son parc de centrales. Cette approche « intégrée » est peu répandue chez les autres électriciens et constitue une spécificité d'EDF. Cette concentration de compétences vient renforcer le phénomène de standardisation en faisant bénéficier tout le parc du retour d'expérience : les modifications apportées à une centrale sont intégrées dans les autres centrales et dans la conception des nouvelles centrales, offrant un parc de production homogène ainsi qu'une sûreté toujours renforcée et des coûts de production optimums.

Parallèlement à la réalisation de ce parc électronucléaire, la France a développé les technologies et les installations industrielles permettant d'assurer l'ensemble des opérations du cycle du combustible nucléaire.

Fonctionnement d'une centrale nucléaire

Caractéristiques communes de fonctionnement des centrales nucléaires

Le fonctionnement des centrales nucléaires se caractérise par trois principaux éléments et leur association :

- *Le combustible* : uranium naturel ou uranium enrichi dans son isotope 235 (sous forme d'oxyde d'uranium UO_2), ou mélange uranium-plutonium (MOX), ou thorium (exceptionnellement).

Le combustible le plus couramment utilisé dans les centrales nucléaires est l'uranium, un métal relativement abondant dans l'écorce terrestre. Parmi tous les corps élémentaires existants dans la nature, seul l'atome d'uranium 235 — l'un des trois types d'atomes, ou isotopes, constitutifs de l'élément uranium — possède la propriété spécifique d'être fissile : son noyau, lorsqu'il est percuté par un neutron, se brise en deux noyaux plus petits. Cette fission dégage de l'énergie, notamment sous forme de chaleur. En se brisant, l'atome libère deux ou trois neutrons qui iront à leur tour briser d'autres noyaux, et ainsi de suite pour générer une réaction en chaîne. Cette réaction est engendrée artificiellement à l'intérieur du réacteur nucléaire et fournit la chaleur nécessaire au fonctionnement de la centrale. La fission de l'uranium produit elle-même spontanément une autre matière fissile, le plutonium, qui dans son isotope 239 contribue déjà à hauteur de 40 % à l'énergie produite au sein même du combustible.

L'uranium minier doit subir un cycle de préparation et de conditionnement, notamment d'enrichissement en isotope 235, avant de pouvoir être utilisé comme combustible, sous forme d'oxyde d'uranium UO_2 dans les centrales. Ce cycle est décrit au paragraphe 5.1.1.2.5 ci-dessous.

Au terme des opérations de retraitement-recyclage du combustible UO_2 usé, les déchets de haute activité sont conditionnés par vitrification et les matières valorisables, c'est-à-dire l'uranium encore faiblement enrichi et le plutonium résiduel, sont séparées pour être recyclées. Le plutonium est ainsi réutilisé sous forme de combustible composé d'oxyde mixte de plutonium et d'uranium dit « MOX ». Ce combustible est utilisé actuellement dans les centrales nucléaires françaises de 900 MW de manière identique au combustible UO_2 (voir paragraphe 5.1.1.2.5 ci-dessous).

Par ailleurs, des réacteurs industriels ont également été construits (dont en France Phénix, toujours en fonctionnement, et Superphénix, en cours de déconstruction) pour tirer parti de l'une des propriétés du plutonium qui est de pouvoir, lors de la fission (avec des neutrons « rapides »), produire plus de matière fissile que ce qui est consommé. Ce fonctionnement en « surgénérateur » n'est pas aujourd'hui appelé à un développement commercial en France mais représente un potentiel en terme de ressources énergétiques pour un futur développement de l'énergie nucléaire.

- *Le modérateur* (substance utilisée pour ralentir les neutrons et contrôler ainsi la réaction en chaîne) : eau ordinaire, eau lourde, graphite.
- *Le caloporteur* (fluide d'extraction de la chaleur produite par les réactions de fission du combustible nucléaire) : eau ordinaire sous pression ou bouillante, eau lourde, gaz carbonique, sodium (pour les réacteurs à neutrons rapides), hélium.

Les différentes filières nucléaires

Les centrales issues des filières de première et deuxième génération (c'est-à-dire celles issues de la filière UNGG ou celles intégrant des réacteurs à eau lourde ou neutrons rapides) ont été supplantées par les centrales issues de la filière à eau pressurisée (REP). Cette filière est la plus développée dans le monde, notamment en Europe occidentale, avec plus de 50 % des réacteurs en service. EDF considère que c'est vraisemblablement autour du concept « Eau Pressurisée » que seront construites l'essentiel des futures centrales nucléaires (EPR, VVER russes, APWR...) dans les 30 ans à venir.

Fonctionnement des centrales EDF à eau pressurisée (REP)

Le circuit primaire. L'uranium, enrichi dans son isotope 235, est conditionné sous forme de petites pastilles de céramique dure qui retiennent l'essentiel des produits de fission. Celles-ci sont empilées dans des gaines métalliques étanches réunies en assemblages. Placés dans une cuve en acier remplie d'eau, ces assemblages forment le cœur du réacteur. La masse et la disposition des assemblages permettent de générer la réaction en chaîne, qui les porte à haute température. L'eau de la cuve s'échauffe à plus de 300°C à leur contact. Elle est maintenue sous pression, ce qui empêche l'eau de bouillir, et circule dans un circuit fermé appelé circuit primaire. Pour faire varier la puissance du réacteur, on agit sur l'intensité de la réaction en chaîne au moyen de barres de contrôle constituées de matériaux ayant la faculté d'absorber les neutrons. En enfonçant plus ou moins profondément ces barres dans le cœur du réacteur, on peut moduler sa puissance, le maintenir en marche ou l'arrêter. En cas de situation anormale, des barres de contrôle chutent automatiquement dans le cœur, stoppant instantanément les réactions de fission au sein du réacteur.

Le circuit secondaire. Par l'intermédiaire d'un générateur de vapeur, le circuit primaire communique sa chaleur à l'eau circulant dans un autre circuit fermé, le circuit secondaire. Le générateur de vapeur est un assemblage de plusieurs milliers de tubes en forme de U à l'intérieur desquels pénètre l'eau chaude du circuit primaire. Ces tubes baignent dans l'eau du circuit secondaire qui bout à leur contact et se transforme en vapeur. La pression de cette vapeur fait tourner la turbine à laquelle est couplé l'alternateur qui génère l'électricité. Au sortir de la turbine, la vapeur est refroidie, condensée et renvoyée dans le générateur de vapeur.

Le bâtiment réacteur et la salle des machines. L'ensemble du circuit primaire, y compris les générateurs de vapeur (on en compte trois ou quatre reliés à la cuve), est enfermé dans une enceinte étanche en béton : le bâtiment réacteur. Ce cylindre mesure environ 50 mètres de diamètre et 60 à 75 mètres de hauteur avec son dôme. Le groupe turbine-alternateur, qui constitue la partie « classique » d'une centrale nucléaire, est implanté dans un bâtiment attenant appelé salle des machines.

Le circuit de refroidissement. Pour que le système fonctionne en continu, il faut assurer son refroidissement. C'est le but d'un troisième circuit indépendant des deux autres, le circuit de refroidissement. Sa fonction est de condenser la vapeur sortant de la turbine. Pour cela est aménagé un condenseur, appareil formé de milliers de tubes dans lesquels circule de l'eau froide prélevée à une source extérieure : rivière ou mer. Au contact de ces tubes, la vapeur se condense pour se retransformer en eau. Quant à l'eau de refroidissement du condenseur, elle est rejetée, légèrement échauffée, à la source d'où elle provient. Si le débit de la rivière est trop faible, ou si l'on veut limiter son échauffement, des tours de refroidissement, ou aéroréfrigérants, sont utilisées. L'eau échauffée provenant du condenseur, répartie à la base de la tour, est refroidie par le courant d'air qui monte dans la tour. L'essentiel de cette eau retourne vers le condenseur, une petite partie s'évapore dans l'atmosphère et provoque les panaches blancs de vapeur d'eau s'élevant des tours de réfrigération.

Le pilotage. Toutes les fonctions importantes des centrales nucléaires sont télécommandées et surveillées depuis la salle de commande. Les opérateurs veillent à la sûreté du fonctionnement et ajustent la puissance du réacteur à la demande du système électrique.

Le schéma ci-dessous décrit une centrale REP :

Cycle d'exploitation

Les centrales REP fonctionnent selon des cycles de 12 ou 18 mois puis s'arrêtent pour que soit remplacée une fraction du combustible chargé en cœur. La longueur de ces cycles dépend du taux d'irradiation maximal du combustible. La répartition du parc selon les deux cycles est actuellement la suivante :

- Cycle de 12 mois : les vingt-huit tranches CP1 et CP2 du palier 900 MW et les quatre tranches N4 jusqu'en 2007 ;
- Cycle de 18 mois : les six tranches CP0 du palier 900 MW et les 20 tranches du palier 1 300 MW, et à partir de 2007 les quatre tranches N4.

L'existence de ces deux cycles est liée à un mode de fonctionnement des centrales en base et semi-base. Ces deux durées de fonctionnement permettent en effet à EDF de suivre la forte saisonnalité de la demande (de 30 GW à 80 GW) tout en tirant le meilleur parti du combustible en réacteur.

Un arrêt de centrale (« arrêt pour simple rechargement » — ASR) pendant lequel le rechargement du combustible est la seule opération réalisée, a actuellement une durée moyenne de 38 jours. Les centrales font également l'objet d'arrêts pouvant prendre les formes suivantes :

- la Visite Partielle (« VP »), consacrée au rechargement du combustible et à la maintenance dont la durée moyenne est de 59 jours et qui intervient en alternance avec l'ASR ;
- la Visite Décennale (« VD »), lors de laquelle un contrôle approfondi des principaux composants est réalisé par EDF, celle-ci étant d'une durée moyenne de 100 jours.

5.1.1.2.1 Le parc nucléaire d'EDF

EDF décline son modèle de réacteur REP selon trois niveaux, ou paliers, de puissance électrique disponible :

- le palier 900 MW (CPO, CP1 et CP2[2]) composé de 34 tranches d'environ 900 MW (soit une puissance totale de 30 770 MW),
- le palier 1 300 MW (P4 et P'4[2]) composé de 20 tranches d'environ 1 300 MW (soit une puissance totale de 26 370 MW),

(2) Codification EDF des séries technologiques d'un palier :
- CP pour « Contrats Programmes », nom donné à l'origine aux contrats passés pour le palier 900 MW.
- P4 pour : « Pressurisé 4 boucles primaires » et N4 pour « Nouveau 4 boucles primaires ».

- le palier N4[2], le plus récent, composé de 4 tranches d'environ 1 500 MW (soit une puissance totale de 5 990 MW), soit un ensemble de 58 tranches en fonctionnement réparties sur 19 sites et constituant une puissance totale installée de 63 130 MW.

Le tableau ci-dessous présente le parc nucléaire REP d'EDF de façon plus détaillée :

CENTRALE	N° DE TRANCHE	ANNÉE DE MISE EN SERVICE INDUSTRIEL	PALIER
Bugey	2	1979	900 MW-CP0
Bugey	3	1979	900 MW-CP0
Bugey	4	1979	900 MW-CP0
Bugey	5	1980	900 MW-CP0
Fessenheim	1	1978	900 MW-CP0
Fessenheim	2	1978	900 MW-CP0
Blayais	1	1981	900 MW-CP1
Blayais	2	1983	900 MW-CP1
Blayais	3	1983	900 MW-CP1
Blayais	4	1983	900 MW-CP1
Dampierre	1	1980	900 MW-CP1
Dampierre	2	1981	900 MW-CP1
Dampierre	3	1981	900 MW-CP1
Dampierre	4	1981	900 MW-CP1
Gravelines	1	1980	900 MW-CP1
Gravelines	2	1980	900 MW-CP1
Gravelines	3	1981	900 MW-CP1
Gravelines	4	1981	900 MW-CP1
Gravelines	5	1985	900 MW-CP1
Gravelines	6	1985	900 MW-CP1
Tricastin	1	1980	900 MW-CP1
Tricastin	2	1980	900 MW-CP1
Tricastin	3	1981	900 MW-CP1
Tricastin	4	1981	900 MW-CP1
Chinon B	1	1984	900 MW-CP2
Chinon B	2	1984	900 MW-CP2
Chinon B	3	1987	900 MW-CP2
Chinon B	4	1988	900 MW-CP2
Cruas	1	1984	900 MW-CP2
Cruas	2	1985	900 MW-CP2
Cruas	3	1984	900 MW-CP2
Cruas	4	1985	900 MW-CP2
St Laurent	1	1983	900 MW-CP2
St Laurent	2	1983	900 MW-CP2
Flamanville	1	1986	1 300 MW-P4
Flamanville	2	1987	1 300 MW-P4
Paluel	1	1985	1 300 MW-P4
Paluel	2	1985	1 300 MW-P4
Paluel	3	1986	1 300 MW-P4
Paluel	4	1986	1 300 MW-P4
St Alban	1	1986	1 300 MW-P4
St Alban	2	1987	1 300 MW-P4
Belleville	1	1988	1 300 MW-P'4
Belleville	2	1989	1 300 MW-P'4
Cattenom	1	1987	1 300 MW-P'4
Cattenom	2	1988	1 300 MW-P'4
Cattenom	3	1991	1 300 MW-P'4
Cattenom	4	1992	1 300 MW-P'4
Golfech	1	1991	1 300 MW-P'4
Golfech	2	1994	1 300 MW-P'4
Nogent	1	1988	1 300 MW-P'4
Nogent	2	1989	1 300 MW-P'4
Penly	1	1990	1 300 MW-P'4
Penly	2	1992	1 300 MW-P'4
Chooz B	1	2000	1 500 MW-N4
Chooz B	2	2000	1 500 MW-N4
Civaux	1	2002	1 500 MW-N4
Civaux	2	2002	1 500 MW-N4

La première tranche du palier 900 MW a été mise en service industriel à Fessenheim en 1978. La tranche la plus récente a été mise en service industriel à Civaux en 2002. Aujourd'hui, ce parc est fort d'un retour d'expérience équivalent à plus de 1 100 années-réacteurs (somme arithmétique des années d'exploitation des centrales REP EDF). Le parc nucléaire d'EDF est arrivé à maturité, mais reste encore jeune, avec un âge moyen d'environ 19 ans pour une durée de vie technique estimée supérieure à 40 ans.

EDF est propriétaire de 50 % de Tihange en Belgique et détient des participations dans des centrales d'EnBW.

EDF est propriétaire non seulement des installations nucléaires, mais des sites eux-mêmes, ce qui présente un avantage pour le renouvellement du parc. En effet, EDF dispose déjà des emplacements nécessaires à la construction de nouvelles centrales.

Les centrales d'EDF issues des filières de première génération ont été progressivement mises à l'arrêt et sont actuellement en cours de déconstruction.

La carte ci-dessous présente le parc nucléaire actuel d'EDF et indique les réacteurs en activité et en déconstruction :

■ ▲ ● ◆ **En activité**
□ △ ○ ◇ **En déconstruction**

Réacteursen déconstruction
Chinon A1, A2, A3
Saint-Laurent A1, A2
Bugey 1 = 6 UNNG
ChoozA1= 1REP
Creys-Malville = 1 RNR
Brennilis = 1 EL

■ □ **REP** : Réacteur à Eau Pressurisée
● ○ **RNR** : Réacteur à Neutrons Rapides
◆ ◇ **EL** : Eau Lourde
▲ △ **UNGG** : Uranium Naturel Graphite Gaz

Le parc nucléaire est exploité par la Division Production Nucléaire (« DPN »), qui compte 20 070 salariés à la fin 2004.

Contrats d'allocation de production

EDF a développé la coopération industrielle avec des opérateurs européens dans le domaine nucléaire, sous forme de contrats d'allocation de production adossés à des tranches du parc nucléaire français d'EDF. Ainsi, EDF compte, dans son parc, 4 centrales en participation (à hauteur de 1,4 GW) avec les énergéticiens européens suivants :

- Fessenheim 1-2 (tête de série CP0) : EnBW (17,5 %) et un groupement d'électriciens suisses CNP (15 %),
- Bugey 2-3 : Electricité de Laufenbourg en Suisse (17,5 %),
- Tricastin 1-4 (tête de série CP1) : Electrabel (12,5 %),
- Cattenom 1-2 (tête de série P'4 1 300 MW) : EnBW (5 %).

Le principe de ces contrats d'allocation de production, au niveau de chaque centrale concernée, est de mettre à disposition des partenaires — en contrepartie du règlement de leur quote-part des frais de construction, des coûts annuels d'exploitation (incluant le coût du combustible), des taxes locales et spécifiques au nucléaire et des coûts liés à sa déconstruction — la part de l'énergie produite leur revenant effectivement. Dans ces opérations, les partenaires ont partagé avec EDF les risques industriels lors du développement du parc (3 têtes de série sont concernées) et assument ceux de l'exploitation actuelle des centrales. En revanche, ils n'ont aucun rôle opérationnel.

Par ailleurs, EDF a conclu un second type de contrat d'allocation de production (pour un total de 2 GW) permettant aux partenaires d'EDF de bénéficier d'une quote-part de production d'électricité adossée à un parc de centrales déterminé. Ces contrats concernent les centrales suivantes :

- Chooz B1-B2 (tête de série N4) : Electrabel et la société belge SPE (25 %).
- Cattenom 3-4 : Electricité de Laufenbourg en Suisse (7,8 %) et un groupement d'électriciens suisses CNP (21,8 %).

5.1.1.2.2 Environnement, Sûreté, Radioprotection

A. Le respect de l'environnement

Des efforts importants sont entrepris en permanence par EDF afin de réduire le volume et l'impact des rejets gazeux et liquides de ses centrales nucléaires dans l'environnement. De 1990 à 2000, tout en étant déjà largement inférieur aux limites réglementaires, EDF a divisé par 30 les rejets liquides (hors tritium et carbone 14). Quant à l'exposition due aux rejets gazeux extrêmement dilués, elle est 1 000 fois inférieure à la limite réglementaire pour le public et plus de 2 000 fois inférieure à la radioactivité naturelle.

Les graphiques ci-dessous présentent l'évolution des rejets depuis 1992 :

Activité moyenne hors tritium rejetée dans les effluents liquides par tranche REP (en GBq)

Activité moyenne des gaz rejetée par tranche REP (en TBq)

Sur le plan de la gestion des déchets d'exploitation, des actions sont entreprises afin de limiter leur entreposage sur l'ensemble des sites nucléaires. Ainsi, l'année 2004 est marquée par :

- une diminution des déchets de faible et moyenne activité (« FA.MA ») entreposés sur les sites (–18 % pour les coques, –22 % pour les fûts) ;
- les premières évacuations des déchets de très faible activité (« TFA ») vers le centre de stockage des déchets à très faible activité de l'Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs (l'« ANDRA ») ;
- la mise en exploitation des aires de transit d'entreposage pour les déchets de très faible activité sur tous les sites nucléaires.

Pour une description du traitement des déchets nucléaires de l'aval du cycle du combustible et de la déconstruction, voir respectivement les paragraphes 5.1.1.2.5 et 5.1.1.2.7 ci-dessous.

Dans le cadre de la démarche de certification ISO du Groupe (voir paragraphe 7.3.2 ci-dessous), une démarche de certification ISO 14 001 a été entreprise pour l'ensemble des unités de la Division Production Nucléaire. Au 30 juin 2004, l'ensemble des unités de production étaient certifiées.

B. Une démarche de sûreté nucléaire omniprésente

La sûreté nucléaire regroupe l'ensemble des dispositions techniques, organisationnelles et humaines qui sont destinées à prévenir les risques d'accidents et à en limiter les effets, et qui sont mises en œuvre à toutes les étapes de la vie d'une centrale nucléaire — de la conception à l'exploitation et jusqu'à la déconstruction.

EDF, en sa qualité d'exploitant nucléaire, assume la responsabilité de la sûreté nucléaire. Celle-ci fait l'objet de nombreux contrôles.

Le contrôle externe de la sûreté des installations nucléaires en France est assuré par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (« ASN »), organisme de plus de 300 personnes, placé sous l'autorité conjointe des ministres chargés de l'industrie, de l'environnement et de la santé. L'ASN est représentée, à l'échelon national, par la Direction Générale de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection (« DGSNR »). Ce contrôle externe est complété par la réalisation de contrôles internationaux. En outre, EDF réalise des contrôles internes, notamment par l'intermédiaire de l'Inspecteur Général pour la Sûreté Nucléaire.

La réalisation du programme électronucléaire français a conduit à la mise en place par EDF d'une démarche de sûreté qui :

- prend en compte, dès la conception, les risques qui pourraient survenir en cours d'exploitation des centrales, qu'ils soient liés au fonctionnement propre des installations ou à des agressions internes ou externes ;

- repose sur l'application de règles d'exploitation rigoureuses mais aussi sur l'attitude prudente et interrogative des équipes techniques au travers de la formation et de la mise en place d'une véritable « culture de la sûreté » ;
- s'appuie sur l'expérience accumulée de l'exploitation d'un parc standardisé de 58 réacteurs (soit plus de 1 100 années réacteurs) ;
- bénéficie d'une ingénierie nucléaire et d'une R&D intégrées au Groupe pour anticiper la résolution de défaillances, maintenir les installations en l'état, faire évoluer les matériels de manière continue, réévaluer les marges de sûreté et assurer la veille technologique et la mise en œuvre de techniques nouvelles plus performantes.

Ainsi, EDF a mis en place des procédures de contrôle interne. A titre d'exemple,

- EDF réalise tous les trois ans pour chaque centrale des Evaluations Globales de Sûreté qui se déroulent sur 3 semaines et impliquent environ 30 inspecteurs ;
- L'inspecteur Général pour la Sûreté Nucléaire, rattaché à et nommé par la Présidence d'EDF, effectue des audits qui permettent de porter chaque année un avis sur la sûreté globale du parc nucléaire et de proposer à la direction de l'entreprise des actions de progrès.

EDF fait également l'objet des contrôles externes suivants :

- A l'échelon national :
  - — Des inspections réglementaires sont menées sur sites par l'ASN, de façon programmée ou inopinée (environ 300 inspections par an) ;
  - — Un processus de réexamen décennal de sûreté a également été mis en place depuis 1990. Il vise à renforcer la maîtrise de la conformité au référentiel de sûreté et de réévaluer ce dernier en fonction du retour d'expérience et des nouvelles connaissances acquises. Ce référentiel ainsi réévalué est ensuite stabilisé jusqu'au réexamen suivant. Les objectifs sont fixés par l'ASN (qui en contrôle le respect), EDF propose des solutions pour y répondre et les met en oeuvre après approbation de l'ASN. Les contrôles et vérifications à effectuer en fonction du référentiel de sûreté ainsi réévalué sont effectués durant les Visites Décennales. Le premier réexamen de sûreté a été engagé dans le cadre des deuxièmes Visites Décennales : il vient de s'achever pour le palier 900 MW, et est en cours pour le palier 1 300 MW. Les troisièmes Visites Décennales devraient commencer avec celle de Fessenheim prévue en 2008. Le réexamen décennal de sûreté constitue une étape essentielle de l'allongement de la durée de vie des centrales (voir paragraphe 5.1.1.2.7 « La déconstruction des centrales nucléaires » ci-dessous).
- A l'échelon international, des inspections permettant la mise en commun d'une expérience acquise dans le monde, ont lieu régulièrement :
  - — Les OSART (Operational Safety Review Team) de l'AIEA (Agence Internationale de l'Energie Atomique), sont effectuées à la demande de l'ASN et ont pour objectif de formuler des recommandations et de procéder à la diffusion de bonnes pratiques ; et
  - — Les visites internationales « Peer Review » menées par le WANO (World Association of Nuclear Operators) sont organisées à la demande d'EDF et portent sur l'évaluation des performances de sûreté et permettent également la diffusion de bonnes pratiques.

C. Mise en place d'un dispositif d'alerte

En cas de situation accidentelle, une organisation de crise est prévue pour permettre de limiter les conséquences sur l'environnement et les populations. Pour assurer la sécurité de l'installation et la protection des populations, le dispositif s'appuie sur deux plans étroitement coordonnés, conçus pour le niveau national et le local : il s'agit du Plan d'Urgence Interne (« PUI »), élaboré par EDF, et du Plan Particulier d'Intervention (« PPI »), élaboré par les préfets en collaboration avec les services de l'Etat et EDF. Afin d'assurer une meilleure efficacité et donc une meilleure protection des populations, ces plans ont récemment évolué, notamment en matière de prise en compte du risque terroriste.

La pertinence du dispositif d'alerte, d'information et de protection des populations est évaluée régulièrement au travers d'exercices de simulation d'accidents, qui permettent d'assurer le bon fonctionnement de l'organisation de crise mais aussi d'améliorer son contenu, en clarifiant notamment les rôles et en validant l'ensemble des moyens matériels et humains sollicités. Chaque année, une centaine d'exercices sont organisés pour l'ensemble du parc nucléaire français, soit environ un tous les trois jours. Une dizaine d'entre eux sont d'ampleur nationale, sous la direction de l'ASN et impliquant EDF, la préfecture et les pouvoirs publics.

D. Échelle de classement des événements significatifs pour la sûreté (ESS)

Dans un souci de transparence, la France a mis en place dès 1987 une échelle de classement des événements significatifs, dont le principe a été repris au plan international au début des années 1990 (échelle INES — *International Nuclear Event Scale*). Elle est destinée à faciliter la perception de l'importance des incidents ou accidents survenant dans les installations nucléaires. Les événements sont classés sur une échelle à 7 niveaux (de 1 à 7) suivant leur importance. Ceux sans conséquence pour la sûreté nucléaire sont qualifiés « d'écarts » ou encore nommés événements de niveau 0.

Depuis la mise en place de cette échelle, aucun événement de niveau 3 (*Incident grave* — très faible rejet à l'extérieur, et exposition du public représentant une fraction des limites réglementaires) et au-delà n'a été déclaré sur le parc nucléaire français. Il y a depuis 2002 un événement de niveau 2 (*Incident* assorti de défaillances importantes des dispositions de sûreté et/ou contamination importante ou surexposition d'un travailleur) déclaré par an sur l'ensemble du parc nucléaire français, résultant seulement de défaillances des dispositions de sûreté (avant 2002, en moyenne 2 événements étaient recensés par an). La moyenne annuelle de déclaration d'événements de niveau 1 (*Anomalie* sortant du régime de fonctionnement autorisé pour cause de défaillance de matériel, d'erreur humaine ou d'insuffisances dans les procédures) par tranche se situe autour de un. Le nombre d'événements classés par an pour le parc nucléaire est donc de l'ordre de un par tranche.

Depuis plusieurs années, le nombre moyen d'événements recensés de niveau 0 se stabilise entre six et sept par tranche et par an. Cette stabilité s'explique par une amélioration de la détection d'événements, dont la gravité globale est en décroissance. Ainsi, le nombre des arrêts automatiques de réacteur et celui des non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation (événements ayant un effet visible sur la tranche ou générant le franchissement d'une limite d'exploitation) sont en diminution, grâce à des actions tant sur les installations que sur les modalités d'exploitation.

Les deux graphiques ci-dessous illustrent ces évolutions :

E. Radioprotection

Dans une centrale, les sources de rayonnements ionisants ont des origines diverses : le combustible lui-même, les équipements activés par les flux neutroniques (particulièrement ceux qui sont proches du cœur tels la cuve ou son couvercle), des particules issues de la corrosion du circuit primaire des réacteurs et véhiculées par le fluide primaire. Le niveau d'exposition d'une personne est quantifié par l'équivalent de dose exprimé en sieverts (Sv). La somme des équivalents de dose, appelée dosimétrie collective et exprimée en hommes–sieverts, est utilisée comme indicateur du niveau de dose reçu par l'ensemble des intervenants. La mobilisation des acteurs de terrain a permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants.

Ainsi que l'indique le graphique ci-dessous, la dose collective annuelle moyenne de l'ensemble des travailleurs, salariés d'EDF et d'entreprises extérieures, amenés à intervenir dans les centrales a été divisée par deux en moins de dix ans. En 2004, le résultat est de 0,80 homme-sieverts par réacteur et par an, résultat comparable aux valeurs moyennes enregistrées par des exploitants allemands, japonais ou américains pour des réacteurs de même technologie, c'est-à-dire à eau pressurisée.

Radioprotection
Dose collective moyenne par tranche

En matière de dose individuelle de rayonnement, des progrès importants ont également été obtenus au cours des dix dernières années :

- la dose individuelle annuelle moyenne des intervenants a été réduite de 4,6 à 1,7 millisieverts, valeur comparable au niveau moyen d'irradiation naturelle en France ;
- le nombre de travailleurs présentant une dose individuelle cumulée sur douze mois supérieure à 20 millisieverts est passé de 766 fin 1994 à 0 fin 2004. Ce seuil de 20 millisieverts correspond à la limite annuelle prévue par le décret n° 2003-296 du 31 mars 2003, devenue applicable à compter d'avril 2005. EDF avait fixé ce seuil comme limite dès l'année 2000. Le graphique ci-dessous illustre cette évolution :

Radioprotection :
Nombre d'intervenants (EDF et prestataires) dont la dose annuelle est supérieure à 20 mSv

Ces progrès ont été obtenus grâce à l'implication des équipes de direction à tous les niveaux de l'entreprise, la sensibilisation et la formation des intervenants, un partage des enjeux et un dialogue constant avec les entreprises extérieures intervenant sur les installations. Ils sont aussi le fruit d'investissements humains (par exemple fractionnement d'une même tâche sur plusieurs intervenants par exemple) et matériels (solutions faisant moins appel à l'homme, balisage des zones sensibles,...) réalisés spécifiquement pour réduire l'exposition aux doses de rayonnement.

Pour les années à venir, le potentiel de progrès en matière de réduction des doses collectives et individuelles apparaît beaucoup plus limité, compte tenu des niveaux déjà atteints. L'effort devra porter de préférence sur les centrales dont les résultats dosimétriques sont les moins bons, notamment en procédant à l'assainissement des circuits.

La propreté radiologique des installations vise à limiter les risques de dispersion, dans l'environnement immédiat du chantier, de la contamination résultant notamment de la présence de produits de corrosion radioactifs. Elle a également fait l'objet d'efforts importants à la suite de différents écarts, sans conséquence sanitaire, survenus à la fin des années 1990 (en particulier découverte de contamination d'emballages de combustibles usés). Ces efforts, notamment en matière de moyens de contrôle et de ressources humaines dédiées, ont porté leurs fruits. La recherche d'un niveau comparable aux meilleurs exploitants mondiaux impose une poursuite du travail sur l'amélioration des comportements, tout en réalisant des investissements ciblés en termes d'aménagement des locaux ou de matériels.

L'amélioration continue des résultats en radioprotection, implique une élévation de la qualité de la culture de la radioprotection au même niveau que la culture de la sûreté. Cette ambition se traduit notamment par la volonté de renforcer les équipes de spécialistes de radioprotection sur le terrain en nombre et en compétences.

5.1.1.2.3 Les performances d'exploitation du parc nucléaire

Le nucléaire est un moyen de production dont le coût variable, essentiellement constitué par le combustible, est faible puisqu'il représente moins de 30 % des coûts d'exploitation[3]. Le niveau de production atteint et l'optimisation des coûts d'exploitation fixes sont donc les principaux leviers de compétitivité du parc nucléaire. Les leviers relatifs au cycle du combustible sont abordés par ailleurs au paragraphe 5.1.1.2.5 ci-dessous. EDF cherche à accroître, toutes choses égales par ailleurs, le volume de MWh produits et à diminuer les coûts d'exploitation hors combustible.

A. Production et disponibilité

Sur la période 1990-2004, la production moyenne annuelle des tranches françaises a progressé d'environ 30 % pour l'ensemble du parc, avec une augmentation nettement plus forte — de l'ordre de 40 % — pour le palier 1 300 MW (grâce notamment au passage à des cycles de 18 mois), que pour les tranches du palier 900 MW, qui ont néanmoins progressé de près de 15 %.

Le taux de production du parc nucléaire français (production annuelle réelle rapportée à la capacité de production théorique maximale) atteint 76,9 % en 2004. Ce niveau résulte pour l'essentiel :

- des facteurs d'indisponibilité technique (arrêts programmés, indisponibilités fortuites, période d'essais), qui représentent 17,2 %, et induisent un taux de disponibilité moyen (capacité de production réelle rapportée à la capacité de production théorique maximale ou Kd) du parc de 82,8 % en 2004 (ce taux est resté supérieur à 80 % au cours des 12 dernières années sauf en 1999 où il était de 79,3 %),
- des modulations de production qui représentent 3,6 % et résultent :
  - — d'une utilisation maximale de l'uranium dans le réacteur, afin de minimiser les coûts d'exploitation, ce qui conduit à une production plus faible en fin de chaque campagne de production,
  - — des demandes de RTE pour baisser la production nucléaire (comme d'autres moyens de production) dans le cadre de sa mission d'équilibre du système électrique,
  - — de limitation de la production de certaines centrales pour garantir que celles-ci seront pleinement disponibles au moment où les besoins des clients sont plus importants (en hiver notamment).
- des contraintes externes (environnement, participation au services-système pour le réseau, climat...) qui représentent 2,3 %.

En 1998 et en 1999, des aléas génériques sur certains paliers du parc avaient conduit à une baisse temporaire de la disponibilité. Depuis lors, les performances techniques d'exploitation du parc nucléaire se sont régulièrement améliorées. Le taux de disponibilité des 54 tranches 900 et 1 300 MW a progressé de 3,5 points entre 1999 et 2004 grâce :

- à l'introduction des cycles de production de 18 mois sur le palier 1 300 MW et CP0,
- à la maîtrise des prolongations d'arrêts, qui représentent en moyenne 8 jours en 2004 contre 17 jours en 1999,
- aux réductions des durées des arrêts de tranche, à titre indicatif diminution de 3 jours en moyenne des ASR et VP entre 2001 et 2004.

En outre, le placement de ces arrêts dans l'année s'est adapté à la saisonnalité de la demande d'électricité. Sur la période d'hiver 2004-2005, seulement 2,5 arrêts étaient programmés (soit une indisponibilité de 2,5 GW) contre 5,5 arrêts sur l'hiver 2001-2002 (soit une indisponibilité de 6,8 GW). En décembre 2004, l'ensemble des 58 tranches du parc était couplé au réseau pendant 18 jours consécutifs.

(3) Les coûts d'exploitation se comprennent comme des coûts *cash* et se définissent de la façon suivante : coûts du combustible (y compris les charges de l'aval du cycle du combustible), dépenses de fonctionnement (achats et services extérieurs, personnel) et dépenses de maintenance (charges et investissements). Ils ne comprennent pas les charges fiscales (y compris locales et spécifiques), les investissements liés à la construction, les charges de déconstruction, ni les dotations aux amortissements et provisions.

Les performances techniques d'exploitation du parc nucléaire peuvent encore progresser. Pour ce faire, des actions sont engagées, visant à :

- réduire les indisponibilités fortuites qui impactent le taux de disponibilité de 3 % en moyenne par an en cherchant à éliminer les causes de pannes récurrentes ;
- poursuivre la réduction de la durée des arrêts de tranche en améliorant l'organisation, en réduisant les volumes de maintenance sur les matériels qui ne touchent pas à la sûreté nucléaire et en engageant avec l'ASN des discussions sur un certain nombre de sujets identifiés ;
- améliorer le rendement des tranches et l'utilisation du combustible.

L'objectif est d'atteindre un taux de disponibilité de 84 % dès 2007, hors avaries particulières et sous condition d'aboutissement des discussions avec l'ASN.

Certains parcs nucléaires étrangers performants (Allemagne, Etats-Unis) affichent un taux de disponibilité de près de 90 %. L'ambition d'EDF est de s'en rapprocher par étapes, bien que des raisons structurelles justifient des écarts :

- conception des installations (équipement qui permet de réaliser des opérations de maintenance tranche en fonctionnement, bâtiment englobant la piscine combustible et le réacteur et qui facilite les opérations de manutention du combustible...) ;
- exigences réglementaires applicables en France, notamment en matière de législation du travail, de sûreté nucléaire... ;
- différences en termes de modes de gestion (cycle de fonctionnement de 18 à 24 mois aux Etats-Unis) et de mode de sollicitation des tranches vis à vis du réseau (fonctionnement en base pour les parcs étrangers).

B. Standardisation du parc et économies d'échelle

Aujourd'hui, le premier atout du parc nucléaire d'EDF est d'être un parc standardisé, c'est-à-dire suivant le même concept et fondamentalement les mêmes principes technologiques, adaptés à la puissance du réacteur. La standardisation peut donc jouer sur l'ensemble du parc, quel que soit le niveau de puissance. Cette standardisation permet de mutualiser les ressources d'ingénierie d'exploitation et de maintenance, les achats, notamment de pièces de rechange et d'anticiper les défaillances des installations par l'analyse des incidents précurseurs, permettant une réduction des risques (malgré le risque d'aléa générique inhérent à un parc standardisé) et des gains économiques.

Le parc bénéficie d'économies d'échelle grâce à trois leviers :

- Pour les paliers 900 MW et 1 300 MW, 6 à 18 tranches de la même série technologique (CP0, CP1, CP2, P4 et P'4) ont été construites. En termes de coûts de construction, l'effet de série s'avère prépondérant et significatif : le coût moyen unitaire d'une série de dix tranches de même puissance standardisées est évalué à environ 10 % de moins que celui d'une série analogue ne comportant que cinq tranches. Les gains obtenus résultent essentiellement de la mutualisation des personnels affectés à la construction et d'un effet d'apprentissage des équipes qui permet de réaliser et mettre les installations plus rapidement en service.
- La puissance des tranches est en augmentation : paliers 900 MW, 1 300 MW puis N4 de près de 1 500 MW. Les réductions de coûts constatées, pour l'ensemble des ressources nécessaires à l'exploitation et la maintenance (effectifs, achats), entre les paliers 900 MW et 1 300 MW, varient entre 20 à 30 % selon les années.
- Plusieurs tranches sont construites sur un même site : dix sites à deux tranches, huit à quatre tranches et un à six, sur un total de dix-neuf sites. Le surcoût de construction, par tranche, d'un site à deux tranches par rapport à un site à quatre tranches a pu être évalué à environ 6 %. Par ailleurs, regrouper plusieurs tranches sur un même site permet de mettre en commun certains ouvrages de site (canal d'amenée/rejet par exemple) ainsi que de mutualiser certaines ressources concernant les activités tertiaires (ressources humaines, logistique,...) mais aussi l'exploitation et la maintenance. A titre d'illustration, l'effectif moyen par tranche sur un site de 6 tranches, est inférieur de 17 % à celui d'un site à deux tranches.

C. Coûts d'exploitation : intercomparaisons et leviers de productivité

En termes de coûts d'exploitation (hors combustible) ramenés à la puissance installée (euros par kW), EDF estime que le parc nucléaire français s'avère compétitif en raison des avantages procurés par la standardisation. Une comparaison, portant sur une quarantaine de tranches en exploitation aux Etats-Unis, fait ressortir un écart moyen favorable à EDF de l'ordre de 45 %, les écarts avec les tranches américaines les plus performantes (premier quartile) étant de l'ordre de 20 % (source : EDF). Toutefois, analysé en termes de coûts d'exploitation (hors combustible) rapportés au volume produit (euros par MWh), l'écart se réduit par rapport aux centrales américaines, même s'il reste en faveur des centrales françaises et se situe globalement aux environs de 30 % (source : EDF). Depuis 2000, du fait de la concurrence croissante entre exploitants européens, EDF ne dispose plus d'études comparant globalement la compétitivité des parcs européens en termes de coûts d'exploitation. La dernière étude réalisée montre que la compétitivité des centrales françaises, en termes de coûts d'exploitation (hors combustible) ramenés à la puissance installée (euros par kW), était avant 2000 inférieure à celle des centrales scandinaves mais supérieure à celle de la centrale belge étudiée de l'échantillon. En termes de coûts d'exploitation (hors combustible) rapportés au volume produit (euros par MWh), EDF estime que le parc nucléaire français enregistrait avant 2000 des performances moindres que ses concurrents étrangers européens, avec

notamment des coûts supérieurs d'environ 15 % aux centrales scandinaves et à la centrale belge étudiée de l'échantillon. Cette différence de compétitivité entre coût par KW et coût par MWh s'explique notamment par les volumes de production par tranche. La part prépondérante du nucléaire dans le « mix énergétique » français (en 2004, avec 427,1 TWh, le nucléaire ayant fourni plus de 87 % de l'énergie produite par EDF) a une contrepartie : le parc est utilisé en base et en semi-base. Dans le reste du monde, les unités nucléaires sont généralement exploitées uniquement en base, c'est-à-dire à pleine puissance et sans modulation de celle-ci. Outre un fonctionnement en base, les centrales étrangères ont souvent des cycles de fonctionnement d'au moins 18 mois (contre 12 à 18 mois en France).

La compétitivité du parc de production d'EDF doit avant tout s'analyser au regard des compositions comparées de l'ensemble des parcs européens. En effet, les coûts d'exploitation du nucléaire restent moins élevés que ceux du thermique à flamme. Dès lors, avec une production à plus de 87 % d'origine nucléaire, le parc de production d'EDF est globalement plus compétitif que le parc des autres électriciens nucléaires européens (Allemagne, Belgique, Royaume-Uni, Espagne) pour lesquels les parts respectives du nucléaire dans la production étaient en 2004 de 27 % pour l'Allemagne, 54 % pour la Belgique, 21 % pour le Royaume-Uni, 22 % pour l'Espagne (Source : EurProg).

L'amélioration des coûts d'exploitation (hors combustible), même si elle ne constitue pas le levier de compétitivité du parc nucléaire le plus important, devrait bénéficier dans les années à venir de la poursuite des actions visant à :

- l'optimisation des processus achats ;
- la stabilisation des volumes de maintenance sur les matériels qui n'affectent pas à la sûreté nucléaire ;
- l'optimisation des dépenses de frais généraux ;
- une plus grande centralisation et une gestion mutualisée des stocks.

5.1.1.2.4 Les prestataires du nucléaire

En tant qu'exploitant nucléaire (hors domaine combustible), EDF fait appel depuis plusieurs décennies à plus de 600 entreprises prestataires pour l'assister dans ses différentes missions.

Les grands groupes suivants sont en relation avec EDF, souvent à travers plusieurs de leurs filiales :

- Areva (Framatome ANP, Cogema, Jeumont, Intercontrole, NNS) ;
- Suez (Endel) ;
- Alstom ;
- Vinci (Tunzini, Sidel, Freyssinet).

Ces trois derniers groupes interviennent notamment pour la fourniture du groupe turbo-alternateur, de travaux de génie civil, chaudronnerie, tuyauterie et automatismes électricité.

Parmi ces prestataires, le groupe Areva occupe une place prépondérante en intervenant dans la fourniture des principaux composants de l'ilôt nucléaire (générateurs de vapeur par exemple) et dans les domaines de la maintenance nucléaire, des examens non destructifs, de la logistique nucléaire et de la déconstruction. Ainsi, ces deux dernières années, le groupe Areva a facturé à EDF un montant annuel d'environ 550 à 650 millions d'euros (hors amont et aval du cycle du combustible).

EDF a également recours aux services de groupes tels que Veolia, Onet, Fives Lille, Cegelec, Eiffage, Bouygues, Amec Spie.

Confronté au risque de voir disparaître la contribution de ces prestataires par suite de cessation ou de réorientation de leur activité, EDF a engagé ces dernières années une politique visant à renforcer les partenariats avec eux. Elle s'est traduite par la signature en 2003 de la « Politique de Relations Industrielles » commune à la Direction Production — Ingénierie et à la Direction des Achats. Celle-ci repose sur les quatre principes suivants :

- élargir le champ des responsabilités des fournisseurs et des prestataires et développer des pratiques contractuelles motivantes ;
- disposer de panels de prestataires pour développer et maintenir la concurrence ;
- confirmer EDF en tant qu'acteur économique et social aux niveaux local et régional ;
- assurer aux intervenants externes des conditions de vie et de travail attractives.

Début 2004, EDF a signé avec ses prestataires une « Charte de Progrès et de Développement Durable » qui l'engage dans les domaines suivants : sélection, formation, radioprotection, conditions de travail et surveillance. Cette charte, qui fait suite à celle de 1997, intègre notamment :

- la création des Commissions Inter-Entreprises sur la Sécurité et les Conditions de Travail (« CIESCT ») ;
- le décret du 31 mars 2003 concernant la protection des personnels (salariés EDF comme ceux des entreprises extérieures) contre les rayonnements ionisants qui fixe la limite légale à 20 mSv/12 mois à partir de 2005). EDF se place parmi les meilleurs exploitants nucléaires en terme de radioprotection, ce qui a été confirmé par le rapport de l'ASN en 2003.

5.1.1.2.5 Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés

La production nucléaire française a représenté 427,1 TWh en 2004, ce qui correspond à un volume d'environ 1 200 tonnes de combustibles consommés (tonnes de métal lourd d'uranium et de plutonium) chaque année, dont environ 1 080 tonnes de combustibles UO_2 (uranium naturel fluoré puis enrichi), 100 tonnes de combustible MOX (combustible fabriqué à partir du plutonium issu du retraitement) et 20 tonnes de combustible URT (uranium de retraitement).

Le cycle du combustible nucléaire regroupe l'ensemble des opérations industrielles menées en France et à l'étranger qui permettent de livrer le combustible pour produire de l'énergie en réacteur, puis d'assurer son évacuation et son traitement. Le cycle se décompose en trois étapes :

- l'amont du cycle : le traitement des concentrés issus du minerai d'uranium, la conversion, l'enrichissement et la fabrication du combustible (plus de deux ans) ;
- le cœur du cycle qui correspond à l'utilisation en réacteur : réception, chargement, exploitation et déchargement (trois à cinq ans) ;
- l'aval du cycle : l'entreposage en piscine, le retraitement des combustibles usés pour réutilisation en réacteurs des matières valorisables, la vitrification des déchets de haute activité, puis l'entreposage des déchets avant stockage.

EDF organise la cohérence d'ensemble des opérations du cycle du combustible. Celles de l'amont et de l'aval sont réalisées par des prestataires généralement au travers de contrats pluri-annuels. EDF assure quant à elle les opérations du cœur du cycle et acquiert l'essentiel des matières premières au stade de l'extraction du minerai (plus de 90 % en 2004), le reste étant acheté, sous forme de produits plus élaborés, au stade de la conversion ou de l'enrichissement. EDF est propriétaire et responsable du combustible durant toutes les étapes suivantes.

Le schéma ci-dessous présente les différentes étapes de ce cycle :

Le coût du combustible se décompose à hauteur d'environ deux tiers à l'amont et un tiers à l'aval. Au sein de l'amont du cycle, les matières premières (dont la conversion), l'enrichissement et la fabrication des combustibles représentent chacun environ un tiers du coût du combustible.

A. L'amont

Afin d'assurer la continuité et la sécurité d'approvisionnement de ses réacteurs, EDF conserve la maîtrise globale de l'ensemble des opérations du cycle à chaque étape, et gère, dans une perspective de long terme, un portefeuille de contrats.

EDF s'appuie pour une part importante sur le groupe Areva qui représentait en 2004 plus de 4/5èmes des achats de l'amont du cycle.

En parallèle, EDF développe une politique industrielle de diversification de ses fournisseurs, dans le sens d'une poursuite de la réduction des coûts dans la durée, dans un marché plus incertain, tout en préservant la sécurité d'approvisionnement. Cette démarche se traduit par des relations contractuelles avec les grands acteurs industriels de l'amont du cycle, de façon à pouvoir disposer d'options industrielles d'approvisionnement diversifiées.

1. L'approvisionnement en uranium naturel

La plus grande partie des approvisionnements en uranium d'EDF est assurée à long terme par des contrats (de 7 à 15 ans) déjà signés ou par des engagements réciproques devant être confirmés par des contrats définitifs. Une part importante de ces approvisionnements est assurée par la Cogema (groupe Areva) à partir de sources géographiques diverses, en particulier le Canada et le Niger. A la fin de l'année 2004, la politique de diversification menée par EDF l'a conduit à renforcer le recours à des fournisseurs autres qu'Areva, et à partir de zones géographiques à fort potentiel (en particulier Australie et CEI).

L'uranium naturel représente environ 25 % du coût du combustible (hors charges relatives à l'aval du cycle).

Cette politique d'achat à long terme contribue à la sécurité d'approvisionnement mais aussi à la couverture partielle du risque prix. En effet, le marché de l'uranium est actuellement déséquilibré : du côté de l'offre, la part actuelle des matières secondaires issues du déstockage et des accords dits « HEU Deal » (voir ci-dessous) s'élève à plus de 40 % et cette source d'approvisionnement n'est pas pérenne. EDF estime qu'une poursuite de la hausse des prix est donc probable dans les années à venir.

A plus long terme, EDF estime que la reprise du nucléaire, et en particulier le développement du programme nucléaire chinois, devrait accroître la demande, la hausse des prix induite contribuant à stimuler la reprise des investissements miniers.

EDF dispose, au travers de ses accords commerciaux, de l'accès aux matières issues de l'uranium militaire russe hautement enrichi, dilué et vendu sur le marché pour des utilisations civiles en exécution de l'accord américano-russe de non-prolifération « *megatons to megwatts* » et des accords commerciaux correspondants dits « *HEU Deal* ».

2. La conversion

Une part importante des besoins d'EDF est assurée par l'usine Comhurex (groupe Areva), avec en complément les autres producteurs mondiaux, British Nuclear Fuel Limited en Grande-Bretagne, Cameco au Canada, Converdyn aux Etats-Unis.

La pérennisation de ce portefeuille passe par un cycle de négociations en cours. EDF estime que les enjeux liés à cette étape du cycle sont limités. En effet, les capacités industrielles actuelles couvrent les besoins mondiaux et par ailleurs le poids financier de l'étape de conversion est faible dans le coût du combustible.

3. L'enrichissement en Uranium 235

Les modes de gestion du combustible nucléaire retenus actuellement par EDF correspondent à des niveaux d'enrichissement (présence de l'isotope 235 dans l'uranium) de 3,4 % pour le palier N4, 3,7 % et 4,2 % pour le palier 900 MW, 4 % pour le 1 300 MW, à comparer à la teneur naturelle initiale de 0,7 %.

L'essentiel des services d'enrichissement achetés par EDF vient de l'usine Eurodif-Georges Besse I (groupe Areva) qui utilise la technologie dite de la diffusion gazeuse. Le groupe Areva a décidé de remplacer l'usine actuelle d'Eurodif au début de la prochaine décennie par une nouvelle installation (Georges Besse II) qui utilisera la technologie de l'ultracentrifugation plus modulaire et peu consommatrice d'électricité.

EDF et Areva déterminent actuellement les conditions dans lesquelles :

- EDF sera preneuse de la production future de George Besse II ;
- la relation contractuelle relative à l'utilisation de George Besse I sera prolongée.

EDF achète des services d'enrichissement complémentaires auprès d'Urenco et Tenex qui utilisent d'ores et déjà la technologie de l'ultracentrifugation.

EDF suit avec attention les différents projets des enrichisseurs et l'évolution de leur position concurrentielle pour se placer au mieux sur le marché de l'enrichissement.

4. La filière uranium de retraitement — URT

Cette filière permet d'utiliser l'uranium encore faiblement enrichi issu du retraitement. Elle fournit actuellement une à deux recharges de combustible par an, qui sont chargées sur deux tranches de la centrale de Cruas. La quantité annuelle non actuellement utilisée est stockée sous forme stable de façon à pouvoir être utilisée ultérieurement, selon l'évolution du marché de l'uranium naturel. L'augmentation actuelle du prix de l'uranium naturel conduit EDF à examiner de façon vigilante l'intérêt économique, actuel et futur, de cette filière. Le renouvellement des contrats de cette filière (conversion, enrichissement, fabrication) est en cours de négociation.

5. Fabrication des assemblages de combustibles

L'essentiel des assemblages de combustibles est fabriqué à partir d'uranium naturel, fluoré puis enrichi (« UO_2 »). Des assemblages peuvent également être fabriqués à partir d'uranium de retraitement (« URT ») ré-enrichi (« URE »). Enfin, des assemblages de combustibles sont fabriqués en utilisant également comme matière fissile le plutonium issu du retraitement (« MOX »).

Les contrats avec les fabricants de combustibles sont conclus pour des durées de quatre à cinq ans pour l'ensemble des besoins et intègrent les évolutions de produits.

Le contrat conclu avec Framatome-ANP (Groupe Areva) en décembre 2002 couvre les produits UO_2, URE et MOX et assure la part prépondérante des besoins d'EDF. Pour le MOX, ce contrat a été conclu en application du protocole d'août 2001 avec la Cogema sur le retraitement (voir paragraphe B.1 ci-dessous).

L'autre fournisseur d'EDF pour les fournitures UO_2 est BNFL-Westinghouse.

Ces contrats de fabrication d'assemblages sont complétés par des contrats de fourniture de services relatifs aux interventions et examens sur site.

La production de Framatome-ANP est assurée dans ses trois usines de Romans, Dessel (Belgique) et Lingen (Allemagne) pour les produits à l'uranium et sous-traitée à l'usine Melox de Cogema pour les assemblages MOX.

La production de Westinghouse est réalisée à Vasteras (Suède) et Juzbado (Espagne).

6. Le renforcement de la compétitivité par l'amélioration du rendement énergétique des combustibles

EDF met en œuvre une stratégie d'augmentation progressive des performances du combustible nucléaire sur ses différents paliers. L'objectif est d'accroître le rendement énergétique du combustible par augmentation du taux de combustion et d'optimiser les cycles d'exploitation afin d'augmenter la disponibilité des tranches tout en permettant des profils d'arrêt cohérents avec la saisonnalisation de la demande selon les périodes de l'année. Le taux de combustion de l'UO_2 est passé de 33 GWj/t au début des années 80 à 45 GWj/t aujourd'hui.

Cette stratégie doit permettre à EDF d'accroître sa compétitivité tout en garantissant le niveau de sûreté de l'exploitation des réacteurs. Des projets d'évolution sont ainsi engagés en priorité pour les tranches 900 MW fonctionnant avec du MOX et les tranches N4, et ultérieurement pour le palier 1 300 MW. Le respect de ces objectifs passe par un important programme d'études qui doit être soumis au préalable à l'ASN pour obtenir les autorisations correspondantes. Ces projets devraient aboutir dans les quelques années à venir si les démonstrations sont jugées satisfaisantes par l'ASN. En outre, ces évolutions ont fait l'objet d'un examen global par EDF permettant de vérifier leur compatibilité avec les installations actuelles du cycle du combustible et d'évaluer les impacts éventuels, à l'amont comme à l'aval du cycle. EDF estime qu'aux conditions réglementaires actuelles, ces évolutions sont réalisables et qu'aucune d'elles ne remet en cause les options industrielles et économiques actuelles.

7. Gestion des stocks de matière et d'assemblages

Les stocks avant mise en réacteur sont d'une part des stocks-outils (en cours de production) immobilisés dans la chaîne industrielle et d'autre part des stocks-tampon de régulation répartis dans les différentes étapes qui permettent d'ajuster les courbes de charge et les aléas des différents processus industriels. En moyenne, les notifications de commandes sont faites en anticipation de un à deux ans par rapport aux besoins de livraison des assemblages.

Les stocks avant mise en réacteur représentent 40 % du stock total (soit environ un an et demi de consommation), les 60 % restants (soit près de deux ans de consommation) étant composés des assemblages consommés progressivement durant leur séjour en réacteur.

Les stocks avant mise en réacteur sont indispensables à la sécurité d'approvisionnement, en donnant de la flexibilité pour s'ajuster au besoin et rendent EDF moins dépendante de ses fournisseurs. L'impact des variations des prix d'approvisionnement des différentes étapes du cycle amont du combustible est atténué par l'utilisation du coût moyen pondéré pour valoriser l'intégralité des stocks de combustible.

Au 31 décembre 2004, l'ensemble des stocks de matière et d'assemblages (avant mise en réacteur et en réacteur) s'élevaient à environ 5 milliards d'euros.

B. L'aval

EDF assume sa responsabilité concernant le devenir et le traitement de ses combustibles usés et des déchets associés. Areva est en charge du retraitement et l'ANDRA, conformément aux orientations définies avec les pouvoirs publics et sous leur contrôle, est en charge des solutions de stockage.

La stratégie d'EDF, en accord avec l'Etat, actuellement retenue en matière de cycle du combustible est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX. Les options actuelles conduisent à retraiter environ 850 tonnes de combustible par an, sur environ 1 200 tonnes de combustibles consommées par an. Cette stratégie associée à l'amélioration des rendements du combustible (qui permet de réduire les quantités de combustibles usés pour une même énergie produite), permet de s'assurer, avec les flexibilités industrielles

existantes, que les quantités de combustibles usés en attente restent cohérentes avec les capacités existantes des piscines d'entreposage.

1. Le retraitement des combustibles nucléaires d'EDF

Les combustibles usés en attente de retraitement sont entreposés dans les piscines de refroidissement sous eau, dans des conditions reconnues sûres sur des échelles de temps de plusieurs décennies. A l'issue d'une période de 15 ans environ après leur déchargement du réacteur, les combustibles UO_2 usés sont traités à l'usine Cogema de La Hague afin de séparer les produits réutilisables des déchets :

- Le plutonium résiduel (à hauteur de 1 % des combustibles UO_2 usés) est séparé et réutilisé comme matière combustible fissile dans les combustibles MOX neufs (voir développements ci-dessous relatifs au détail de la technologie MOX) (teneur 7 %). Après utilisation en réacteur, le combustible MOX usé, qui contient encore une teneur en plutonium d'environ 5 % à plus faible teneur en isotopes fissiles, est entreposé dans la perspective d'une utilisation ultérieure.
- L'uranium encore utilisable (à hauteur de 95 % des combustibles UO_2 usés) est séparé et entreposé en attente de réutilisation dans les réacteurs, selon l'évolution du prix de l'uranium naturel. Deux tranches 900 MW consomment aujourd'hui du combustible à l'URE/URT.
- Les déchets de haute activité (à hauteur de 4 % pour les combustible UO_2 usés), constitués par les produits de fission et les actinides mineurs, sont vitrifiés. Cette étape permet un mode de conditionnement de haute qualité, conforme aux normes de sûreté actuelles et reconnues sur le plan international y compris pour la tenue à très long terme, sous un volume compact et pouvant faciliter leur entreposage et leur stockage ultérieur.

Les relations entre EDF et la Cogema relatives au transport, au retraitement, au conditionnement et au recyclage de déchets pour la période 2001-2015 ont été formalisées par un protocole signé en août 2001.

Ce protocole a notamment été mis en œuvre par un contrat en date du 24 août 2004, applicable pour la période 2001-2007. Ce contrat organise les activités de transport, de traitement et de conditionnement en vue du recyclage du combustible nucléaire usé issu des centrales d'EDF jusqu'à fin 2007, soit des opérations de retraitement allant jusqu'en 2015 environ. Il prévoit :

- La prise en charge et le transport des combustibles nucléaires usés depuis les centrales EDF jusqu'à l'usine de retraitement de La Hague ;
- La séparation des matières combustibles recyclables (uranium, plutonium) des déchets de haute activité pour 5 250 tonnes de combustibles usés, soit une moyenne de 850 tonnes par an à compter de la date de signature du protocole de 2001 ;
- Le conditionnement de ces déchets de haute activité ;
- L'entreposage des déchets conditionnés dans l'attente de leur évacuation vers un centre de stockage.

Par cet accord, EDF et Areva ont réaffirmé leur communauté d'analyse des perspectives de long terme pour l'aval du cycle du combustible nucléaire, ainsi que leur volonté de partager et de maintenir une vision cohérente de l'utilisation des infrastructures industrielles existantes. EDF et Areva travaillent à la mise en place d'un accord pour la période post 2007.

2. La technologie MOX

Le plutonium contenu à hauteur de 1 % dans les combustibles UO_2 usés présente potentiellement une forte valeur énergétique, bien qu'avec une teneur isotopique en plutonium fissile réduite. Un gramme de plutonium ainsi séparé se compare aujourd'hui en valeur énergétique à environ 12 grammes d'uranium enrichi à 3,7 %, qui correspond au niveau d'enrichissement utilisé pour le palier 900MW. Son utilisation permet une économie de ressource naturelle (l'uranium) et de service d'enrichissement. Il peut être recyclé dans des réacteurs à eau pressurisée sous forme de combustible MOX. Néanmoins, la fabrication du combustible MOX dans des usines spécifiques présente un coût plus élevé que le combustible UO_2.

Le MOX est fabriqué suivant le même processus que l'UO_2 principalement dans l'usine MELOX à Marcoule, exploitée par la Cogema (dont la capacité a été étendue à 145 tonnes de métal lourd/an depuis la fermeture de l'usine de Cadarache).

L'assemblage MOX est composé d'un mélange d'oxydes d'uranium appauvri (93 %) et d'oxydes de plutonium recyclé (7 %) provenant du retraitement des pastilles de combustible UO_2 irradié.

Le MOX est utilisé dans 20 tranches EDF de 900 MW, ainsi que dans d'autres pays d'Europe (Allemagne, Belgique, Suisse), soit au total 35 tranches autorisées à utiliser aujourd'hui en Europe ce type de combustible. Techniquement, son utilisation peut être étendue à d'autres tranches moyennant des modifications minimes.

En effet, la seule différence entre le MOX et le combustible UO_2 est le comportement neutronique du plutonium. Cette caractéristique a conduit EDF à procéder à un certain nombre d'adaptations mineures dans ses réacteurs du palier 900 MW chargés en MOX : ajout de grappes de réglage pour maîtriser la réaction en chaîne, augmentation de la teneur en bore de l'eau — qui a la propriété de freiner la réaction nucléaire — et des réserves d'eau borée disponibles.

Le MOX garantit les mêmes conditions de fonctionnement et de sûreté des installations et n'entraîne pas d'accroissement du taux des rejets liquides et gazeux dans l'environnement.

Un retour d'expérience de plus de 15 ans confirme le bon comportement du combustible MOX dans les réacteurs moxés REP.

3. Le stockage des déchets ultimes conditionnés.

Les déchets radioactifs, suivant leur nature, leur niveau de radioactivité et la durée de vie des radionucléides les constituant, ont été classés en différentes catégories : des déchets HA (haute activité) aux déchets TFA (très faible activité) en passant par les déchets FA et MA (faible et moyenne activité). Ils sont dits à vie longue lorsque leur période dépasse 30 ans, à vie courte dans le cas contraire.

• Déchets de haute activité à vie longue (« HAVL »)

La loi n° 91-1381 du 30 décembre 1991, dite « loi Bataille », a prévu des actions de recherche concernant les différentes options possibles de gestion des déchets de haute activité à vie longue. Cette loi a précisément identifié trois solutions concernant le devenir de ces combustibles usés :

- la séparation — transmutation (qui consiste à séparer les éléments radioactifs à vie longue et à les transmuter en éléments à vie plus courte),
- le stockage en couches géologiques profondes,
- ou l'amélioration des procédés de conditionnement et d'entreposage de longue durée.

L'option finalement retenue par la France concernant la gestion des déchets de haute activité à vie longue sera définie par une loi devant être adoptée, conformément aux termes de la loi « Bataille », durant l'année 2006. Cette question fera l'objet d'un débat public organisé par la Commission nationale du débat public à l'automne 2005.

Dans cette attente, EDF a fait le choix de procéder au retraitement des combustibles usés et à la vitrification des déchets de haute activité issus de cette opération.

En effet, la vitrification des déchets HAVL permet d'assurer un conditionnement de très haute qualité, sous un volume réduit. L'ensemble des déchets HAVL ainsi produits, correspondant à l'exploitation du parc UNGG et à 40 années d'exploitation du parc REP, représentera un volume de 6 700 m^3.

• Déchets de moyenne activité à vie longue (« MAVL »)

Les structures des assemblages (coques et embouts, morceaux de gaines...) également issus du retraitement représentent des déchets de structure activés. A la différence des HAVL, ces déchets ne dégagent pas de chaleur et constituent des déchets MAVL. Ils sont soit cimentés, soit compactés et confinés dans des conteneurs en acier inoxydable. D'autres déchets MAVL sont produits par la recherche ou l'industrie du cycle du combustible. Leur volume, incluant les déchets issus de l'exploitation du parc UNGG et ceux issus de 40 années d'exploitation du parc REP, représentera environ 60 000 m^3 dont la moitié représente la part EDF. Ils se prêtent à un stockage plus rapide que les déchets HAVL, l'absence de dégagement de chaleur n'entraînant pas la nécessité d'un entreposage long pour refroidissement. Ils font actuellement l'objet d'un entreposage intermédiaire et provisoire dans l'attente d'une décision définitive à intervenir dans le cadre de la loi « Bataille ».

• Déchets de faible et très faible activité (« FA » et « TFA »)

Les déchets FA à vie courte proviennent des installations nucléaires (gants, filtres, résines, ...). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de l'Aube géré par l'ANDRA. Pour les déchets de faible activité à vie longue (FAVL) tels les déchets radifères et les déchets de graphite, des stockages dédiés sont à l'étude (voir paragraphe 5.1.1.2.7 ci-dessous).

Les déchets TFA sont des déchets dont la radioactivité est comparable à la radioactivité naturelle. Provenant principalement de la déconstruction des installations nucléaires, ce sont surtout des gravats de démolition (béton, ferrailles, calorifuges, tuyauteries, etc.).

Un contrat a été conclu le 21 février 2005 entre EDF, la COGEMA, le CEA et l'ANDRA concernant la prise en charge par cette dernière des déchets TFA produits en vue de leur stockage sur le centre de Morvilliers pendant 30 ans à compter du 26 septembre 2003. Un protocole d'application a également été signé pour préciser les obligations des parties sur la période 2003-2008.

4. Prise en compte des charges futures concernant le retraitement et le stockage des déchets nucléaires

Le coût de stockage des déchets d'exploitation à vie courte peut être déterminé sur la base des contrats en cours avec l'ANDRA. Ces coûts constituent des charges constatées au fur et à mesure de la mise en stockage de ces déchets. En conséquence, elles ne font pas l'objet de provisions spécifiques dans les comptes du Groupe. En revanche, le coût de stockage des déchets issus de la déconstruction des centrales fait partie intégrante des provisions de déconstruction.

L'ANDRA exploite dans l'Aube deux centres de stockage pour prendre en charge, au CS-FMA, les déchets de faible et moyenne activité à vie courte (dont les déchets d'exploitation) et, au CS-TFA, les déchets de très faible activité (dont les déchets de déconstruction).

Les coûts de gestion future des déchets de moyenne et haute activité à vie longue issus du retraitement des combustibles usés font l'objet de provisions. Afin de dimensionner le montant des provisions assurant la couverture des charges futures relatives à leur gestion à long terme, EDF a retenu l'hypothèse d'un stockage géologique profond des déchets, en ligne avec le choix d'autres pays (Suède, Finlande, Belgique). Des évaluations du coût d'un stockage ont été réalisées en 1996 par l'ANDRA et constituent la référence retenue par EDF pour le calcul de ses provisions. L'ANDRA a réalisé en 2003 d'autres évaluations du coût d'un stockage profond fondées sur différentes hypothèses et dont les montants sont globalement et significativement plus élevés que ceux de 1996, mais ont été contestées par les producteurs de déchets, notamment parce qu'elles ne sont pas cohérentes avec d'autres évaluations internationales disponibles. A l'initiative des pouvoirs publics, l'ANDRA et les producteurs réétudient les hypothèses et bases techniques nécessaires pour le travail de chiffrage et en vue d'aboutir à des évaluations raisonnables et consolidées. EDF estime, à sa connaissance, que l'état d'avancement actuel de ces travaux ne remet pas en question le montant des provisions constituées.

Les provisions pour l'aval du combustible nucléaire d'EDF en France s'élevaient, au 31 décembre 2004, à 13,4 milliards d'euros dont 9,6 milliards d'euros pour les opérations de retraitement (incluant les charges de déconstruction du site de la Hague) et 3,8 milliards d'euros pour les opérations de stockage des déchets issus du combustible nucléaire (voir note 26 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2004). Ces provisions font l'objet chaque année d'une dotation complémentaire qui correspond à la somme actualisée au taux nominal de 5 %, dont 2 % d'inflation, de l'intégralité des charges futures de l'aval du cycle (transport, retraitement et stockage) associées au combustible utilisé au cours de l'année, de charges de désactualisation et d'une reprise d'un montant égal aux prestations de l'aval du cycle réalisées dans l'année.

5. Stratégie du traitement-recyclage-conditionnement

Un examen de l'ensemble du cycle du combustible et de ses évolutions possibles, concernant la cohérence d'ensemble, la sûreté des installations et des transports associés, la radioprotection et la maîtrise des déchets produits a été mené et présenté à l'ASN en 2002. Ce dossier a permis de montrer la cohérence des installations du cycle en France avec les évolutions de performances des combustibles engagées par EDF d'ici 2010. Cette cohérence s'entend au sens de la bonne compatibilité entre les produits et les quantités manipulées ou recyclées, d'une part, et les installations actuelles du cycle — parc de production nucléaire, usines d'enrichissement, de fabrication, de retraitement, d'emballages de transport... — exploitées dans la durée (40 à 60 ans), et leurs hypothèses d'évolution envisagées, d'autre part. Cette stratégie du traitement — recyclage — conditionnement permet :

- de garder ouverte la possibilité d'utiliser dans le futur, en fonction du contexte énergétique et des développements technologiques, la ressource constituée par le plutonium concentré dans les assemblages MOX usés (futurs réacteurs rapides de 4ème génération) ;
- de maintenir la flexibilité des choix concernant le devenir des déchets de haute activité, en fonction des orientations qui seront définies en application de la loi Bataille d'ici à 2006.

5.1.1.2.6 Préparation de l'avenir du parc nucléaire

EDF estime que le nucléaire constitue à ce jour une réponse durable et économiquement efficace aux besoins énergétiques futurs, dans un contexte d'épuisement des ressources où les réserves mondiales prouvées d'énergies fossiles sont limitées, sur la base de la consommation actuelle, à environ 40 ans pour le pétrole, 70 ans pour le gaz naturel et 200 à 300 ans pour le charbon (AIE — *World Energy Outlook 2004*).

L'utilisation des réserves d'uranium porterait ces réserves énergétiques à plusieurs milliers d'années. Par ailleurs, l'énergie nucléaire présente l'avantage de ne pas émettre de gaz à effet de serre.

La loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique votée par l'Assemblée Nationale et le Sénat le 23 juin 2005, qui fait actuellement l'objet d'un recours devant le Conseil Constitutionnel (voir paragraphe 7.11.5.5 ci-dessous) prévoit l'engagement rapide d'un réacteur EPR en France, confirmant le maintien de l'option nucléaire.

Pour EDF, la préparation de l'avenir du parc nucléaire s'appuie sur deux axes stratégiques :

- l'allongement de la durée de vie des centrales nucléaires au delà de 40 ans ;
- la préparation de leur renouvellement, avec le développement d'une tranche EPR tête de série.

Ces deux aspects de la préparation de l'avenir du parc nucléaire sont complémentaires :

- Au delà des enjeux économiques liés à la durée d'exploitation des tranches actuelles, l'objectif d'EDF de prolonger la durée de vie de ses centrales au delà de 40 ans (en différenciant les objectifs selon les paliers) lui permettra d'optimiser le rythme de renouvellement du parc et de lisser les coûts associés. EDF entend étaler au moins sur 20 ans le renouvellement de son parc.
- La réalisation d'une tête de série EPR permettra de disposer d'une solution fiable et éprouvée à l'horizon du renouvellement et renforcera les capacités industrielles qui favoriseront l'exploitation du parc actuel, dans la durée, en améliorant continûment son niveau de sûreté.

A. Durée de vie du parc REP d'EDF

Les études d'EDF ont montré qu'une durée de vie de 40 ans était techniquement acquise pour les tranches existantes, sans qu'EDF puisse préjuger de l'accord formel, centrale par centrale, de l'Autorité de Sûreté Nucléaire. En mobilisant sa R&D et en adaptant sa politique de maintenance, EDF se fixe pour objectif d'accroître la durée de vie de ses tranches nucléaires au delà de 40 ans.

D'un point de vue industriel, le problème de corrosion rencontré sur l'Inconel 600, utilisé dans les générateurs de vapeur, est résolu grâce au remplacement programmé par un nouvel alliage : l'Inconel 690. En outre, les problèmes de fissuration de couvercle de cuve (également liés à l'Inconel 600), rencontrés au début des années 90, ont été réglés par la programmation du remplacement de la totalité des couvercles impactés (à fin 2004, il reste 10 couvercles de cuve à remplacer sur les 54 initialement prévus, l'opération devant s'achever en 2009). Les efforts en recherche et développement restent soutenus et orientés sur les comportements à long terme des matériaux. Enfin, la politique de maintenance s'adapte pour mieux prendre en compte le risque et la connaissance des phénomènes de vieillissement.

Ces avancées techniques rendent envisageable l'utilisation des centrales pour une durée supérieure à 40 ans (notamment pour la cuve du réacteur et les enceintes de confinement, considérées comme non remplaçables). Aux Etats-Unis, les licences d'exploitation de nombreuses centrales ont d'ailleurs déjà été étendues de 40 à 60 ans : fin 2004, 30 licences avaient ainsi été prolongées (dont 22 pour des réacteurs à eau pressurisée) et 12 étaient en cours d'instruction. En Suède, le processus a également été entamé.

Aucun texte législatif ou réglementaire ne limite a priori la durée d'exploitation des centrales au-delà de 40 ans. Néanmoins, l'autorisation de fonctionnement d'une centrale doit être validée par l'ASN tous les 10 ans à l'occasion du réexamen de sûreté effectué par cette autorité.

B. L'European Pressurised Reactor (« EPR ») et les enjeux associés

1. EPR : un enjeu industriel majeur

Dans l'attente de la mise au point industrielle des réacteurs de nouvelle génération (4ème génération : réacteurs rapides à sodium, réacteurs à haute température à gaz, réacteurs rapides refroidis au plomb-bismuth...) qui n'apparaîtront pas de façon industrielle sur le marché avant les années 2040, la plupart des grands pays ou constructeurs nucléaires mettent au point des réacteurs de génération intermédiaire (génération 3+) qui constituent une amélioration (en matière de coût et de sûreté) par rapport aux réacteurs actuels et qui seront disponibles sur le marché à plus court terme, tels que l'AES 92 russe, l'AP 1000 de Westinghouse et l'ESBWR de General Electric (tous les deux en cours de certification aux Etats-Unis) et l'EPR.

EDF a fait le choix de s'appuyer sur la technologie EPR pour préparer le renouvellement de son parc nucléaire en exploitation. Ce réacteur est issu de l'expérience conjointe de l'exploitation des deux plus grands parcs nucléaires européens — les parcs français et allemand — et son référentiel de sûreté a été examiné par les autorités de sûreté allemande et française.

Dans le contexte de renouvellement du parc de production européen, EDF souhaite conserver l'avantage comparatif qu'elle a su bâtir dans les années 1970 et 1980, avec le développement d'un parc nucléaire standardisé et industriellement maîtrisé.

Les décisions de renouvellement du parc nucléaire d'EDF interviendront à l'horizon 2015 pour des mises en service après 2020, notamment au regard des perspectives d'allongement de la durée de vie du parc existant.

Ainsi, EDF souhaite engager dès à présent, en tant qu'architecte ensemblier, une tête de série EPR en France, avec le projet de Flamanville 3, afin d'être prêt au plan industriel à l'horizon du renouvellement de son parc :

- en maîtrisant un modèle de réacteur techniquement éprouvé et conforme aux exigences de l'Autorité de Sûreté Nucléaire ;
- en disposant d'une organisation industrielle opérationnelle, mise en œuvre lors de la construction du premier modèle ;
- en ayant acquis l'expérience d'exploitation suffisante d'une tête de série, avant de mettre en chantier une éventuelle série.

Ce réacteur délivrera par ailleurs, à partir de sa mise en service en 2012, une énergie de base compétitive utile pour faire face aux évolutions de la demande.

2. Le projet industriel « EPR »

L'EPR est un réacteur d'environ 1 600 MW développé depuis le début des années 90 par Framatome-ANP (Groupe Areva 66 % et Siemens 34 %), en partenariat avec EDF et les électriciens allemands qui ont participé au financement du développement et ont apporté le savoir-faire technique résultant de l'exploitation de leur parc nucléaire.

L'EPR appartient à la même filière que les réacteurs à eau pressurisée actuellement en service en France. Déjà analysé par les autorités de sûreté, il bénéficie des avancées technologiques et opérationnelles des réacteurs français et allemands les plus récents.

L'ampleur du projet industriel EPR répond ainsi à des objectifs ambitieux en matière de :

- sûreté ;
- protection de l'environnement ;
- performances techniques et économiques ;
- organisation optimisée de la maîtrise d'œuvre de cette tranche nucléaire.

La sûreté. Le développement du nouveau type de réacteur EPR est l'occasion pour EDF de renforcer encore la sûreté de son parc nucléaire en réduisant encore plus la probabilité d'occurrence d'un accident grave et en limitant encore plus les conséquences potentielles. Ces enjeux de sûreté ont été retenus dès la conception du réacteur afin de limiter au maximum les conséquences d'un tel accident.

La protection de l'environnement. Le projet EPR s'inscrit dans la démarche EDF d'acteur de la protection de l'environnement en améliorant sensiblement ses performances par rapport au parc actuel dans une logique de progrès continu bénéficiant du retour d'expérience.

Par rapport aux tranches 1 300 MW actuelles, le projet EPR a ainsi pour objectif de réduire :

- le volume de déchets radioactifs de 30 % (gain sur les quantités de matières irradiées en réacteur : uranium et déchets de structure) ;
- les rejets radioactifs liquides par MWh produit de 30 % (hors tritium et carbone 14) ;
- les rejets radioactifs gazeux par MWh produit de 30 à 40 % (hors carbone 14).

Au niveau de la radioprotection, la dose annuelle collective visée est deux fois moins importante que le résultat moyen actuel des tranches en exploitation en France.

Les performances techniques et économiques. Les objectifs de performance du projet EPR sont les suivants :

- obtenir une puissance thermique de 4 300 à 4 500 MW pour une puissance électrique nette d'environ 1 600 MW ;
- réduire, de par la conception même du réacteur, la durée des visites partielles à 16 jours avec des opérations de maintenance réalisées « tranche en marche » contre 59 jours en moyenne actuellement. Ceci devrait permettre d'atteindre une disponibilité de 91 % (contre une cible de 84 % pour le parc REP vers 2007) grâce à certains principes de conception issus des réacteurs allemands qui permettent le fonctionnement des tranches tout en effectuant des opérations de maintenance ;
- optimiser la gestion du combustible grâce à un cœur de 241 assemblages (205 actuellement dans les tranches N4) qui permettrait une meilleure utilisation du combustible (60 000 MW jour par tonne) à comparer aux 45 000 MWj/t observés aujourd'hui en moyenne sur le parc actuel) ;
- augmenter la durée de vie technique à 60 ans grâce à des cuves et des enceintes — qui sont des composants non remplaçables d'un réacteur à eau pressurisée — conçues dès l'origine pour une durée supérieure à 60 ans.

En substitution au parc REP actuel, l'EPR devrait permettre de réaliser des économies sur les dépenses d'exploitation par kW et par kWh grâce à ses performances techniques et à l'effet de taille constaté aujourd'hui entre les paliers REP 900 et REP 1300.

EDF estime que le coût complet de la tête de série EPR (somme actualisée des charges prévisionnelles exprimées en euros constants par MWh, incluant les coûts de construction, les intérêts intercalaires, les frais de déconstruction, les coûts d'exploitation et de maintenance, la fiscalité et les coûts de combustibles y compris les charges relatives à l'aval du cycle) est de 43 euros/MWh (en euros 2004). Le coût de la tête de série comprend la totalité des frais d'études et de développement du palier EPR. Selon les mêmes hypothèses, pour une série EPR de dix unités incluant la tête de série, le coût complet est de 35 euros/MWh (en euros 2004).

La maîtrise d'œuvre de la tête de série. Pour le renouvellement de son parc, EDF souhaite conserver la maîtrise directe :

- de la conception et du fonctionnement des centrales ;
- de l'organisation des projets de développements ;
- du planning de réalisation et du coût de construction ;
- des relations avec l'Autorité de Sûreté Nucléaire ;
- de l'intégration directe du retour d'expérience d'exploitation.

Cette maîtrise définit le rôle d'architecte ensemblier et correspond à la position adoptée par EDF lors du développement, de la rénovation ou de la déconstruction de ses actifs de production, et s'appuie sur ses compétences internes d'ingénierie.

La compétence d'ingénierie intégrée au Groupe EDF est par ailleurs un atout important pour la maîtrise, dans la durée, des performances et de la sûreté de ses actifs de production nucléaire, hydraulique et thermique.

Pour la réalisation du projet EPR de Flamanville 3, le cadre contractuel suivant est notamment prévu :

- pour la chaudière : un contrat d'ingénierie et de fourniture avec FRAMATOME ANP ;
- pour l'îlot nucléaire (hors chaudière) : un contrat d'ingénierie avec SOFINEL (filiale de FRAMATOME ANP et EDF). Des appels d'offres seront ensuite lancés pour les différents contrats de fourniture ;
- pour l'îlot conventionnel : EDF assure elle-même l'ingénierie et lancera des appels d'offres pour la fourniture des différents composants.

3. État d'avancement du projet

Etudes de réalisation. Les études de conception sont terminées. Les études de réalisation sont liées au choix des fournisseurs et ont débuté avec la décision d'engagement prise par le Conseil d'administration d'EDF le 22 juin 2004.

Le devis total du projet pour la tête de série est aujourd'hui estimé à 3 milliards d'euros (en euros 2004). Les études débutant en 2004 devraient se dérouler jusqu'en 2006, les premiers approvisionnements des gros composants chaudières devraient avoir lieu sur 2005/2006, et la réalisation devrait commencer à partir de 2007. La majeure partie des décaissements devrait intervenir entre 2007 et 2010.

Rapport de sûreté et autorisations. Une première version du Rapport Préliminaire de Sûreté a été transmise par EDF à l'ASN début 2004. L'instruction de ce rapport est en cours. Le décret d'autorisation de création est attendu pour le premier semestre 2007. Le programme d'ensemble des études prévoit qu'a minima 40 % des études seront réalisées à la date du premier béton de manière à minimiser les risques lors de la construction, celle-ci proprement dite devant durer environ 57 mois.

Lancement d'une tranche nucléaire EPR. Le 22 juin 2004, le Conseil d'administration d'EDF a décidé d'engager le processus de construction d'une tranche nucléaire EPR en France. Le 21 octobre 2004, le Conseil d'administration d'EDF a décidé que la tête de série EPR serait implantée à Flamanville. Ce projet « Flamanville 3 — réacteur de type EPR », ainsi que la construction de la ligne très haute tension associée, feront l'objet d'un débat public organisé par la Commission nationale du débat public à l'automne 2005. A la suite de la publication par le Président de la Commission nationale du débat public d'un compte rendu du débat et d'un bilan, EDF (et RTE pour les lignes très haute tension) décidera du principe et des conditions de la poursuite du projet. Cette décision sera publiée au Journal Officiel. La procédure d'obtention des différentes autorisations administratives nécessaires, et en particulier l'enquête publique, pourra alors débuter. L'objectif est une mise en service industriel de ce réacteur en 2012. La construction devrait débuter en 2007.

Partenariat industriel avec ENEL. Le développement de nouvelles capacités nucléaires est un enjeu contribuant à garantir la sécurité d'approvisionnement et l'indépendance énergétique de l'Union Européenne.

Dans ce contexte, Enel souhaite développer ses compétences nucléaires et s'est à ce titre déclaré intéressé à participer au projet EPR, dans la tête de série Flamanville 3.

EDF et Enel ont en conséquence signé le 30 mai 2005 un *Memorandum of Understanding* qui définit les conditions d'un partenariat industriel pour le projet de tête de série EPR Flamanville 3 :

- Enel participera à hauteur de 12,5 % au projet Flamanville 3, contribuant à hauteur de sa participation aux coûts réels d'investissement (soit environ 370 millions d'euros), d'exploitation, d'approvisionnement et de traitement des combustibles ;
- Enel contribuera également à hauteur de sa participation aux coûts de déconstruction et de gestion à long terme des déchets nucléaires ;
- ces contributions donneront droit à Enel à 12,5 % de la production d'électricité de Flamanville 3, durant la durée de son exploitation, livrée en France sur le réseau de transport RTE.

EDF restera l'exploitant nucléaire, assumant en conséquence la responsabilité ultime nucléaire, et prendra, in fine, toutes les décisions relatives à la construction et à l'exploitation de Flamanville 3, dans le respect des droits d'Enel en tant que partenaire minoritaire associé à la gouvernance du projet.

Dans le but d'acquérir les compétences nucléaires souhaitées, un groupe d'ingénieurs d'Enel intégrera les équipes en charge de la construction du projet Flamanville 3. Dans le même but, certains ingénieurs d'Enel seront également détachés au sein des équipes d'ingénierie, de maintenance et d'exploitation du parc existant d'EDF.

Par ailleurs, si le programme EPR devait se poursuivre, Enel envisage la possibilité d'investir dans les cinq tranches EPR suivantes éventuellement réalisées en France par EDF, dans les mêmes conditions que pour la tête de série Flamanville. Enel dispose d'options en ce sens.

Au regard de l'intérêt manifesté par Enel dans le développement de centrales nucléaires de nouvelle génération en Europe, et des options accordées par EDF sur les cinq EPR ultérieurs, Enel devra proposer prioritairement à EDF de participer, dans les mêmes conditions, aux nouvelles centrales nucléaires de technologie EPR qu'il développerait en Italie ou en Europe. Dans l'hypothèse où Enel n'aurait pas developpé des projets EPR, EDF et Enel négocieront des alternatives dans d'autres technologies nucléaires.

Dans l'attente de la mise en service de Flamanville 3 et des éventuels cinq EPR suivants, Enel pourra acquérir progressivement à partir de 2006 un volume d'énergie sur la production du parc nucléaire existant d'EDF à concurrence d'une capacité totale de 1 200 MW.

En complément de ce partenariat sur le nucléaire, EDF bénéficiera, de la part d'Enel, d'un droit de tirage sur l'électricité à partir de la Sardaigne, à hauteur de 50 MW de 2006 à 2015 avec une option pour 50 MW additionnels à partir de 2008. Cette électricité sera mise à disposition via la liaison sous-marine entre la Corse et la Sardaigne, développée conjointement par EDF, Terna et GRTN (le gestionnaire du réseau de transport italien) pour fin 2005, et contribuera à l'amélioration de la sécurité d'alimentation de la Corse.

Par ailleurs, dans le cadre de la relance du processus de cession des participations d'EDF (18,75 %) et Charbonnages de France (16,25 %) dans la SNET, Enel s'est déclaré intéressé à acquérir ces participations et souhaite donc s'inscrire dans le cadre du processus compétitif envisagé de sélection de l'acquéreur qui serait alors mis en place. En lien avec cette participation en capital, l'acquéreur aurait la possibilité d'avoir un accès progressif anticipé à des moyens de production de semi-base détenus par EDF à concurrence de 35 % des capacités de la SNET, soit 700 MW, et ce jusqu'en 2009.

EDF et Enel ont l'objectif de signer un accord définitif avant la fin de l'année 2005, et en tout état de cause, conformément à l'échéance du *Memorandum of Understanding*, avant le 30 septembre 2006. Cet accord définitif sera alors soumis aux autorités communautaires de la concurrence.

4. Le projet EPR finlandais

L'électricien finlandais TVO a attribué le 18 décembre 2003 à un consortium Framatome-Siemens la construction d'une centrale EPR.

La société Sofinel, filiale d'EDF et de Framatome, réalise les études détaillées de l'ilot nucléaire de l'EPR finlandais et s'est vue confier celles de l'EPR français. Ce dispositif a pour objectif de renforcer les synergies entre le projet français et le projet finlandais et d'éviter la duplication d'études.

Le coût annoncé par les acteurs finlandais s'élève à environ 3 milliards d'euros et est du même ordre de grandeur que l'EPR français.

TVO a retenu l'EPR suite à un appel d'offres contre ses concurrents russes et américains. L'EPR sera ainsi le premier réacteur de sa génération à entrer en construction.

La duplication de la construction du même modèle de réacteur dans un intervalle de temps réduit est de nature à conforter la maîtrise technique et économique de ces projets.

C. La transmission des compétences

Le Groupe EDF dispose, dans la production et l'ingénierie nucléaire, ainsi que dans la R&D qui les appuie, de personnels compétents. Ces compétences et l'expérience accumulée constituent un atout pour le Groupe et ce d'autant plus qu'elles ne sont pas nécessairement disponibles sur le marché. Leur transmission représente donc l'un des enjeux clés de la production nucléaire d'EDF pour les dix années à venir.

Les échéances de cette transmission des compétences sont d'autant plus rapprochées que la prise en compte des services actifs permet, pour la très grande majorité des salariés travaillant dans les centrales, de partir en retraite à l'âge de 55 ans.

Dans le domaine nucléaire, la mise en service du parc REP a concentré les recrutements du personnel affecté à l'exploitation des centrales au début des années 80. Plus de 40 % des effectifs actuels partiront à la retraite sur la période 2005-2015 avec une accélération du phénomène à partir de 2006 et avec des rythmes différents selon les métiers. A titre d'illustration, d'ici 2015 seront concernés environ 60 % du personnel des activités de protection de site et de logistique nucléaire, de l'ordre de 50 % du personnel en mécanique-chaudronnerie-robinetterie, moins de 40 % du personnel conduite et du domaine tertiaire.

La mise en place dans toutes les centrales nucléaires d'une démarche de gestion prévisionnelle des emplois et des compétences a déjà conduit certaines d'entre elles à anticiper des recrutements. Ainsi, principalement en raison de la durée de formation et d'adaptation au poste, une anticipation minimale d'une année est jugée nécessaire pour les métiers techniques, cette anticipation devant être portée à quatre ans pour certains métiers de la filière nucléaire.

Pour les entreprises prestataires du Groupe EDF, la situation est tout à fait comparable car le recrutement de leur personnel s'est effectué de façon synchrone avec le développement du parc nucléaire d'EDF. Les pyramides des âges sont donc semblables. La question du renouvellement des compétences y est d'autant plus importante qu'elle est liée aux perspectives d'activité, en volume mais aussi en attractivité, pour les prestataires concernés.

5.1.1.2.7 La déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume l'entière responsabilité, financière et technique, de la déconstruction de ses centrales. Pour EDF, les enjeux sont de démontrer, au travers du processus de déconstruction, sa maîtrise de l'ensemble du cycle de vie des moyens de production nucléaire.

Les phases et le processus de déconstruction des centrales nucléaires

La déconstruction de centrales nucléaires comporte trois niveaux, selon une typologie définie en 1980 par l'AIEA :

- Niveau 1 : arrêt de la centrale, déchargement du combustible, vidange des circuits (99,9 % de la radioactivité est éliminée), puis mise à l'arrêt définitif : démontage d'installations non nucléaires définitivement mises hors service, accès limité ;
- Niveau 2 : démontage des bâtiments non nucléaires et des bâtiments nucléaires hors bâtiment réacteur, conditionnement et évacuation des déchets vers les centres de stockage, isolement — confinement — mise sous surveillance de la partie entourant le réacteur ;
- Niveau 3 : démontage complet et enlèvement du bâtiment réacteur, des matériaux et équipements encore radioactifs, la surveillance n'est plus nécessaire, le site peut être réutilisé.

La durée et la complexité des opérations conduisant aux différents niveaux peuvent varier d'une filière à l'autre en fonction de la nature des opérations à réaliser. Dans le cas de la filière REP, la première phase est rapide car elle concerne essentiellement des opérations simples de déchargement du combustible et vidange des installations, couramment pratiquées en exploitation. En revanche cette première phase est significativement plus longue pour la filière UNGG (réacteur rechargé en marche comportant un très grand nombre d'assemblages combustibles) ainsi que dans le cas de Creys-Malville (problématiques combustible et sodium très particulières).

En pratique, les opérations conduisant aux niveaux 1 puis 2 sont effectuées à la suite l'une de l'autre sur une durée de l'ordre de 10 ans après l'arrêt de production du réacteur. Une période d'attente entre la fin des opérations conduisant au niveau 2 et le début de celles conduisant au niveau 3 est possible pour permettre la décroissance radioactive des matériaux irradiés. Cette période d'attente est de durée variable, en fonction des intérêts comparés entre la décroissance radioactive et la durée de surveillance des installations. A l'issue de cette période d'attente, la durée des opérations conduisant au niveau 3 peut être évaluée à environ dix ans.

1. La déconstruction des centrales de 1ère génération arrêtées

Concernant les centrales à l'arrêt, le choix effectué par EDF est de les déconstruire intégralement (« retour à la pelouse »), d'ici 2025 : à l'issue de la déconstruction, la radioactivité des sites devrait être identique à celle existant avant leur exploitation. Ces sites demeurant la propriété d'EDF, ils resteront placés sous sa responsabilité et sa surveillance. Concernant les centrales REP, les options de déconstruction n'ont pas à ce jour été définitivement décidées.

Dans le cadre de son rôle de propriétaire responsable/maître d'ouvrage, EDF assure la maîtrise d'ouvrage de la déconstruction. A cet effet, EDF a mis en place une nouvelle unité d'ingénierie dédiée à ces opérations, le CIDEN ou Centre d'Ingénierie, Déconstruction et Environnement. Créé le 1er janvier 2001, il exerce ses missions dans trois grands domaines d'activités : la déconstruction, le devenir des déchets et l'environnement. Ces opérations ont trait, pour l'essentiel, aux centrales nucléaires françaises, mais concernent également l'assistance pour ce type d'opérations à l'international. Cette structure pilote joue le rôle de maître d'ouvrage et d'architecte-ensemblier.

Le cadre réglementaire de la déconstruction a été établi et le processus d'autorisation est finalisé depuis 2003. Il se caractérise par une autorisation unique par décret pour permettre la déconstruction totale, des rendez-vous clés avec les autorités de sûreté et un processus d'autorisation interne de l'exploitant entre chaque rendez-vous, indépendant des opérationnels et audité par les autorités de sûreté.

EDF a décidé en 2001 d'accélérer très significativement le programme de déconstruction complet de ses centrales nucléaires mises définitivement à l'arrêt. Actuellement, neuf réacteurs sont en cours de déconstruction :

- un REP (Chooz A ; période de production : 1967-1991),
- un réacteur à eau lourde (REL) (Brennilis ; période de production : 1967-1985),
- six réacteurs de la filière UNGG (Chinon A1 ; période de production : 1969-1973, Chinon A2, période de production : 1965-1985, Chinon A3, période de production : 1966-1990, Saint-Laurent A1, période de production : 1969-1990, Saint-Laurent A2, période de production : 1971-1992 et Bugey 1, période de production : 1972-1994),
- et le réacteur à neutrons rapides de Creys-Malville (Superphénix, période de production : 1986-1997).

2. Les principaux enjeux techniques

Ce programme de déconstruction nécessite :

- *La mise au point de nouvelles techniques*. Ces nouvelles techniques concernent notamment la mise au point de procédés d'assainissement des surfaces de génie civil ainsi que leur nécessaire industrialisation, compte tenu de l'importance des surfaces à traiter (plusieurs dizaines de milliers de m^2 par installation). Les « caissons » en béton précontraint de trois des réacteurs UNGG (St Laurent A1 et A2, Bugey 1) nécessiteront aussi la mise au point de techniques spécifiques faisant le moins possible appel à l'homme compte tenu du niveau de radioactivité. Ces « caissons » constituent un cylindre de l'ordre de 50 mètres de haut et 25 mètres de diamètre dont les murs ont une épaisseur de 5 mètres et contiennent à la fois le cœur, les 8 000 tonnes de graphite ainsi que la centaine d'échangeurs. Dans le cas du parc REP, une fois les techniques d'assainissement mises au point

et industrialisées pour les centrales de première génération, la conception même des installations ne comporte pas les mêmes difficultés technologiques que celles rencontrées pour les réacteurs UNGG.

- *La mise en place des filières déchets.* Le programme de déconstruction des réacteurs de première génération et de Creys-Malville conduira à la production de déchets de divers types (gravats non radioactifs et déchets très faiblement ou moyennement radioactifs), la déconstruction des réacteurs ne générant pas de déchets à haute activité. Il nécessite, en particulier, en plus du centre de stockage « FMAVC » (faible et moyenne activité à vie courte) de l'ANDRA :
  - la mise en service d'un stockage TFA (très faible activité) réalisée comme prévu par l'ANDRA à fin 2003 ;
  - la mise en service par l'ANDRA d'un stockage FAVL (faible activité à vie longue) avant 2010 pouvant accueillir les 20 000 tonnes de graphite radioactifs issus de la déconstruction des réacteurs UNGG ;
  - l'ouverture par EDF d'un entreposage dédié pour les déchets MAVL à partir de 2010 pour y accueillir les premiers déchets irradiants, et ce dans l'attente de l'ouverture du stockage géologique.

La déconstruction des neuf centrales nucléaires d'EDF à l'arrêt produira 1 000 000 tonnes de déchets primaires se décomposant de la façon suivante :

3. Les coûts de déconstruction

Depuis le début de l'exploitation de ses centrales, EDF constitue des provisions pour couvrir les travaux de déconstruction, l'ingénierie, la surveillance et la maintenance des installations, la sécurité du site, ainsi que le conditionnement, le transport, le stockage (par l'ANDRA) des déchets de déconstruction (voir note 27 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2004). Les provisions pour déconstruction des centrales d'EDF en France s'élevaient, au 31 décembre 2004, dans les comptes consolidés à 9,6 milliards d'euros (montant actualisé au taux nominal de 5 % dont 2 % d'inflation) pour l'ensemble du parc nucléaire français. Les montants provisionnés correspondent à l'estimation par EDF des charges de déconstruction pour atteindre le niveau 3.

• REP : 58 tranches

Dans le cas des réacteurs de la filière REP, les provisions sont constituées sur la base d'un montant prévisionnel équivalent à 280 euros$_{2004}$/kW installé, soit environ 15 % du coût complet d'investissement de la partie nucléaire des installations. Le coût global de la déconstruction des 58 réacteurs du parc REP en fonctionnement, qui interviendra au-delà de 2020, est ainsi estimé à environ 17,7 milliards d'euros 2004 en valeur non actualisée, soit 7,4 milliards d'euros sur une base actualisée au taux nominal de 5 % dont 2 % d'inflation.

Cette estimation de coût de déconstruction, initialement évaluée par la Commission Peon (1979), a été confirmée par des études détaillées effectuées en 1999 à partir d'un exemple représentatif : le site de Dampierre (site comportant quatre réacteurs). Par ailleurs, une comparaison internationale réalisée par l'OCDE fin 2003 montre que les estimations d'EDF sont cohérentes avec les estimations des autres pays. EDF se situe à environ 25 % au-dessus des estimations réalisées pour les centrales espagnoles et 15 % en dessous des estimations réalisées pour les centrales allemandes. Pour ce dernier pays, l'écart avec l'évaluation d'EDF s'explique par une politique différente pour la gestion des déchets TFA, FAVL et MAVL (retraitement et entreposage en Allemagne — stockage en France).

• Réacteurs de première génération à l'arrêt

Contrairement au cas du parc REP en exploitation, il s'agit de réacteurs différents les uns des autres.

En 1994, date de mise à l'arrêt du dernier des réacteurs de la première génération (Bugey 1), les provisions de déconstruction des neuf réacteurs concernés étaient intégralement constituées sur la base d'un coût de déconstruction exprimé en euros/kW identique à celui du REP. Toutefois, compte tenu des caractéristiques de ces réacteurs — moindre puissance, plus grande complexité et conception différente, les provisions se sont avérées insuffisantes.

Le coût complet de déconstruction des neuf réacteurs à l'arrêt (Brennilis, Chooz A, six réacteurs UNGG et Creys-Malville) est évalué à 3,6 milliards d'euros au 31 décembre 2004. Cette estimation donne lieu à une provision en valeur actualisée

(au taux nominal de 5 % dont 2 % d'inflation) de 2,2 milliards d'euros, qui inclut également la part d'EDF dans la déconstruction de la centrale Phénix.

• Installations de tiers : La Hague et Marcoule

Dans le prolongement du contrat signé le 24 août 2004 sur le retraitement du combustible (voir paragraphe 5.1.1.2.5.B.1 ci-dessus), EDF et Cogema ont souhaité clarifier leurs responsabilités respectives, en négociant les conditions juridiques et financières du transfert à la Cogema de la contribution financière d'EDF au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et conditionnement des déchets anciens.

Les taux d'inflation et d'actualisation, de même que l'assiette, la quote-part d'EDF et l'échéancier des dépenses prévisionnelles, ont fait l'objet d'un accord centre EDF et Cogema fin septembre 2003.

Les modalités définitives de cet accord sont encore en cours de négociation.

Pour une description du protocole de démantèlement du site de Marcoule, voir paragraphe 5.1.2.7 du Chapitre V.

5.1.1.2.8 Les actifs constitués pour la couverture des engagements de long-terme : déchets issus de l'exploitation (dont le combustible) et déconstruction des centrales REP

Rapport de la Cour des Comptes en date de janvier 2005

Le contrat d'entreprise Etat-EDF pour la période 1997-2000 avait posé le principe de la création d'un portefeuille d'« actifs dédiés » en vue d'assurer la couverture des charges futures de déconstruction des centrales nucléaires d'EDF et de gestion des déchets. Ce principe avait été réaffirmé dans le contrat Etat-EDF conclu pour la période 2001-2003. Ce contrat précisait que ces actifs devaient couvrir, à horizon de leur occurrence, « *la totalité des charges de long terme du parc nucléaire d'EDF, liées à la déconstruction des centrales et à l'aval du cycle du combustible* ».

Concernant le niveau des provisions, en particulier pour déconstruction des centrales, la Cour des Comptes estime dans son rapport de janvier 2005 que si des sous-évaluations critiquables ont été faites au cours de la décennie précédente, ce n'est plus le cas aujourd'hui, et les incertitudes, au demeurant clairement affichées, portent sur les provisions de fin de cycle.

La Cour soulignait dans ce même rapport qu'il convient qu'un système soit mis en place afin de garantir la disponibilité et la suffisance des fonds au moment requis, en particulier dans le cadre de l'ouverture du capital d'EDF et dans un environnement de marché devenu concurrentiel.

Consciente de ce changement de perspective introduit par son changement de statut et l'ouverture des marchés de l'électricité, EDF travaille à la clarification de ses engagements et à la recherche de la solution adaptée à chacun des passifs, qui passe en partie par un accroissement de la dotation annuelle aux actifs dédiés relativement à ses engagements.

Détail des actifs dédiés constitués par EDF

Le montant total de la provision pour les engagements de long terme du nucléaire constituée par EDF au 31 décembre 2004 est de 24,9 milliards d'euros (incluant 227 millions d'euros pour la déconstruction du parc thermique à flamme) pour la France. Cette provision inclut :

- les provisions pour fin du cycle nucléaire, pour un total de 13,4 milliards d'euros au 31 décembre 2004 ;
- les provisions pour déconstruction et dernier cœur pour un total de 11,5 milliards d'euros au 31 décembre 2004 se décomposent comme suit :
  - — déconstruction des réacteurs de première génération à l'arrêt : 2,2 milliards d'euros ;
  - — déconstruction des centrales REP : 7,4 milliards d'euros ;
  - — déconstruction du parc thermique à flamme : 0,2 milliard d'euros ;
  - — charges relatives à la perte future du combustible non consommé à l'arrêt définitif du réacteur (« dernier cœur ») : 1,6 milliard d'euros.

Pour la France, le Groupe a retenu en 2002, et conservé depuis lors, un taux d'actualisation nominal de 5 %. Ce taux d'actualisation tient compte d'une hypothèse de taux d'inflation de 2 %, qui sert notamment à la projection des sorties de ressources attendues au titre de la déconstruction des installations nucléaires et de la fin du cycle du combustible nucléaire.

EDF estime que l'assiette à prendre en compte pour la constitution des actifs internes dédiés aux engagements nucléaires correspond, d'une part, aux engagements liés à la déconstruction du parc REP (7,4 milliards d'euros) et, d'autre part, aux engagements liés au stockage définitif des déchets (3,8 milliards d'euros), soit un montant provisionné d'engagements total de 11,2 milliards d'euros au 31 décembre 2004.

En revanche, certains postes de provision(s) ne correspondent pas à des engagements pour lesquels EDF a constitué des actifs dédiés dans son bilan. Ces postes sont mentionnés ci-après :

- La provision pour retraitement (provision de 9,6 milliards d'euros au 31 décembre 2004) est composée de la provision pour retraitement du combustible (provision stable dans le temps, correspondant au cycle d'exploitation nucléaire et considérée par EDF comme adossée au stock de combustible d'un montant similaire) et de la provision pour la quote-part d'EDF dans la déconstruction d'installations de tiers (la Hague qui devrait aussi faire l'objet du versement d'une soulte libératoire) ;
- Les centrales à l'arrêt (provision de 2,4 milliards d'euros au 31 décembre 2004, y compris parc THF) sont d'ores et déjà en cours de déconstruction et font l'objet de décaissements (141 millions d'euros en 2004) qui se poursuivront dans les 20 ans qui viennent ;
- La provision pour dernier cœur (provision de 1,6 milliard d'euros au 31 décembre 2004) ; correspondant à la non-utilisation du stock de combustible se trouvant dans le réacteur lors de son arrêt définitif.

Conformément à une décision du Conseil d'administration d'EDF de juin 1999, ces actifs dédiés ont été constitués progressivement à compter de l'exercice 2000 au moyen de dotations annuelles. Ils représentent au 31 décembre 2004 une valeur de marché d'environ 2,6 milliards d'euros.

S'ils avaient été constitués dès l'origine et tout au long de l'exploitation des centrales, les actifs dédiés d'EDF (actifs théoriques) représenteraient un montant de l'ordre des deux tiers de la provision, soit 7 milliards d'euros à fin 2004. En effet, pour toutes les charges fixes provisionnées dès le début d'exploitation des centrales (déconstruction des centrales, parties fixes de l'installation de stockage de l'ANDRA), on ne peut assimiler directement fonds constitués et montant des provisions. Dans le référentiel IFRS, la provision est constituée en totalité dès l'origine, et n'évolue plus ensuite que par la désactualisation (ou un recalage technique éventuel du devis). En revanche, si l'on considère que ce sont les ressources collectées durant la période d'exploitation qui doivent être prises en compte, le fonds est constitué progressivement. Il est donc inférieur au montant des provisions durant toute la période d'exploitation, pour le rejoindre à la date d'arrêt théorique de la centrale.

Sur la base des hypothèses aujourd'hui retenues par EDF, le décalage entre valeur actuelle du portefeuille et valeur théorique est de l'ordre de 4,4 milliards d'euros à fin 2004.

EDF étudie le rythme de la constitution de ses actifs dédiés lui permettant d'atteindre une couverture calibrée de ses engagements avant le début du renouvellement de son parc nucléaire. Il est à noter par ailleurs que l'Etat a lancé une mission de réflexion confiée à l'Inspection générale des finances et au Conseil général des mines, sur la problématique des actifs dédiés, y compris l'ensemble des éléments présentés ci-dessus.

La constitution des actifs dédiés est l'un des volets de la politique de couverture des engagements de long terme du nucléaire. Les autres volets sont les décaissements pour les centrales à l'arrêt et le versement de soultes libératoires dans le cadre de l'allocation des responsabilités entre les différents acteurs de la filière nucléaire. Ainsi, en 2005, EDF devrait décaisser environ un milliard d'euros pour ses engagements nucléaires de long terme (environ 150 millions d'euros au titre de la déconstruction de centrale à l'arrêt, environ 550 millions d'euros au titre du paiement de la soulte libératoire au CEA pour le site de Marcoule, et environ 300 millions d'euros au titre des actifs dédiés).

5.1.1.3 Production hydraulique

La France bénéficie de conditions naturelles favorables à l'hydraulique : régularité des précipitations, richesse du réseau hydrographique, diversité du relief. Les ouvrages hydrauliques exploités par EDF participent, aux côtés du nucléaire, à l'indépendance énergétique de la France et permettent d'économiser chaque année environ 13 millions de tonnes de pétrole. Selon leur type, ces ouvrages servent à produire de l'électricité de base ou de pointe.

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales hydrauliques a représenté en 2004, 9 % de sa production totale d'électricité. Ce parc, dont l'âge moyen est d'environ 50 ans, dispose au 31 décembre 2004, d'une puissance installée totale de 20 044 MW (hors DOM et Corse) représentant 80 % de la puissance hydraulique totale en exploitation en France

Historique

A sa création en 1946, EDF dispose d'un parc de 305 centrales totalisant 4 500 MW de puissance et fournissant près de 50 % de la production totale d'électricité.

Dès 1947, un programme d'équipement est engagé avec la mise en chantier de très grands barrages. Celui de Tignes est ainsi inauguré dès 1952. Avec ses 180 mètres de hauteur, il est le plus grand barrage d'EDF. D'autres grands barrages sont inaugurés durant cette période, comme Roselend dans les Alpes ou l'Aigle sur la Dordogne.

Le développement de l'hydroélectricité passe aussi par la mise en oeuvre d'aménagements globaux de vallées comme celles du Rhin et de la Durance. Dans le cas de la vallée de la Durance, six départements sont concernés par l'ensemble des travaux. Le barrage de Serre-Ponçon, mis en exploitation en 1960, est l'élément clé de cette réalisation. Il fait appel à de nouvelles techniques : la digue de retenue est constituée avec les alluvions du fleuve — une première en Europe — et mesure 650 mètres d'épaisseur à la base.

En 1976, le parc EDF est constitué de 446 centrales hydrauliques totalisant 17 800 MW de puissance.

Par la suite, quelques équipements complémentaires au parc de production nucléaire ont été construits : les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP). Les principales STEP sont Revin (800 MW), Montézic (910 MW), Grand Maison (1 800 MW).

Aujourd'hui, le parc EDF en métropole est constitué de 447 centrales hydrauliques.

Principes de fonctionnement et atouts de la production hydraulique

Pour produire de l'électricité, l'eau contenue dans une retenue et recueillie dans une prise d'eau, est acheminée par des galeries, des conduites forcées ou des canaux, jusqu'à la centrale. Elle est ensuite canalisée vers une turbine qui entraîne un alternateur. Celui-ci produit de l'électricité, tirant parti de l'énergie apportée par la hauteur de chute.

La puissance de l'installation dépend de la hauteur de chute et du débit de l'eau. On distingue ainsi :

- dans les régions montagneuses, les aménagements de haute chute (grande hauteur, faible débit) et de moyenne chute (dénivelé moyen, débit assez important) ;
- sur les cours d'eau, les centrales de basse chute (dénivelé faible, fort débit).

La production d'électricité réalisée chaque année par une centrale dépend des apports en eau dont elle bénéficie (hydraulicité). On appelle « productible » la production réalisée pour une année d'hydraulicité moyenne.

La production hydraulique bénéficie de plusieurs atouts importants :

- La possibilité de stocker de l'énergie

  L'électricité ne peut être stockée en grande quantité. En revanche, l'eau peut être accumulée dans les retenues alimentées notamment par la fonte des neiges, les pluies, les torrents et les rivières. Les lacs de barrages constituent ainsi des réserves en eau, donc en énergie, mobilisables à tout moment et rapidement.

- La rapidité d'intervention et la souplesse de fonctionnement

  Les centrales hydrauliques sont rapidement mobilisables : 2 minutes suffisent à l'usine de Grand'Maison dans les Alpes pour mettre à disposition du réseau ses 1 800 MW de puissance, l'équivalent de deux tranches nucléaires.

  Cette souplesse et rapidité d'intervention permet de faire face dans un délai très court à des pics imprévisibles de la demande d'électricité : aléas climatiques, indisponibilité des autres moyens de production, incident sur le réseau électrique...

- Une énergie renouvelable et non polluante

  Les réserves en eau se reconstituent en permanence ce qui garantit une énergie propre et renouvelable et contribuent à la réduction des émissions de gaz à effet de serre en constituant la seule énergie de pointe non émettrice.

5.1.1.3.1 Le parc de production hydraulique d'EDF

Le parc hydraulique d'EDF en France métropolitaine comprend 447 centrales :

- environ 10 % des centrales ont une puissance unitaire supérieure à 100 MW ; elles représentent environ 50 % de la production totale.
- environ 50 % des centrales ont une puissance unitaire inférieure à 12 MW ; elles représentent environ 10 % de la production totale.

Les centrales se trouvent principalement dans les massifs montagneux des Pyrénées, des Alpes, du Massif Central et du Jura, ainsi que sur le Rhin. L'ensemble représente une puissance installée de 20 044 MW (hors DOM et Corse), soit 20 % du parc d'EDF, pour une énergie productible annuelle d'environ 46 TWh, contribuant à placer la France au rang de premier producteur d'électricité renouvelable de l'Union Européenne.

Les différents aménagements hydrauliques sont conçus pour optimiser l'exploitation de la ressource en eau des vallées. Du fait de la taille et de la variété de son parc, EDF dispose d'aménagements capables de répondre à tous les types d'usages souhaités, en « base » ou « pointe » :

- les aménagements de « lacs » situés dans les massifs montagneux (Alpes, Massif Central et Pyrénées) sont utilisés pour leur grande capacité de stockage de saison à saison. Ils peuvent ainsi, en fonction de la demande, profiter des périodes propices pour remplir leur réservoir et être disponibles en période de forte consommation ou pour garantir l'équilibre du système électrique. Ils représentent une puissance totale de 8 800 MW et un productible de 16,5 TWh ;

- les éclusées font intervenir une réserve d'eau de moyenne importance (plus faible que celle d'un lac), destinée à une utilisation ponctuelle en cours de semaine ou de journée, pour couvrir les pointes de demande. Elles représentent une puissance totale de 3 300 MW et un productible de 10,6 TWh ;
- les aménagements au « fil de l'eau », comme sur le Rhin, ne possèdent pas de capacité de stockage et produisent de l'énergie en fonction des apports d'eau du moment. Ils représentent une puissance totale de 3 400 MW et un productible de 17,1 TWh ;
- les stations de Transfert d'Energie par Pompage (STEP) se composent d'un basin amont et d'un bassin aval. L'eau est pompée du bassin aval vers le bassin amont en période de faible consommation, de manière à constituer un stock, qui sera utilisé pour produire de l'énergie en période de pointe (l'eau sera alors « turbinée » du bassin amont vers le bassin aval). Elles représentent une puissance totale de 4 300 MW qui permet d'une part le pompage de plus de 7 TWh et le turbinage d'environ 6 TWh, et d'autre part une production de 1,1 TWh, grâce aux apports naturels d'eau dans le bassin supérieur de certaines STEP ;
- EDF dispose de plus d'une usine marémotrice, sur la Rance : elle utilise le mouvement ascendant et descendant de la marée pour créer le dénivelé indispensable à la production d'énergie, fournissant de cette manière de l'électricité de manière très régulière. Cette usine représente une puissance totale de 240 MW et un productible de 540 GWh.

5.1.1.3.2 La sûreté hydraulique

Elle a pour objectif de maîtriser les risques que la présence ou le fonctionnement des aménagements hydrauliques créent pour les personnes et les biens. Elle comporte trois activités principales :

- la maîtrise des variations de niveaux ou de débits ;
- la gestion des ouvrages durant les périodes de crues, pour assurer la sécurité des ouvrages et des populations ;
- la prévention du risque majeur que représente la rupture d'un barrage par la surveillance et la maintenance des ouvrages sous le contrôle de la DRIRE (68 barrages parmi les plus importants font l'objet d'un plan particulier d'intervention mis en œuvre par le préfet).

La surveillance des barrages est particulièrement encadrée : les barrages sont soumis à des visites décennales pour contrôler leur bonne tenue et leur niveau de sûreté. Ces deux dernières années, sur 150 grands barrages, EDF a réalisé 17 visites décennales par an.

La sûreté hydraulique est une composante majeure de la production hydraulique, à l'origine d'une évolution sensible des pratiques et des politiques d'exploitation au cours des dernières années. Elle constitue un élément déterminant pour orienter les décisions en matière de maintien du patrimoine.

5.1.1.3.3 La performance du parc de production

Un parc fortement automatisé

Afin d'exploiter au mieux la souplesse de son outil de production hydraulique, EDF a engagé depuis de nombreuses années des programmes ambitieux d'automatisation, de conduite à distance de ses centrales hydrauliques et de gestion centralisée de vallée.

Aujourd'hui, les 100 centrales les plus importantes du parc hydraulique d'EDF, représentant plus de 75 % de sa puissance hydraulique installée, sont gérées à distance depuis 4 centres de conduite : les PHV (Postes Hydrauliques de Vallées) :

- PHV de Kembs, pour la vallée du Rhin (2 300 MW) :
- PHV de Ste Tulle, pour les vallées de la Durance et du Verdon (2 100 MW) ;
- PHV de Lyon, pour les grandes centrales de la région Rhône Alpes (6 900 MW) ;
- PHV de Toulouse, pour les grandes centrales du Sud Ouest (4 200 MW).

Ce sont ainsi 15 500 MW (pour environ 30 TWh par an) qui sont conduits de manière centralisée, afin d'optimiser techniquement et économiquement les productions de chaque centrale et d'exploiter toute la souplesse de l'outil de production hydraulique, en répondant sans délais aux diverses sollicitations dont il est l'objet.

Par ailleurs, toutes les autres centrales du parc sont entièrement automatisées, leur production faisant l'objet d'un programme prévisionnel ou s'adaptant à la ressource en eau disponible.

Disponibilité du parc

La disponibilité globale du parc hydraulique, c'est-à-dire le pourcentage du temps dans l'année pendant lequel la centrale est disponible à pleine puissance, s'est établie en moyenne aux environs de 92 % au cours des dernières années. Par ailleurs, le taux de réponse à la sollicitation du parc, c'est-à-dire le taux de réussite de la réponse aux ordres de démarrage ou d'arrêt reçus par les centrales, est supérieur à 99 %.

L'indisponibilité résiduelle du parc hydraulique d'EDF (7 à 8 %) est liée à :

- l'indisponibilité programmée pour les travaux d'entretien et de maintien du patrimoine (environ 5 %) ;
- l'indisponibilité fortuite (prolongement de travaux, avaries, ...) (2 à 3 %).

Pour les années à venir, EDF se fixe pour objectif de maintenir un taux de disponibilité de 92 %.

5.1.1.3.4 Les enjeux actuels et futurs de la production hydraulique

La filière hydraulique s'attache aujourd'hui à répondre aux enjeux suivants :

Le renouvellement des concessions

Les ouvrages de production hydraulique sont exploités dans le cadre :

- de concessions accordées par le Ministre chargé de l'industrie, pour les ouvrages de plus de 100 MW ou par le préfet, pour les ouvrages dont la puissance est comprise entre 4,5 MW et 100 MW,
- d'autorisations préfectorales pour les ouvrages de moins de 4,5 MW.

D'une durée initiale de 75 ans, conformément à la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique, les concessions sont en général renouvelées pour des durées de 30 à 40 ans sur la base de cahiers des charges. A la date du présent document de base, la durée moyenne résiduelle des titres de concession est de 23 ans. Des concessions représentant une proportion limitée de la puissance totale installée arrivent à échéance d'ici 2020 (étant précisé que le processus de renouvellement doit débuter 11 ans avant l'échéance de la concession). Le processus de renouvellement est déjà engagé pour une partie d'entre elles. 50 % de la puissance installée actuelle repose sur des concessions dont la date d'échéance est comprise entre 2020 et 2045.

Le renouvellement des titres peut être l'occasion d'une évolution du cahier des charges qui peut intégrer de nouvelles exigences en terme de gestion de la ressource en eau.

Du fait de son statut de société anonyme, et par application de la loi Sapin (1993), EDF est désormais soumise à la concurrence en ce qui concerne le renouvellement de ses concessions hydrauliques. Dans l'hypothèse où une concession ne serait pas reconduite, le concessionnaire sortant ne bénéficie, en l'état de la réglementation en vigueur, d'aucune indemnisation. Par ailleurs, à l'échéance de la concession, toutes les installations appartenant à l'Etat (ouvrages allant du barrage à la turbine) doivent être en « bon état d'entretien ».

EDF cherchera à obtenir le renouvellement des concessions situées dans les vallées qui présentent un enjeu pour l'équilibre de son parc de production.

La gestion de l'accès à l'eau

Les 220 barrages exploités par EDF en France permettent le stockage de 7,5 milliards de m^3 d'eau, soit 75 % des réserves nationales de stockage de surface.

Les aménagements hydrauliques ont des effets positifs tant sur le développement économique que dans le domaine de l'environnement et EDF mène une politique active de gestion concertée de la ressource hydraulique en coopération avec les différents acteurs de l'eau : des conventions sont conclues avec les élus locaux, agriculteurs, pêcheurs, responsables de sites touristiques, industriels.

EDF privilégie la voie de la concertation avec les acteurs de terrain. Cette démarche vise d'abord à mesurer les effets réels de l'exploitation hydraulique sur l'environnement et les autres usages, avant d'essayer de diminuer ces effets lorsque cela est techniquement possible et économiquement raisonnable.

Ainsi, 700 millions de m^3 d'eau sont lâchés chaque année depuis les barrages pour satisfaire d'autres usages que la production d'électricité (alimentation en eau potable, soutien d'étiage, irrigation, production de neige artificielle, sports d'eau vive...).

Le Projet de « Loi sur l'eau et les milieux aquatiques » adopté en première lecture par le Sénat le 14 avril 2005 et actuellement en discussion devant le Parlement, contient des dispositions relatives à la gestion de la ressource en eau (notamment la valeur des débits réservés[4], la souplesse d'exploitation des centrales hydrauliques). En fonction de sa rédaction définitive, cette loi pourrait avoir des conséquences sur l'activité hydraulique d'EDF.

Le maintien du patrimoine

Afin de maintenir, dans la durée, un niveau élevé de sûreté hydraulique et d'atteindre ses objectifs en matière de performance technique et de disponibilité, EDF consacre chaque année environ 90 millions d'euros au maintien de son patrimoine hydraulique.

En particulier, EDF a mis en place un processus opérationnel qui permet de hiérarchiser les besoins en matière de maintien du patrimoine et de décider des opérations à engager. Ce processus intègre une analyse des enjeux des

(4) Débit minimal maintenu à l'aval des barrages pour préserver la vie aquatique.

différents organes et ouvrages des aménagements, au regard de la sûreté hydraulique et de la performance des installations. Il permet de planifier les opérations de maintenance et de lisser les charges associées.

Le développement

Le développement de l'activité hydraulique d'EDF repose sur les projets suivants :

- l'aménagement de Gavet. Il consiste à remplacer les six centrales hydrauliques en fin de vie bâties sur la Romanche, par une seule, la centrale de Gavet, d'une puissance de 91,8 MW pour une production d'environ 540 GWh ;
- l'aménagement du Rizzanese, en Corse du Sud. Cette centrale devrait être mise en service en 2010 ;
- le développement de la « Petite Hydraulique » (centrales de puissance inférieure à 12 MW). Le Groupe EDF est actuellement en phase d'étude d'une douzaine de projets « d'aménagements nouveaux » devant être réalisés d'ici 2010, représentant une capacité totale de 40 MW ;
- la production à partir des débits réservés. L'objectif est d'équiper un certain nombre de barrages pour turbiner le débit réservé et récupérer une partie de l'énergie associée. D'ici à 2007, trois équipements seront réalisés pour un montant global d'environ 5 millions d'euros. Le développement se poursuivra ensuite à raison d'un à deux projets par an.

5.1.1.3.5 La transmission des compétences

Comme en matière de production et d'ingénierie nucléaire (voir paragraphe 5.1.1.2.6 ci-dessus), le Groupe EDF dispose dans la production et l'ingénierie hydraulique de personnels compétents et expérimentés qui constituent un atout pour le Groupe. D'ici 2012, environ 40 % des personnels partiront à la retraite. La transmission des compétences représente donc l'un des enjeux clés de la production hydraulique d'EDF (voir paragraphe 7.5.1 ci-dessous).

5.1.1.4 Production thermique à flamme (« THF »)

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques à flamme a représenté, en 2004, environ 4 % de sa production totale d'électricité. Ce parc, dont l'âge moyen est d'environ 30 ans, dispose à cette même date d'une puissance installée totale de 16 160 MW (hors DOM et Corse, mais comprenant 3 250 MW devant être déclassés d'ici la mi-2006). Les caractéristiques de cette production sont détaillées ci-après.

Les moyens de production THF d'EDF en France ont vocation, avec une partie de la production de l'hydraulique (lacs, STEP), à couvrir le besoin en électricité de semi-base et pointe.

Ils constituent ainsi une des composantes essentielles du mix énergétique pour assurer en temps réel l'équilibre production-consommation et pour couvrir les incertitudes de la demande.

Dans le contexte de cet usage, ils détiennent un certain nombre d'atouts :

- une grande flexibilité ;
- la capacité à être placés en arrêt prolongé ou, au contraire, à être remis en exploitation dans des délais brefs ;
- un coût d'investissement notablement plus faible que le nucléaire ou l'hydraulique et des délais de construction réduits.

Ils jouent ainsi un rôle important dans l'adaptation des capacités de production d'EDF en réponse à l'évolution des besoins de ses clients.

Leur performance présente néanmoins une sensibilité à différents facteurs pouvant conduire à un coût de production plus élevé :

- le durcissement des réglementations environnementales (émission de produits polluants, qualité de l'air) ;
- le respect des quotas d'émissions de gaz à effet de serre ;
- l'évolution du coût des combustibles (dont les hydrocarbures).

Historique

En 1950, EDF instaure une exploitation rationnelle du parc THF et des programmes de construction d'installations sont élaborés par palier de puissance. Avec l'accroissement des besoins, la part de l'énergie d'origine thermique devient prépondérante et le charbon est le principal combustible. Jusqu'en 1972, de nouvelles centrales thermiques à flamme sont installées pour répondre à l'augmentation de la consommation d'électricité. En 1973, le charbon et le fioul représentent environ 60 % des sources d'énergie utilisées pour la production d'électricité. Le fioul, un produit alors bon marché, remplace le charbon dans les nouvelles tranches en construction. Certaines chaudières au charbon sont même transformées pour fonctionner au fioul. Ainsi la part de l'électricité produite par combustion du fioul passe de 4 % en 1960 à 39 % en 1973.

Après 1973, les deux chocs pétroliers interrompent brutalement la construction des nouvelles centrales thermiques au fioul. Les programmes de production d'électricité s'orientent vers un retour des centrales initialement conçues pour le charbon à leur combustible d'origine. Le fioul restera néanmoins le principal combustible des centrales thermiques classiques jusqu'en 1979.

De 1977 à 1995, le parc THF connaît plusieurs adaptations.

Trois tranches de 600 MW, fonctionnant au charbon, sont mises en service entre 1983 et 1985 afin de renforcer rapidement la capacité de production avant la mise en exploitation des nouvelles tranches nucléaires en construction et éviter un nouveau *black-out* comme ce fut le cas en décembre 1978.

Entre 1983 et 1995, un programme de déclassement des installations thermiques à flamme conduit à démanteler les centrales les plus anciennes, et à en « mettre sous cocon » plusieurs autres (Arrêt Garanti Pluriannuel). Ces tranches sont prêtes à être réactivées en cas de besoin.

Actuellement, l'utilisation du parc thermique dépend principalement de la volatilité de la consommation, de la disponibilité des tranches nucléaires et de la capacité de production des équipements hydrauliques qui varie en fonction de l'hydraulicité.

Fonctionnement d'une centrale THF

Fonctionnement d'une centrale thermique à turbine à vapeur

Le fonctionnement de ce type de centrale thermique se divise en quatre étapes : un combustible est brûlé (1) et fournit de la chaleur dans un générateur de vapeur où de l'eau est vaporisée sous pression (2). La vapeur est alors « détendue » dans une turbine, ce qui signifie qu'elle passe d'une haute pression (« HP ») initiale à une basse pression (« BP »). La « détente » de la vapeur provoquée par cette baisse de pression permet d'entraîner la turbine et l'alternateur qui produit l'électricité (3). La vapeur est ensuite condensée (c'est-à-dire qu'elle passe de l'état de vapeur à celui de liquide) dans un condenseur (4), puis elle est recyclée.

Les combustibles utilisés sont de trois types : charbon, fioul ou gaz. Le charbon est transformé en fines particules dans des broyeurs, mélangé à l'air, réchauffé et injecté sous pression dans la chambre de combustion par des brûleurs. Le fioul est chauffé pour accroître sa fluidité, puis il est injecté dans la chaudière à l'aide de brûleurs appropriés. Le gaz utilisé (gaz naturel ou gaz de hauts fourneaux doté d'un pouvoir calorifique moindre) ne nécessite aucun traitement préalable et est directement envoyé dans la chaudière.

Le combustible brûle dans le générateur de vapeur (ou chaudière) qui est tapissé de tubes à l'intérieur desquels circule l'eau à chauffer. Celle-ci se vaporise alors.

La vapeur est progressivement détendue dans une turbine (appelée turbine HP) et passe à travers une série de roues mobiles équipées d'ailettes, ce qui entraîne la rotation d'un alternateur. La vapeur ne transmet pas toute son énergie thermique dans la turbine HP. Un circuit séparé renvoie la vapeur vers la chaudière pour être « re-surchauffée » et passer ensuite dans le corps moyenne pression (MP) puis dans le corps basse pression (BP) de la turbine, ce qui permet de récupérer encore une partie de l'énergie thermique de la vapeur.

Au fur et à mesure de la détente, la pression de la vapeur diminue. Pour récupérer le maximum d'énergie mécanique, les ailettes des trois corps de turbines (HP, MP, BP) ont une taille inversement proportionnelle à la pression. A la fin du cycle, la vapeur s'échappe à basse pression.

L'eau vaporisée est condensée dans un échangeur (appelé condenseur) composé de milliers de tubes de petit diamètre dans lesquels circule l'eau de refroidissement, généralement prélevée dans un cours d'eau ou en mer. Par condensation, la vapeur reprend sa forme liquide. L'eau ainsi obtenue est récupérée par des pompes d'extraction afin d'être à nouveau introduite dans la chaudière. Un autre cycle peut alors commencer. Quant à l'eau utilisée pour le refroidissement, elle est soit restituée à son milieu naturel (après contrôle environnemental), soit refroidie dans des aéroréfrigérants, avant de retourner au condenseur.

Dans les centrales de cogénération, une même source d'énergie est utilisée pour la production conjointe de chaleur et d'électricité. La chaleur ainsi récupérée est directement utilisée dans l'industrie, pour des ensembles immobiliers, des réseaux de chaleur et de chauffage urbain. Ce moyen de production est plus adapté aux pays qui possèdent des réseaux de chaleurs importants, comme en Europe centrale et orientale. La difficulté repose, en particulier, sur la nécessaire proximité entre la centrale et le lieu de consommation de la chaleur.

Fonctionnement d'un cycle combiné à gaz et d'une turbine à combustion

Certaines centrales thermiques reposent sur le principe d'une turbine directement entraînée par les gaz de combustion, sans l'étape intermédiaire de la production de vapeur. Dans ces Turbines à Combustion (« TAC »), un compresseur d'air (ou chambre de compression) porte l'air prélevé dans l'atmosphère à une pression et une température élevées. L'air pénètre dans la chambre de combustion à laquelle sont raccordés les injecteurs de combustible. Ce mélange gazeux est porté à plus de 1 000°C. Il a un haut pouvoir énergétique.

Les gaz chauds sont ensuite détendus dans la turbine de puissance qui entraîne le compresseur d'air et l'alternateur. Les TAC peuvent fonctionner avec du gaz provenant du fioul, du gaz naturel, du gaz de pétrole liquéfié, du gaz de synthèse ou du fioul domestique, le fioul distillé étant le combustible le plus utilisé par EDF.

Les installations sont d'une taille réduite. Les coûts de construction sont moins élevés que pour une centrale thermique classique et les contraintes d'installation moins lourdes.

Des TAC sont utilisées pour répondre aux pics de consommation. En cas d'urgence, douze minutes suffisent aux plus performantes pour produire à pleine charge. Elles sont télécommandées et les ordres de démarrage, de prise en charge et d'arrêt, sont donnés depuis les centres régionaux de dispatching.

Les cycles combinés à gaz associent une ou plusieurs TAC et une turbine à vapeur alimentée par une chaudière qui récupère la chaleur des gaz d'échappement de la TAC. Cette technologie demande un investissement plus faible que les centrales conventionnelles et assure un bon rendement énergétique. Pour cette raison, dans de nombreux pays, elle constitue la grande majorité des nouveaux moyens de production en base et semi-base (en Europe, principalement en Espagne, en Italie et au Royaume-Uni).

Rendement des installations Thermiques à Flamme

Une partie de l'énergie produite par la combustion est perdue pour différentes raisons : chaleur renvoyée à la source froide, pertes thermiques, frottements, etc. On définit le rendement d'une installation comme le rapport entre l'énergie électrique produite et l'énergie maximale que pourrait théoriquement fournir le combustible.

Le rendement dépend du type d'installation thermique :

- de 30 à 35 % pour les TAC industrielles ;
- de l'ordre de 40 % pour les installations conventionnelles avec chaudière dans laquelle l'eau est transformée en vapeur ;
- de 50 à 58 % pour les cycles combinés à gaz.

Emissions de CO_2

Du fait de la composition organique du combustible, la production d'électricité à partir d'un combustible fossile (charbon, fioul, gaz) génère du CO_2.

Les deux paramètres principaux qui influent sur les émissions sont :

- Le type d'installation et le rendement (les émissions sont inversement proportionnelles au rendement) ;
- La nature du combustible brûlé.

Les émissions caractéristiques de CO_2 sont :

- pour les chaudières à fioul lourd : de l'ordre de 0,7 à 0,8 kt/GWh ;
- pour les chaudières à charbon pulvérisé : de l'ordre de 0,8 à 0,9 kt/GWh ;
- pour les TAC : de l'ordre de 0,6 kt/GWh (gaz naturel) et de 0,8 à 0,9 kt/GWh (fioul) ;
- pour les cycles combinés à gaz : de l'ordre de 0,4 kt/GWh.

Les émissions de CO_2 sont encadrées par le respect des quotas attribués à chaque producteur (voir paragraphe 7.11.5.3 ci-dessous).

L'évolution des technologies de production

En raison des importantes réserves naturelles disponibles, par rapport au pétrole, le charbon et le gaz devraient jouer un rôle important dans le futur. Il est donc essentiel de développer des technologies de combustion propre, respectueuses de l'environnement.

L'ingénierie et la R&D d'EDF travaillent en relation avec les constructeurs à la mise au point de technologies de charbon propre et de cycles combinés à gaz au rendement optimisé.

Les technologies de dépollution

Trois types de dispositifs correspondant à trois natures de rejet (soufre, azote et poussières) sont mis en œuvre par EDF pour assurer le respect de la réglementation applicable par ses centrales THF :

- La dénitrification réduit les oxydes d'azote contenus dans les fumées avant leur rejet à la cheminée. Une première méthode consiste à limiter la quantité d'air amenée aux brûleurs pour abaisser la température de la flamme et ainsi diminuer la formation d'oxydes d'azote. Pour changer les conditions de combustion, il est nécessaire de remplacer les brûleurs existants par de nouveaux brûleurs, appelés « bas NOx », ce qu'EDF a entrepris de faire dans certaines de ses centrales. Une autre méthode, le SCR (*Selective Catalytic Reduction*), consiste à capter les oxydes d'azote par de l'ammoniac, en présence d'un catalyseur. Ceux-ci se transforment alors en azote et en vapeur d'eau. Le SCR sera prochainement installé sur les centrales charbon récentes de forte puissance.
- Dans les centrales récentes de forte puissance, la désulfuration se fait par lavage des fumées avant que celles-ci n'atteignent la cheminée, au moyen d'eau saturée en calcaire. En contrepartie, le procédé produit du « gypse », réutilisé dans la fabrication du plâtre et comme complément dans les bétons et revêtements routiers. Grâce à cette technique, les centrales thermiques de Cordemais et du Havre ont réduit de plus de 85 % leurs rejets de dioxyde de soufre en quelques années.
- Enfin, en ce qui concerne les poussières, des progrès sont actuellement réalisés permettant d'améliorer leur captage, notamment en jouant sur la répartition des flux des fumées et sur les champs électriques des équipements de dépoussiérage.

5.1.1.4.1 Le parc de production THF d'EDF

Composition du parc

Au 1er avril 2005, le parc en exploitation d'EDF est composé des tranches figurant ci-après :

- Tranches charbon :
  - — 10 tranches d'une puissance de 250 MW, mises en service entre 1965 et 1971 (Albi 1, Blénod 2, 3 et 4, Bouchain 1, Le Havre 1, La Maxe 1 et 2 et Vitry 3 et 4) ;
  - — 4 tranches de 600 MW : Le Havre 2, mise en service en 1969, et 3 tranche plus récentes (Q600) mises en service entre 1983 et 1984 (Cordemais 4 et 5, Le Havre 4).
- Tranches fioul :
  - — 3 tranches de 250 MW, mises en service entre 1971 et 1973 (Martigues 1, 2 et 3) ;
  - — 2 tranches de 600 MW, mises en service entre 1974 et 1975 (Porcheville 3 et 4) ;
  - — 2 tranches de 700 MW, mises en service en 1976 et 1977 (Aramon 2 et Cordemais 2) ;
  - — 4 tranches en arrêt garanti pluri-annuel (AGP) réactivables (Aramon 1, Porcheville 1 et 2, Cordemais 3), représentant 2600 MW.
- Gaz de haut fourneau : 2 tranches mises en services en 1959 et 1961 (Richemont 3-5).
- Turbines à Combustion (« TAC ») : 7 tranches réparties sur 4 sites (Arrighi, Brennilis, Dirinon et Gennevilliers) mises en service entre 1980 et 1997, qui constituent des moyens de super pointe très réactifs.

A ce parc de production s'ajoutent environ 1 400 MW de moteurs diesels et de TAC pour la production dans les DOM, en Corse et à St Pierre et Miquelon.

La carte ci-dessous présente le parc THF d'EDF :

L'approvisionnement en combustible

Cet approvisionnement est assuré par EDF Trading, filiale d'EDF chargée du trading de combustibles fossiles. A partir de ses prévisions sur l'appel du parc THF, EDF commande à EDF Trading les quantités prévisionnelles de combustible nécessaires pour des livraisons à trois mois pour le charbon et un mois pour le fioul (voir paragraphe 5.1.3.3 ci-dessous).

EDF dispose de la possibilité d'ajuster ses besoins et ses stocks en demandant à EDF Trading de procéder à des achats supplémentaires ou, exceptionnellement, à des reventes de quantités jugées excédentaires. De plus, pour des raisons de sécurité d'approvisionnement des centrales, il est demandé à EDF Trading de maintenir au profit d'EDF un stock de sécurité réparti à l'appréciation d'EDF dans différents ports.

5.1.1.4.2 Les enjeux de la production THF

L'adaptation du parc de production THF

Pour répondre aux contraintes réglementaires environnementales, EDF a décidé d'arrêter progressivement les tranches fioul et charbon d'une puissance de 250 MW d'ici à 2015. Cette évolution a déjà commencé : ainsi en mars 2003, la centrale de Champagne (Oise) a arrêté de produire, suivie en mai 2004 par les sites de Montereau et de Loire-sur-Rhône, en juillet 2004, par la tranche fioul d'Ambès et, en mars 2005, par la tranche charbon de Vaires-sur-Marne. Ce processus se poursuivra en 2006 par l'arrêt de la centrale d'Albi. Ces tranches seront mises en Retrait Définitif d'Exploitation (RDE — acte administratif permettant la déconstruction) d'ici fin janvier 2006 (janvier 2007 pour Albi, avec d'autres tranches de ces mêmes sites déjà arrêtées de longue date).

Les tranches charbon 600 MW bénéficient d'un effet taille favorable et de coûts de revient du combustible les plus bas au sein du parc THF (meilleur rendement, tranches en bord de mer, sites de grande capacité) et la flexibilité de leur production est un atout essentiel. Elles sont déjà équipées d'un système de désulfuration des fumées et il est prévu de leur adjoindre avant 2008 une installation de dénitrification poussée qui leur permettra de se conformer aux contraintes environnementales au-delà de 2015.

En semi-base, le maintien des tranches charbon les plus performantes constitue la meilleure solution pour disposer de capacités compétitives.

Pour faire face à l'augmentation des besoins de pointe au cours des prochaines années, EDF a décidé la réactivation de ses quatre tranches fioul 600-700 MW en AGP (Porcheville 1-2, Cordemais 3, et Aramon 1). Les tranches fioul 600/700 MW ont relativement peu fonctionné depuis leur mise en service (25 000 à 60 000 heures) et ont donc devant elles un potentiel certain de production. Elles bénéficient de frais fixes deux à trois fois plus faibles que le palier charbon de 250 MW. Par ailleurs, malgré des coûts variables élevés, le fioul reste plus compétitif que le charbon pour des fonctionnements de pointe et de secours (c'est-à-dire en dessous de 1 500 heures par an). Enfin, la réglementation permet à EDF, jusqu'à l'horizon 2015, de globaliser les rejets et de bénéficier des efforts accomplis sur les tranches charbon d'une puissance de 600 MW.

Par ailleurs, EDF prévoit de développer 500 MW de TAC d'ici 2008/2009.

Cette adaptation de la capacité thermique par substitution du fioul au charbon dans la composition du parc, permet à EDF de renforcer sa compétitivité en période de pointe en privilégiant les tranches à faibles charges fixes et de disposer d'un parc moins polluant.

Cette évolution répond aux besoins d'EDF qui utilise le THF en complément du nucléaire et de l'hydraulique, pour couvrir ses engagements en termes de capacités. Cette utilisation diffère sensiblement du cadre des autres parcs européens.

Hors développement des TAC, les investissements nécessaires à cette adaptation recouvrent principalement :

- le respect des contraintes environnementales actuellement définies jusqu'à l'horizon 2015 (voir ci-après) : dénitrification des tranches d'une puissance de 600 MW, bacs à fioul et dépoussiéreurs ... ;

  par hypothèse, un éventuel durcissement de la réglementation en vigueur n'est pas pris en compte.
- la rénovation et à la fiabilisation des tranches en fonctionnement ;
- les études et travaux nécessaires aux sorties d'arrêt garanti pluriannuel.

Au delà des prochaines années, EDF étudie de plus le développement de nouveaux moyens de semi-base (cycle combiné à gaz et charbon) qui entreraient en service au-delà de 2012 pour faire face à l'augmentation de la consommation. Dans le cadre de ces développements, ses principaux atouts seront la propriété des sites actuels de centrales THF et ses compétences industrielles d'exploitant et de développeur. Au cours des dernières années, EDF a en effet mené un programme de développement d'IPP à l'étranger (essentiellement en Chine et au Mexique — voir paragraphes 6.2.3 et 6.3.1 ci-dessous). Ce programme a permis d'acquérir les compétences nécessaires à la maîtrise de la conception, du développement et de l'exploitation de cycles combinés à gaz.

L'évolution du cadre réglementaire environnemental

Le parc THF est aujourd'hui exploité dans le cadre de la réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement, de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre (voir paragraphe 7.11.5 ci-dessous pour une description de ces réglementations) et d'une réglementation spécifique sur la qualité de l'air.

La réglementation sur les émissions de gaz à effet de serre a conduit à la mise en place, en 2005, du plan national d'allocation de quotas de CO_2. Sur la première période (2005-2007), EDF estime que ces quotas devraient être suffisants pour permettre un fonctionnement du parc THF conformément aux prévisions actuelles.

La directive européenne n° 2001/81 du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émissions nationaux pour certains polluants atmosphériques (directive NEC), qui prévoit notamment la limitation des émissions de dioxyde de soufre (SO_2), d'oxydes d'azote (NOx), de composés organiques volatiles (COV) et d'ammoniac (NH3) pour la fin de l'année 2010, et la directive n° 2001/80 du 23 octobre 2001 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion (directive GIC) fixent un ensemble de mesures qui sont définies jusqu'au 1er janvier 2016. Elles ont été transposées en droit français notamment par l'arrêté du 8 juillet 2003 portant approbation du programme national de réduction des émissions de polluants atmosphériques (SO_2, NOx, COV et NH_3) et par une série d'arrêtés imposant progressivement en 2008, 2010 et 2016 des réductions d'émissions polluantes à certaines installations, en particulier aux chaudières et aux installations de combustion.

La réglementation sur la qualité de l'air, issue en partie des directives GIC et NEC, a été mise en place en France notamment par le décret n° 98-360 du 6 mai 1998 relatif à la surveillance de la qualité de l'air et de ses effets sur la santé et sur l'environnement, aux objectifs de qualité de l'air, aux seuils d'alerte et aux valeurs-limites, le décret n° 98-362 du 6 mai 1998 relatif aux plans régionaux pour la qualité de l'air (PRQA) et le décret n° 2001-449 du 25 mai 2001 relatif aux plans de protection de l'atmosphère (PPA) et aux mesures pouvant être mises en œuvre pour réduire les émissions des sources de pollution atmosphériques. Ce dispositif prévoit en particulier des mécanismes d'alerte en cas de dépassement des seuils de pollution de l'air et des limitations d'émissions de polluants atmosphériques qui peuvent être imposées notamment aux installations de combustion.

L'adaptation du parc thermique engagée par EDF répond notamment aux exigences de cette réglementation, dont les principes sont définis à l'horizon 2015. Toutefois, un risque de durcissement de cette réglementation avant 2015 ne peut être exclu et son évolution future constitue un enjeu important pour EDF, en particulier pour l'exploitation de ses tranches fioul au-delà de cette date.

L'évolution des taux de disponibilité

La concentration du potentiel de production sur un nombre de sites réduit et les politiques de maintenance et d'investissements associées permettent de pérenniser et d'améliorer la performance économique des différents paliers du parc. Toutefois, les taux de disponibilité tels que définis au paragraphe 5.1.1.3.3 ci-dessus, autour de 70 % pour le parc charbon et le parc fioul, ont diminué ces dernières années du fait d'une augmentation des taux d'indisponibilité fortuite[5] (9 % pour le charbon et 14 % pour le fioul en 2004), de la plus forte sollicitation du parc en 2002/2003 (autour de 20 TWh) et de la réduction des budgets de maintenance.

Avec la fin de la période de surcapacité en Europe et la remontée des prix du marché, le retour à un niveau de disponibilité plus élevé est devenu nécessaire.

EDF a pour objectif d'atteindre un taux de disponibilité du parc thermique à flamme de 82 % à partir de 2008, avec un taux d'indisponibilité fortuite inférieur à 8 %.

Cet objectif devrait être atteint grâce à l'arrêt des centrales les plus anciennes, la rénovation des centrales pérennes et à un budget de maintenance renforcé.

5.1.1.4.3 La déconstruction du parc actuel

EDF a planifié l'ensemble des opérations de déconstruction de son parc THF actuel. Les provisions relatives à ces opérations ont été constituées pour un montant correspondant aux charges de déconstruction de l'ensemble des tranches en exploitation et aux travaux de dépollution des sites (227 millions au 31 décembre 2004). Il subsiste toutefois un risque résiduel lié à l'accroissement des exigences de dépollution (évolution de la réglementation applicable, modification de la destination future des terrains nécessitant un processus de dépollution complémentaire).

5.1.1.4.4 La gestion des compétences

Comme en matière de production et d'ingénierie nucléaire (voir paragraphe 5.1.1.2.6 ci-dessus), le Groupe EDF dispose dans la production et l'ingénierie THF de personnels très compétents et expérimentés qui constituent un atout pour le Groupe.

D'ici 2012, environ 40 % des personnels, principalement dans le domaine de l'exploitation, partiront à la retraite. La transmission de compétences représente donc l'un des enjeux clés de la production THF d'EDF (voir paragraphe 7.5.4. ci-dessous).

5.1.2 COMMERCIALISATION

Les activités de commercialisation d'EDF en France sont regroupées au sein de la Direction EDF Commerce, qui commercialisera à l'horizon 2007 de l'énergie et des services à plus de 26 millions de clients (hors DOM et Corse). A ce jour, le service auprès des clients résidentiels est encore partagé entre cette Direction et la Direction EDF Gaz de France Distribution (voir paragraphe 5.2.2.3 ci-dessous).

En créant la Direction EDF Commerce, dédiée à la commercialisation d'énergie en univers concurrentiel, EDF a souhaité anticiper l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz naturel aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux clients résidentiels. L'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence nécessitait en effet une refonte en profondeur des structures, des équipes, des processus et des systèmes d'information, dans le but de refléter l'intégration du commercialisateur au sein de la chaîne de valeur énergétique et de répondre ainsi aux orientations stratégiques du Groupe EDF. La Direction EDF Commerce comptait 6 015 salariés au 31 décembre 2004.

5.1.2.1 Ouverture du marché français de la commercialisation d'électricité

La consommation du marché français au titre de l'exercice 2004 s'est élevée à 477,2 TWh[6], soit une augmentation de 2,2 % par rapport à l'exercice 2003.

L'ouverture du marché français de la commercialisation d'électricité s'est effectuée selon les étapes suivantes :

DATE	SEUIL D'ÉLIGIBILITÉ	% D'OUVERTURE TOTALE AU REGARD DE LA CONSOMMATION (EN VOLUME)	TOTAL DES SITES/ CLIENTS ÉLIGIBLES
Février 1999	100 GWh/an	20 %	200 sites
Mai 2000	16 GWh/an	30 %	1 600 sites
Février 2003	7 GWh/an	37 %	3 200 sites et 99 ELD
Juillet 2004	Ensemble des clients non-résidentiels	69 %	2,5 millions de clients
Juillet 2007	Ensemble des clients	100 %	26,6 millions de clients

(5) Rapport entre l'énergie non produite du fait d'arrêts imprévus sur l'énergie totale productible par l'installation.

(6) Dont 310 TWh marché non-résidentiel, 133 TWh marché résidentiel, 32 TWh pertes de réseaux, 1 TWh ventes internes et 1 TWh Corse.

Il est à noter qu'il sera procédé à un point d'étape programmé par la Commission européenne sur l'ouverture totale du marché de l'électricité dont le calendrier sera confirmé à la lumière du retour d'expérience en 2006 sur les conditions d'ouverture du marché des non-résidentiels. La Commission européenne a annoncé le 13 juin 2005 l'ouverture d'une enquête sectorielle afin d'identifier les éventuelles distorsions de concurrence sur les marchés européens du gaz et de l'électricité. Pour plus de détails sur cette enquête, voir paragraphe 7.11.1.1 ci-dessous.

Au 31 décembre 2004, EDF détient 86,8 % du marché des clients éligibles estimé à 310 TWh. Toutefois, le mécanisme d'ouverture à la concurrence se poursuit et EDF devrait continuer à perdre des parts de marché.

EDF estime que, depuis 2003, toute entreprise ayant fait valoir son éligibilité peut disposer d'au minimum 4 à 5 offres différentes de fourniture d'électricité sur le marché français.

Les principaux concurrents potentiels d'EDF sur le marché français sont :

- les commercialisateurs adossés à un parc de production et cherchant à développer des positions sur le marché des résidentiels : Groupe Electrabel/Suez (avec les parcs de production de Energie du Rhône et Electrabel France, CNR) et la SNET (dont le principal actionnaire est Endesa) ;
- les acteurs disposant d'un potentiel aval sur le marché des résidentiels (base de données clients) et développant des moyens de production : Gaz de France, régies ;
- les commercialisateurs nouveaux entrants — Poweo et Direct Energie — qui se présentent comme des acteurs « *low cost* » et qui s'approvisionnent sur le marché de gros ou auprès d'acteurs étrangers ;
- d'autres opérateurs énergétiques : notamment HEW (Groupe Vattenfall), ATEL, BKW, E.On, RWE, BP Group, Avenis Trading (filiale de l'Electricité de l'Ouest Suisse), Cargill International, l'ENEL et Verbund.

Afin de couvrir l'approvisionnement du marché ouvert, les commercialisateurs concurrents du Groupe EDF ont accès :

- à leur propre capacité de production (CNR et SHEM et une partie de Tricastin pour Suez/Electrabel et SNET pour ENDESA) ;
- à l'équivalent de 42 TWh mis à disposition en 2004 par le Groupe EDF par l'intermédiaire des « Enchères de Capacité » (VPP) décrites au paragraphe 5.1.3.4 ;
- aux importations ;
- au marché de gros de l'électricité.

5.1.2.2 Prix et tarifs

Dans le contexte d'ouverture du marché de l'énergie, il convient aujourd'hui de distinguer, pour la vente d'électricité en France, d'une part, le barème tarifaire applicable par l'opérateur historique aux clients non éligibles ou n'ayant pas fait jouer leur éligibilité et, d'autre part, les prix appliqués par un commercialisateur en concurrence aux clients ayant exercé leur option d'éligibilité. Il convient de noter que le choix d'un client de faire jouer son éligibilité et de quitter le système de prix régulé est considéré comme irréversible par EDF et la Commission de Régulation de l'Energie (« CRE ») (voir paragraphe 5.1.2.2.2 ci-dessous). Toutefois, les ELD qui avaient fait jouer leur éligibilité peuvent revenir au tarif de cession[7].

5.1.2.2.1 Le barème tarifaire

Le barème tarifaire regroupe une gamme de tarifs réglementés de vente d'électricité. Il s'applique aux clients non éligibles ainsi qu'aux clients éligibles n'ayant pas exercé leur éligibilité.

La structure des tarifs est fixée par décret en Conseil d'Etat, après avis de la CRE et du Conseil de la concurrence. L'évolution des tarifs, à structure inchangée, est fixée par arrêté du ministre chargé de l'Economie et du ministre chargé de l'énergie, après avis de la CRE.

La gamme tarifaire est adaptée aux besoins de puissance des clients et reflète la structure des coûts de production :

- les tarifs pour les clients dont la puissance souscrite est supérieure à 250 kVA (kilo Volt Ampère), dits tarifs vert ;
- les tarifs pour les clients dont la puissance souscrite est comprise entre 36 et 250 kVA, dits tarifs jaune ;
- les tarifs pour les clients souscrivant jusqu'à 36 kVA, dits tarifs bleu.

Les tarifs vert et jaune s'adressent à une clientèle « entreprises » couvrant 380 000 sites gérés via un contrat commercial et des relevés de consommation mensuels. Les tarifs bleu s'adressent à une clientèle de « masse » de 31 millions de sites, principalement des particuliers, professionnels et collectivités territoriales, avec des relevés semestriels.

(7) En effet, le décret du 27 janvier 2005 relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés donne aux ELD la possibilité de se fournir auprès d'EDF à des tarifs spécifiques, pour la part de leur fourniture vendue aux clients non éligibles ou n'ayant pas fait jouer leur éligibilité.

Les clients des tarifs vert sont raccordés sur les réseaux à haute tension (HTA), voire sur les réseaux de transport (HTB), tandis que les clients des tarifs jaune et bleu sont alimentés en basse tension (BT).

Ces tarifs réglementés comprennent un abonnement pour la mise à disposition de la puissance et une part variable proportionnelle à la consommation avec des prix éventuellement horo-saisonnalisés. La gamme tarifaire est conçue pour tenir compte des variations des consommations des clients avec différentes options (heures pleines/heures creuses pour la clientèle résidentielle par exemple).

En outre, dans le cadre de ses missions de service public, EDF propose depuis le 1er janvier 2005 un tarif de première nécessité (voir paragraphe 7.3.3 ci-dessous) selon les modalités fixées par le décret n°2004-325 du 8 avril 2004.

Le tarif est un tarif dit « intégré » car il couvre globalement les éléments suivants :

- la part « énergie » fondée principalement sur les coûts d'exploitation et les coûts long terme (investissements, aval du cycle, recherche et développement) ;
- les coûts de gestion de la clientèle et de commercialisation, qui forment, avec la part « énergie », la part « fourniture » du tarif, qui représente environ 40 % de la facture TTC ;
- la part « réseaux » comprenant les coûts d'utilisation du réseau public de transport géré par RTE et des réseaux publics de distribution gérés par les gestionnaires du réseau de distribution, dits aussi part « acheminement », qui représente environ 40 % de la facture TTC.

Les clients bénéficiant des tarifs intégrés reçoivent une facture d'électricité unique pour la fourniture et l'acheminement, sur laquelle figure le coût d'utilisation des réseaux calculés à partir du « Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'électricité » (« TURP ») fixé sur proposition de la CRE (voir paragraphe 5.2.4 ci-dessous). La séparation des activités de production-commercialisation, en concurrence, et des activités de transport-distribution, en monopole, est ainsi mise en évidence.

Les taxes suivantes (représentant environ 20 % de la facture TTC) viennent s'ajouter à la facture d'électricité :

- les taxes locales municipales et départementales, collectées et intégralement rétrocédées par EDF aux collectivités locales ;
- la contribution aux charges de service public (« CSPE ») instituée par la loi du 3 janvier 2003 (voir paragraphes 7.3.3 et 7.11.1.2 ci-dessous), fixée à 4,5 euros/MWh pour 2004 et 2005 et plafonnée à 500 000 euros par site ;
- la TVA (5,5 % sur l'abonnement et 19,6 % sur la consommation, les taxes locales et la CSPE).

Par ailleurs, la CTA (Contribution Tarifaire Acheminement) qui contribue à la couverture d'une partie des droits passés du régime des retraites (voir paragraphe 7.5.7.1 ci-dessous) viendra s'ajouter à la facture d'électricité.

En monopole, la construction des tarifs historiques était fondée sur les coûts d'EDF avec un objectif d'équilibre financier. La tarification reflétait les coûts marginaux de développement du parc de production et des réseaux de transport et de distribution. Cette méthode de tarification permettait de lisser les prix dans le temps par rapport aux cycles d'investissement et était accompagnée d'une planification centralisée des investissements.

Les évolutions tarifaires moyennes récentes ont été les suivantes :

- Entre 1997 et 2000, les tarifs ont baissé de 14 % en monnaie constante. Sur la même période, les charges de service public pesant sur EDF (notamment les obligations d'achat — voir paragraphe 7.11.1.2 ci-dessous) ont augmenté, sans compensation par une hausse du tarif.
- Depuis 2001, les évolutions ont été les suivantes :
  - — hausse tarifaire de 1 % le 12 novembre 2001,
  - — baisse tarifaire cumulée de 4,5 euros par MWh effectuée pour compenser la hausse de la CSPE en 2003 et 2004,
  - — hausse tarifaire de 3 % le 4 juillet 2003.

EDF estime que ces évolutions tarifaires n'ont pas permis de compenser l'inflation et l'accroissement des charges de service public.

De même, le coût d'entrée d'un concurrent (prix de l'énergie sur le marché de gros ou coût complet de construction d'un nouveau moyen de production (CCGT), acheminement et commercialisation) est supérieur au niveau du tarif intégré, ce qui, vu d'EDF, est de nature à freiner le développement de la concurrence.

5.1.2.2.2 Le prix de vente de l'électricité aux clients éligibles

Les clients éligibles sont libres de quitter à tout moment, sans préavis et de manière irréversible, le barème tarifaire pour une offre d'EDF ou d'un autre commercialisateur.

A l'exception des clients raccordés au réseau de transport, qui doivent impérativement souscrire des contrats distincts pour le transport et l'acheminement, tous les autres clients ayant exercé leur option d'éligibilité peuvent conclure un

contrat unique avec le commercialisateur de leur choix pour la fourniture et l'acheminement de leur électricité. Leur facture d'électricité comprend alors les trois composantes suivantes :

- Le prix de la fourniture d'« énergie électrique ». Le contrat conclu avec le commercialisateur recouvre le prix de facturation des activités ouvertes à la concurrence, à savoir un prix de marché correspondant au coût d'approvisionnement en électricité (généralement indexé sur le prix du marché de gros de l'électricité), de commercialisation et gestion clientèle, et de services énergétiques associés à la fourniture ;
- Le tarif d'accès aux réseaux de transport et de distribution (TURP) ;
- Les prélèvements publics : la CSPE, la CTA, les taxes locales et la TVA mentionnées au paragraphe 5.1.2.2.1 ci-dessus.

5.1.2.3 Direction EDF Commerce

Afin de préparer et relever les défis posés par l'ouverture du marché, EDF a adapté son organisation commerciale en créant deux divisions au sein de la Direction EDF Commerce correspondant à la segmentation de sa clientèle :

- La Division Entreprises (« DE ») chargée de commercialiser l'énergie et les services à environ 250 000 clients Grands Comptes, Grandes Entreprises, PME-PMI, Collectivités Territoriales et Entreprises Locales de Distribution (« ELD ») ;
- La Division Particuliers et Professionnels (« DP&P ») chargée de commercialiser l'énergie et les services aux 24,1 millions de clients résidentiels répartis sur 27,3 millions de sites et aux 2,3 millions de clients professionnels et gestionnaires de services généraux d'immeubles que compte EDF en France.

Afin de préparer les forces commerciales à cette mutation concurrentielle, un effort conséquent de formation a été entrepris : 95 % des salariés de la Division Entreprises et environ 70 % des salariés de la Division Particuliers Professionnels ont suivi une formation professionnelle en 2004.

5.1.2.3.1 Stratégie et atouts

EDF développe un modèle d'activité de commercialisateur complet d'énergies intégrant l'électricité, le gaz et les services, en valorisant les atouts du Groupe au bénéfice du client final. Cette stratégie s'accompagne d'un objectif de maintien d'une part de marché importante et d'un haut niveau de satisfaction des clients.

Elle passe par une meilleure valorisation du portefeuille clients au travers de :

- L'augmentation du chiffre d'affaires par client notamment grâce au développement :
  - — d'une politique commerciale différenciée par segment de clients ;
  - — de nouvelles offres énergie (offres duales électricité/gaz naturel) ;
  - — de services liés à la fourniture d'électricité ;
  - — de nouvelles offres de maîtrise de l'énergie (MDE) ;
  - — le lancement de nouvelles marques permettant de porter le dynamisme commercial du Groupe.
- Une réduction des coûts commerciaux (arrêt progressif des aides commerciales, réduction des charges d'exploitation courantes).

Cette stratégie s'accompagne d'un objectif de maîtrise de la décroissance des parts de marché et de maintien d'un haut niveau de satisfaction des clients.

Les offres, commercialisées sous la marque EDF, capitalisent l'expertise du Groupe en matière de fourniture d'énergie à travers un ensemble de services associés ainsi qu'en matière de maîtrise de la demande d'énergie et d'options de consommation et offrent aux clients finals, du fait de l'intégration amont/aval du Groupe EDF, des solutions de protection au regard des risques de marchés de l'énergie.

Cette stratégie s'appuie sur les atouts majeurs suivants :

- la notoriété de la marque EDF (99 % de notoriété auprès des Français — Enquête EDF, décembre 2004), l'image positive de l'entreprise (82 % des Français ont une bonne ou très bonne image d'EDF — Enquête Sofrès/EDF, juillet 2004) et son capital confiance ;
- la présence et la proximité territoriale de sa force commerciale ;
- l'intégration avec l'aval d'un outil de production compétitif particulièrement favorable dans le contexte de hausse du prix de l'électricité sur le marché du gros ;
- la connaissance approfondie des usages de l'électricité permettant à l'entreprise de répondre au mieux aux besoins des clients, notamment en matière d'optimisation de la consommation énergétique ;
- la légitimité de l'entreprise lui permettant de dépasser la simple fourniture d'électricité et de s'engager dans la vente d'offres multi énergies et d'offres multi services.

Par ailleurs, pour faire face à l'ouverture des marchés, et en particulier à l'échéance du 1er juillet 2007, des projets prioritaires fédérant aussi bien la Direction EDF Commerce que d'autres Directions du Groupe sont mis en œuvre :

- Le Projet Résidentiel EDF 2007 (projet de niveau Groupe) : il vise à assurer la réussite de l'ouverture du marché des Particuliers (24,1 millions de clients, 27 millions de sites, plus de 10 milliards d'euros de chiffre d'affaires annuel) au 1er juillet 2007 par :

  — la répartition des ressources clientèle entre les équipes d'EDF, de Gaz de France et celles d'EDF Gaz de France Distribution et la constitution d'une fonction commerciale au sein de la Direction EDF Commerce d'environ 8 000 conseillers clientèle, dont 1 800 vendeurs,

  — la coordination entre la Direction EDF Gaz de France Distribution et la Direction EDF Commerce au travers de l'ensemble de leurs activités transverses (domaines organisationnels, systèmes d'information, ressources humaines, finances),

  — le respect des exigences de rentabilité et de performance,

  — la prise en compte des attentes de tiers (collectivités locales...) et le développement de la qualité de service.

- Le Projet Commercial Marché de Masse : il répond à la nécessité d'adaptation anticipée de la Direction EDF Commerce en vue de l'ouverture prochaine du marché aux 24,1 millions de clients résidentiels. Il a pour objectif principal de préparer la Direction EDF Commerce à ce défi (en termes d'organisation, d'implantations, de compétences, d'outils SI et téléphonie, d'offres, de canaux de commercialisation, etc.) avec des coûts optimisés.

Ce projet a été initié fin 2004. Les principales étapes seront, en 2006, la séparation des références clients entre EDF et Gaz de France et le lancement de la marque commerciale destinée au marché résidentiel, et début 2007 le transfert des équipes clientèle vers le commercialisateur et le déploiement du système d'information marché de masse adapté au marché résidentiel.

- Le Projet Services : il vise à contribuer à l'augmentation du chiffre d'affaires par client grâce au développement de gammes de services commercialisés sous la marque EDF et mis en œuvre au travers d'une large diversité de canaux en s'appuyant notamment sur la puissance de la force commerciale d'EDF. Les services seront déployés aux moments clés de la vie du client (mobilité, création, modernisation) et seront centrés sur :

  — le « bien s'équiper »,

  — le financement des opérations d'équipement et de rénovation (notamment par le biais des offres proposées, par exemple Domofinance — voir paragraphe 5.1.2.3.3 ci-dessous),

  — le « bien consommer » et la maîtrise de la consommation d'énergie,

  — la maintenance et le dépannage.

Les premières offres correspondant à cette logique sont en cours de lancement (offre assistance dépannage) et les partenariats associés seront à confirmer à l'issue d'un retour d'expérience. Ce projet ne nécessite pas d'investissements complémentaires autres que ceux portés dans les coûts commerciaux ordinaires.

- Le programme Gestion Finance, qui participe au Programme de Transformation Finance-Gestion (voir paragraphe 7.6 ci-dessous) et vise à engager une refonte du modèle de gestion et des systèmes d'information pour réaliser un pilotage de la marge et du résultat par segment de clients.

5.1.2.3.2 Les clients de la Direction EDF Commerce

Au 31 décembre 2004, le marché d'EDF en France (hors marché de gros) est réparti de la manière suivante entre les différents segments de clientèle :

	CLIENTS DE LA DIVISION ENTREPRISES					CLIENTS DE LA DIVISION PARTICULIERS & PROFESSIONNELS		
	GRANDS COMPTES	GRANDES ENTREPRISES	PME-PMI	COLLECTIVITÉS TERRITORIALES	ELD	PROFESSIONNELS	SERVICES GÉNÉRAUX D'IMMEUBLES	PARTICULIERS
Nombre de clients (environ)	250	6 700	196 000	49 000	160	1,7 million	0,6 million	24,1 millions
Nombre de sites	160 000	180 000	460 000	934 000	500	1,8 million	1 million	27,3 millions
TWh vendus	137(1)	38	42	18	11	23	4	125(2)

(1) Dont traitement à façon Eurodif et Sollac ; 14 TWh,
(2) Hors électricité fournie aux salariés EDF et Gaz de France, Corse et DOM.

A. Les Clients de la Division Entreprises

Ce segment regroupe plus de 250 000 clients répartis sur près de 1 800 000 sites pour des ventes d'électricité pour l'exercice 2004 de 229 TWh.

Le tableau ci-dessous indique la répartition de la consommation et du chiffre d'affaires par catégories de clients sur l'exercice 2004 :

	CONSOMMATION	CHIFFRE D'AFFAIRES
Grands comptes	56 %	42 %
Grandes entreprises	15 %	18 %
PME-PMI	17 %	24 %
ELD	5 %	4 %
Collectivités territoriales	7 %	12 %

Au 31 décembre 2004, EDF détenait une part de marché de 86 % des clients entreprises, ELD et collectivités territoriales.

Les entreprises et collectivités territoriales représentent un marché composé d'une grande diversité de sites de consommation d'électricité.

Dans l'offre tarifaire historique, un client accepte un contrat de livraison par site de consommation. Un même client peut donc faire l'objet sur ses plus petits sites d'une tarification au tarif bleu et sur ses plus grands sites de tarifications aux tarifs jaune ou vert. Ces tarifs sont décrits au paragraphe 5.1.2.2.1 ci-dessus.

Pour les clients souhaitant faire valoir leur éligibilité, EDF leur propose une gamme d'offres comprenant :

- de la fourniture d'énergie électrique et gaz naturel ;
- des services de gestion (pack gestion...) ;
- des services de pilotage et reporting (revue de contrat, gamme Adviso) ;
- des services de diagnostics dans les domaines de l'optimisation énergétique, de la qualité du kWh et des énergies renouvelables avec les gammes Optimia, Excelis et Equilibre.

Pour les Grands Comptes et les Grandes Entreprises, les offres sont modulaires et constituent des solutions « sur mesure » adaptées aux demandes des directions des achats ou aux appels d'offres pour des acteurs publics. Pour les PME-PMI et les petites collectivités territoriales, EDF a mis en place des solutions « clé en main », de façon à répondre aux attentes dominantes de ces clients.

Les Grands Comptes

Ce segment de clients regroupe environ 250 grands groupes, opérant souvent à l'échelle européenne, et dotés le plus fréquemment d'une structure d'achat à interlocuteur unique. Ils font l'objet d'une relation commerciale très personnalisée.

Au sein de cet ensemble, 35 comptes clés présentent la particularité d'être des consommateurs intensifs ou de pouvoir disposer de capacités de production propres sur une plaque industrielle (industriels gaziers, sidérurgistes, électrométallurgistes, pétro-chimistes, RATP, SNCF...). Ces clients recherchent :

- une amélioration de la performance énergétique de leur process,
- une fourniture d'énergie très flexible à un prix compétitif, adaptée aux besoins de la production et de l'activité,
- des services complémentaires techniques (sites dotés de capacités propres et de possibilités d'effacement), financiers (produits de couverture du risque de volatilité des prix de l'électricité) et de gestion de facturation.

Par ailleurs, EDF a signé avant l'ouverture des marchés des contrats long terme avec certains clients dont l'économie ne correspond pas à celle du marché de l'électricité actuel, les prix pratiqués ne couvrant pas les coûts complets d'acheminement et de production. Ces contrats font l'objet de provisions dans les comptes de l'entreprise.

Les autres clients Grands Comptes ont des attentes proches. En matière de fourniture d'énergie, ils attendent une contribution forte à leur propre compétitivité et, pour ce faire, ils souhaitent exploiter les souplesses offertes par leur process industriel ou leurs outils d'auto-production. Ils veulent aussi se garantir des fluctuations des marchés énergétiques. Ils attendent de leurs fournisseurs des services leur permettant de gérer la complexité de leurs organisations et un accompagnement en matière de performance énergétique et environnementale.

EDF propose à ces clients des contrats de progrès dans lesquels EDF s'engage à réduire la facture énergétique globale du client en lui proposant la mise en œuvre d'actions d'économie d'énergie.

Confrontés à la volatilité des prix de l'électricité sur les marchés de gros, certains clients Grands Comptes ont exprimé des attentes de stabilité et de visibilité des prix sur le moyen et le long terme. Prenant en compte leur engagement dans la durée, EDF a proposé en 2004 aux clients grands comptes intéressés des offres de contrat à prix ferme sur 5 ans, qui s'appuient sur ses anticipations de prix de marché.

Par ailleurs, afin de répondre aux attentes de certains grands comptes dont la structure d'achat est intégrée à l'échelle européenne, le Groupe EDF a mis en place un réseau commercial coordonné qui couvre 11 pays.

Les Grandes Entreprises

Ce segment regroupe 6 700 Grandes Entreprises dont la facture annuelle d'électricité excède 150 000 euros hors taxes, acheminement compris, et dont les besoins sont comparables à ceux des Grands Comptes. Du fait de leur niveau de consommation, ils disposent de ressources dédiées aux achats d'énergie et ils sont sensibles aux offres de services liés à la fourniture, visant à optimiser leur facture énergétique (maîtrise de l'énergie et qualité de la fourniture). Les Grandes Entreprises bénéficient d'interlocuteurs identifiés.

Nouvelles offres commerciales aux Grands Comptes et aux Grandes Entreprises

EDF propose aux Grands Comptes et aux Grandes Entreprises des offres modulaires (les gammes « Expert », « Evolution » et « Essentiel ») adaptées à leurs besoins, à des prix personnalisés, dépendant des modes de consommation et calés sur le prix des marchés de gros. Ces offres englobent, en fonction des besoins des clients :

- Des services de pilotage et de reporting :
  - — Gamme Adviso : gestion et pilotage des données de consommation d'électricité par Internet (valorisation, simulation, alerte...) ;
  - — Revue de contrat : prestation annuelle de suivi contractuel pour tous les types de contrats clients ;
- Des services de gestion :
  - — Gamme Panor@ma : accès par Internet aux éléments de facturation ;
  - — Gamme Unifacto / Plurifacto : regroupement des factures (ou des règlements) de plusieurs sites d'un même client ;
  - — Edifacto : envoi électronique des données de facturation.
- Des services de diagnostic : EDF assiste ses clients dans l'optimisation de la performance énergétique de leur process au travers de conseils et services de qualité qui s'appuient sur l'expertise des « équipes de recherche et développement », le cas échéant :
  - — Gamme Optimia : diagnostics personnalisés pour identifier les économies d'énergies réalisables et optimiser les dépenses d'électricité ;
  - — Gamme Excelis : amélioration de la qualité du kWh en réduisant les perturbations électriques. Ainsi, après un pré-diagnostic sur la qualité du courant du client, il est élaboré une offre d'électricité de qualité supérieure à celle fournie par l'opérateur de réseau grâce à des moyens de fiabilisation.
- Une offre d'électricité verte appelée « kWh Equilibre » : EDF propose à ses clients de l'énergie certifiée « d'origine renouvelable ». Cette offre s'inscrit dans le cadre des engagements de développement durable du Groupe. Elle s'adresse à tous les clients.
- Des offres multi énergies : la commercialisation de gaz naturel constitue pour EDF un levier de différentiation par rapport aux concurrents mono-énergie. Lancée fin 2004, l'offre gaz naturel est bien accueillie par la clientèle des Grandes Entreprises (démarche de proximité d'EDF et prix compétitif et ferme sur un horizon pluriannuel).

A cette gamme d'offres s'ajoute l'ensemble des offres proposées par Dalkia décrites au paragraphe 7.1.1.2 ci-dessous. Il existe une forte complémentarité de l'offre énergie d'EDF et de celle de Dalkia sur les marchés des Grands Comptes, des Grandes Entreprises et des Collectivités Territoriales. Les offres proposées par Dalkia couvrent principalement les services thermiques, la cogénération, les réseaux de chaleur et de froid, les utilités industrielles, l'installation et la maintenance d'équipements de production, le *facilities management* et les services d'éclairage public. Chaque année, EDF contribue à un flux significatif d'apport de clients à Dalkia.

Les PME-PMI

Les PME-PMI sont un segment de marché hétérogène (58 % tertiaire, 35 % industrie, 7 % agriculture) comprenant environ 200 000 clients avec cependant quelques attentes dominantes : ils souhaitent bénéficier d'offres simples leur proposant des prix adaptés à leur consommation. Ils sont par ailleurs très sensibles à la qualité des prestations de service de leur fournisseur en matière d'accueil, de facturation et d'informations. Lorsqu'ils sont multisites, ces clients attendent des services optimisant leurs coûts de gestion, et, pour les entreprises à process industriel, des services les aidant à optimiser leur consommation énergétique.

Les offres à destination des PME-PMI reposent sur des solutions intégrées qui englobent la fourniture et des services inclus dans le prix. Trois solutions sont actuellement commercialisées :

- La solution Visibilité simplifie et facilite la gestion des dépenses d'électricité, en englobant des services de gestion tels que la revue annuelle de contrat, ou Panor@ma, un outil de gestion qui permet au client de suivre, via internet, la consommation de ses sites.

- La solution Alliance inclut, en complément des services existant dans la solution Visibilité, des conseils d'experts pour optimiser les consommations d'électricité et proposer des économies d'énergies. Par exemple, le conseil « éclairage optimia commerces » permet au client de valoriser son espace commercial par un éclairage bien maîtrisé.
- La solution Premium est une solution adaptée aux clients ayant une activité sensible à la fiabilité et la continuité de la fourniture. Cette solution intègre des prestations de conseils et des services pour fiabiliser les installations électriques et suivre précisément les consommations. Avec @viso, le client peut, par exemple, avoir une vision précise de ses courbes de charge et ainsi optimiser sa consommation d'électricité.

Pour ces trois solutions, le client a la possibilité d'obtenir des services venant en complément de ceux déjà inclus dans sa solution (kWh Equilibre par exemple).

Simultanément, une offre de gaz naturel a été développée depuis fin 2004. Cette offre connaît un très bon accueil auprès de ce segment de clientèle visant notamment les outils de production et les process fonctionnant au gaz naturel.

Les Collectivités territoriales

Les achats d'électricité des Collectivités territoriales sont soumis au Code des marchés publics dès lors que les Collectivités font jouer leur éligibilité. La maîtrise des procédures est importante, et nécessite un savoir-faire spécifique. Les collectivités territoriales portent une attention particulière à la capacité du fournisseur à réduire leur facture énergétique (prix compétitifs, optimisation des coûts de gestion, maîtrise de la demande d'énergie). Elles attachent également de l'importance au développement des énergies renouvelables et aux actions en faveur du développement durable. Le marché des collectivités territoriales est susceptible de fortement valoriser une offre duale électricité/gaz naturel. Ce marché comprend environ 49 000 clients.

Au-delà de la fourniture d'une électricité de qualité, EDF propose aux collectivités territoriales une gamme complète d'options pour personnaliser leurs contrats, des services de gestion ainsi que des conseils autour du développement durable et des économies d'énergies. Les collectivités dont la facture d'électricité dépasse 90 000 euros bénéficient d'offres modulaires composées d'un produit électricité et de services selon les attentes du client. Pour les collectivités dont la facture d'électricité est inférieure à 90 000 euros, cette gamme se décline en cinq types d'offres.

- Citelia Commune pour bénéficier d'une gestion simple, globale et optimisée à la fois des bâtiments et de l'éclairage public : un contrat unique pour tous les points de livraison de la commune sur une durée de 3 ans avec des prix fermes comprenant notamment :
  - — La gamme Dialège, qui regroupe plusieurs services de gestion adaptés aux besoins des collectivités territoriales tels que le regroupement de factures, l'optimisation de contrats, des tableaux de bord. Elle inclut également un outil simple et convivial, Di@lège, qui permet de gérer à tout moment sur Internet les consommations et les factures de l'ensemble des sites. Environ 2 800 collectivités ont signé un protocole Di@lège ;
  - — EnR Equilibre, qui permet d'intégrer des solutions utilisant les énergies renouvelables dans les projets ou sur les sites existants notamment pour la production thermique (chauffage, eau chaude sanitaire) et la production d'électricité ;
  - — Des conseils de type Projet Optimia, Eclairage Optimia.
- Citelia Eclairage Public pour les collectivités qui gèrent uniquement la problématique de l'éclairage public : contrat unique pour une durée de 3 ans avec des prix fermes comprenant Dialège, des conseils de type Projet Optimia, Eclairage Optimia.
- Citelia Patrimoine pour maîtriser et optimiser uniquement les consommations liées aux bâtiments : un contrat unique pour une durée de 3 ans avec des prix fermes comprenant Dialège, des conseils de type Projet Optimia.
- Citelia Grands Equipements pour adapter et personnaliser l'offre de prix aux modes de consommation de certains sites importants et énergivores comprenant des services comme l'horosaisonnalité, le Diagnostic Excelis, Dialège, et le kWh Equilibre...
- Citelia Environnement pour intégrer les préoccupations liées au développement durable, à la maîtrise de la demande en électricité et à la protection de l'environnement comprenant le kWh Equilibre, le Diagnostic Global Optimia, des conseils de type EnR Equilibre, l'outil Di@lège sur Internet...).

Les ELD

Les ELD commercialisent et acheminent l'énergie électrique auprès des clients finaux. Elles assurent 5 % de la distribution d'électricité en France et sont également parfois productrices d'électricité. Elles sont fortement ancrées dans le tissu des collectivités locales. Le décret du 27 janvier 2005 relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés donne aux ELD la possibilité de se fournir auprès d'EDF à des tarifs spécifiques, pour la part de leur fourniture vendue aux clients non éligibles ou n'ayant pas fait jouer leur éligibilité, ainsi que pour leurs pertes réseaux, sauf pour celles qui ont déjà fait jouer leur éligibilité.

B. Clients de la Division Particuliers et Professionnels

Ce segment regroupe 24,1 millions de clients résidentiels répartis sur 27,3 millions de sites et 2,3 millions de clients professionnels et gestionnaires de services généraux d'immeubles répartis sur 2,8 millions de sites. Pour l'exercice 2004, il représente un volume vendu d'électricité de 161 TWh. Cette Division comprend 3 110 personnes.

Le tableau ci-dessous indique la répartition de la consommation et du chiffre d'affaires par catégorie de clients sur l'exercice 2004 :

CATÉGORIE DE CLIENTS	CONSOMMATION	CHIFFRE D'AFFAIRES
Résidentiels	80 %	80 %
Professionnels	17 %	17 %
Services généraux d'immeubles	3 %	3 %

Offre historique aux clients non-éligibles ou n'ayant pas fait jouer leur éligibilité

Les clients professionnels et résidentiels bénéficient historiquement d'une tarification suivant le tarif bleu.

Les tarifs réglementés ou historiques incluent un abonnement et une part variable (voir paragraphe 5.1.2.2.1 ci-dessus).

L'abonnement correspond à la mise à disposition permanente de l'électricité chez un client, la durée minimale de souscription étant d'une année. Le prix d'un abonnement est proportionnel à la puissance dont le client a besoin en fonction du nombre et de la nature des équipements qu'il souhaite faire fonctionner simultanément. Cette puissance se mesure en kVA (ou kilo Volt Ampère qui est une unité de puissance apparente). Il existe neuf puissances différentes, de 3 à 36 kVA pour le tarif bleu, par palier de 3 kVA jusqu'à 18 kVA, puis par palier de 6 kVA jusqu'à 36 kVA. Tout changement de puissance est gratuit jusqu'à 18 kVA.

Le prix du kWh varie selon l'option tarifaire souscrite par le client. EDF propose aux particuliers trois options tarifaires, tout client pouvant, gratuitement et 24h/24, contacter une agence EDF afin d'obtenir un conseil tarifaire adapté à ses besoins :

- *L'option base* est destinée aux clients qui ont besoin d'une puissance de 3 à 36 kVA. Le prix du kWh est unique, tout au long de l'année.
- *L'option heures creuses* est destinée aux clients qui ont besoin d'une puissance de 6 à 36 kVA. Pendant 8 heures de nuit, le client bénéficie d'un prix réduit du kWh, ce qui rend plus intéressant à ce moment l'usage d'appareils électriques dont la consommation est importante (chauffage électrique à accumulation, machines à laver programmables, chauffe-eau, etc.). Le reste du temps, le prix du kWh de l'option de base s'applique. Le prix de l'abonnement est légèrement supérieur à celui de l'option de base.
- *L'option tempo* pour les clients particuliers offre des prix du kWh qui varient selon les jours et les heures d'utilisation. Ce tarif s'adresse aux clients souscrivant une puissance supérieure ou égale à 9 kVA. Avec l'option tempo, le client bénéficie de jours bleu, blanc et rouge, ainsi que d'heures pleines et d'heures creuses (6 heures du matin à 22 heures), soit six prix différents du kWh. L'année se décompose en 300 jours bleu, durant lesquels l'électricité est moins chère que pour l'option de base, en 22 jours rouge durant lesquels elle est très chère et durant lesquels le client a intérêt à réduire sa consommation, et en 43 jours blanc de niveau de prix intermédiaire. Le client doit suivre quotidiennement l'affichage de la couleur du jour et être prêt à réduire sa consommation d'électricité les jours rouges et blancs. Les clients peuvent faire installer un gestionnaire d'énergie qui gérera automatiquement la mise en route ou l'arrêt des appareils en fonction de la couleur du jour. Il est à noter que l'option tempo n'est disponible que sur le marché résidentiel.

Offres aux professionnels souhaitant faire jouer leur éligibilité

Ces clients sont sensibles à la reconnaissance de leur statut de professionnel, à la qualité d'une relation commerciale dédiée et au prix de l'électricité. Ils attachent également une grande importance à la diversité, la souplesse et la simplicité des solutions proposées et sont demandeurs d'une offre duale incluant l'électricité et le gaz naturel. Ces clients sont également attentifs aux conseils en matière de maîtrise de la demande d'énergie.

S'ils restent prudents face au changement, ils souhaitent avoir le choix et disposer d'un accès à des conseils adaptés. Leurs préoccupations majeures sont marquées par la gestion du temps et la maîtrise de leur trésorerie.

Au 31 décembre 2004, 11 240 clients professionnels avaient changé de fournisseur. Le volume de consommation perdu est estimé à 228 GWh en année pleine, soit moins de 1 % de la consommation. Au 31 décembre 2004, EDF avait vendu plus de 44 000 nouvelles offres, soit 500 GWh en année pleine.

Depuis le 1er juillet 2004, EDF propose les solutions EDF Pro qui ont pour objectif de simplifier la vie des professionnels, en leur proposant des solutions rapides et efficaces. Cette nouvelle gamme d'offres s'appuie sur des services innovants diversifiés :

- L'offre Essentiel Pro permet au client de simplifier son contrat d'électricité et de recevoir un récapitulatif de sa facture annuelle au moment de son bilan comptable.

- L'offre Présence Pro permet au client de bénéficier, en sus de l'offre Essentiel Pro, d'un suivi personnalisé et régulier assorti d'un bilan annuel analysé par un conseil expert. En souscrivant à cette offre, le client reçoit également un bulletin sur les nouveautés concernant sa profession.
- L'offre Souplesse Pro apporte une flexibilité supplémentaire au client dans la gestion de sa trésorerie avec la mensualisation à la carte : cette option permet de recevoir une analyse de l'évolution des coûts de sa consommation d'électricité. Le client peut également adapter les montants de ses échéances mensuelles en fonction de son rythme d'activité dans l'année.

Parmi les solutions proposées, EDF Pro valorise le conseil en matière d'éclairage, de climatisation et de nouveaux services de trésorerie souscrits indépendamment de l'offre Souplesse Pro.

Par ailleurs, EDF élargit sa gamme de services complémentaires en matière d'Assistance Dépannage et de solutions de paiement. D'autre part, en cas de changement ou d'agencement de locaux professionnels, EDF fournit des conseils, des diagnostics et des offres en matière de maîtrise de l'énergie et adresse des bulletins spécialisés susceptibles de constituer un appui pour l'élaboration du cahier des charges techniques. Le client professionnel peut ainsi se doter des équipements énergétiques les plus performants et les mieux adaptés à ses besoins.

Afin d'accompagner l'ouverture du marché et fidéliser les clients devenus éligibles à compter du 1er juillet 2004, EDF propose aux clients éligibles qui étaient au Tarif Bleu de quitter ce tarif pour une nouvelle gamme d'offres dans laquelle :

- le prix de la fourniture de l'électricité est indexé sur le Tarif Bleu réglementé ;
- des services supplémentaires sont inclus.

Cette possibilité d'indexation est ouverte à tous les autres clients éligibles qui sont aux autres tarifs réglementés (jaune ou vert). Ainsi, les clients qui font jouer leur éligibilité pour ces offres ne subissent pas les variations de prix du marché de gros.

EDF propose également à ses clients professionnels une offre kWh Equilibre dans laquelle l'électricité consommée est fournie partiellement ou totalement, à partir de sources d'énergie renouvelables.

D'ores et déjà, avec la levée du principe de spécialité, EDF propose une offre duale électricité et gaz naturel. Cette offre répond à une attente très forte de la part des professionnels et constitue un levier de différenciation par rapport aux concurrents mono-énergie. Après un déploiement expérimental sur deux zones pilotes et au vu des résultats satisfaisants, il a été décidé une généralisation des ventes sur l'ensemble du territoire à compter du 15 juin 2005. La Direction EDF Commerce a pour objectif de placer 6 000 offres gaz naturel sur ce segment de clientèle en 2005.

Ces offres sont vendues directement par EDF. A cet effet, dans chacune des huit Directions Commerciales Régionales, une agence commerciale Pro regroupe l'ensemble des moyens affectés au marché des professionnels sur la région.

La relation client se fait par l'intermédiaire d'un numéro d'appel unique créé pour les clients professionnels (0810 EDF PRO) et de 8 centres d'appels, les Centres de Services Clients (CSC) composés de 707 salariés répartis sur 17 sites géographiques qui assurent la relation téléphonique.

Offres aux clients résidentiels : préparer l'ouverture du marché

Ce marché regroupe l'ensemble des particuliers. Il est caractérisé par le nombre très important de clients et par un niveau moyen de la facture d'électricité annuelle relativement faible. Les particuliers attendent essentiellement de leur fournisseur d'énergie une bonne adéquation des tarifs à leur mode de consommation assortie d'options répondant à leurs besoins. En termes d'offres de services et de prestations, ces clients souhaitent des conseils personnalisés, notamment lorsqu'ils emménagent.

La politique commerciale sur le marché des particuliers, historiquement ciblée sur la promotion du chauffage électrique, consiste à se préparer à l'ouverture du marché à la concurrence en 2007 en faisant évoluer les offres, la communication et le modèle d'activité de la Division Particuliers et Professionnels.

Le tarif associé aux clients particuliers est le tarif bleu domestique constitué d'une structure binôme (abonnement + prix du kWh). L'ouverture du marché implique pour EDF d'adapter les services associés au tarif bleu domestique selon deux axes : les services « autour de la fourniture » et les services « autour de certains moments clés » comme la mobilité et les projets d'amélioration du confort thermique.

Les services autour de la fourniture sont élaborés :

- pour offrir de la simplicité et de la sécurité,
- pour proposer un bon équilibre coût/confort,
- pour permettre une bonne compréhension et une maîtrise des consommations,

et comportent un volet destiné aux clients démunis.

Les services autour de certains moments clés visent à :

- apporter de la simplicité et du choix,
- accompagner les clients avec une démarche globale et de façon adaptée aux spécificités de leurs projets.

Historiquement ciblée sur la prescription du chauffage électrique dans les logements neufs, la gamme d'offres autour des usages s'étend et s'étoffe (conseils, offre de financement) dans le but de préparer l'ouverture de 2007.

La gamme d'offres se compose :

- de Vivrélec habitat neuf : un repère de qualité dans le neuf, des conseils et une offre de financement au propriétaire du logement ;
- de Vivrélec rénovation : des services et prestations pour accompagner les projets des clients, dans l'habitat existant, dont des financements avantageux ;
- du conseil confort Vivrélec : des conseils sur l'utilisation des appareils électriques adaptés aux situations spécifiques des clients (mobilité, économie d'énergie) ;
- du Diagnostic Confiance Sécurité portant sur les installations intérieures d'électricité ;
- d'Assurélec : un service prenant en charge les factures d'électricité en cas d'arrêt de travail, d'invalidité ou de décès.

A l'horizon mi-2007, une offre gaz naturel sera également disponible.

Dans la phase de pré-ouverture, la politique d'intensification de la relation client par le biais du canal téléphonique a conduit la Division Particuliers et Professionnels à créer, en 2002, les Centres de Relations Client (« CRC ») chargés d'assurer les conseils et services auprès des particuliers. A titre d'exemple, 61,4 % des clients se déclarent très satisfaits sur appels entrants.

Il est en outre prévu, d'ici 2007, un transfert de la Direction EDF Gaz de France Distribution vers la Direction EDF Commerce des personnes en charge de l'accueil et de la gestion des clients particuliers, pour constituer le commercialisateur particulier assurant la synthèse des fonctions commerciale et clientèle. Pour conduire ces évolutions, EDF a créé une structure-projet ad hoc : le Projet Résidentiel EDF 2007 (voir le paragraphe 5.1.2.3.1 ci-dessus). Par ailleurs, la Division Particuliers et Professionnels s'organise en mode projet afin, notamment, de définir les structures et processus commerciaux et de faire évoluer son système d'information clients sur le marché de masse (« SIMM ») dont les fonctionnalités ont été définies sur le marché des professionnels.

Le marché des particuliers représente un enjeu pour la majorité des énergéticiens, tant électriciens que gaziers. Les clients ont des attentes fortes pour des offres duales (offres multi-énergies) et des propositions de services autour de leurs usages (offres multi-services).

La présence d'EDF sur le marché de l'énergie — électricité et gaz naturel — des clients particuliers éligibles en 2007 est un enjeu à la fois en termes commercial et d'image.

Si l'enjeu commercial consiste essentiellement à préserver les marges brutes par client, l'enjeu d'image se traduit par la nécessité de conserver le capital confiance des clients d'EDF en étant capable de répondre à leurs attentes, en particulier de conserver la simplicité d'une offre historiquement bi-énergies, de bénéficier d'un prix attractif et d'accéder à des services complémentaires autour de la fourniture.

5.1.2.3.3 Les nouveaux partenaires de la Direction EDF Commerce

EDF a conclu un certain nombre de partenariats afin de proposer à ses clients une offre globale de services.

Domofinance

EDF a conclu le 24 juillet 2003 un accord cadre de partenariat avec Cetelem pour une durée de 5 ans. Cet accord prévoit la création d'une société financière détenue par EDF et Cetelem, établissement de crédit spécialisé dans les opérations de crédit à la consommation.

Cette société financière, Domofinance, détenue à hauteur de 45 % par EDF a été créée en perspective d'un élargissement de l'offre commerciale d'EDF dans un contexte d'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence. Domofinance a pour objet d'effectuer toutes opérations de crédit à la clientèle de particuliers d'EDF en faisant notamment appel aux services du réseau de prescripteurs d'EDF. Par ailleurs, Domofinance peut diffuser des produits assurances liés aux crédits à la clientèle de particuliers ainsi que des produits d'assurances en relation avec l'activité de fourniture d'énergie. Dans ce cadre, Domofinance commercialise (i) le prêt « Rénovation » bonifié par EDF et (ii) le prêt associé aux travaux de sécurité électrique destiné à assurer les travaux de sécurité électrique dans le cadre de la démarche « confiance Sécurité » d'EDF. Domofinance a été agréée le 29 septembre 2003 en tant que société financière par le CECEI conformément aux articles L. 511-9 à L. 511-14 du Code monétaire et financier.

La commercialisation et la gestion des crédits octroyés par Domofinance incombent à une société en participation dont les résultats reviennent à hauteur de 52 % à Domofinance et 48 % à Cetelem.

Autres partenariats

EDF a, en outre, conclu deux autres partenariats spécifiques, l'un avec Cardif et l'autre avec le Crédit Foncier. Le partenariat conclu avec Cardif a pour objet la mise en place d'une convention d'assurance collective dénommée « Service Assurélec » qui couvre le règlement des factures d'électricité en cas de décès ou d'incapacité d'un client d'EDF

ayant souscrit cette assurance. Le partenariat conclu avec le Crédit Foncier a pour objet la mise en place du « Prêt Vivrélec Habitat Neuf », dispositif de financement bonifié proposé dans le cadre de l'offre commerciale d'EDF Vivrélec.

D'autre part, une coopération avec Axa Assistance et Europe Assistance autour du service Assistance Dépannage. La commercialisation de ce service a démarré sur deux zones pilotes — Caen et Tours — en mars 2005 pour une généralisation prévue à la fin de l'année.

5.1.3 OPTIMISATION AMONT/AVAL — TRADING

5.1.3.1 Rôle et missions de la DOAAT

Le modèle d'activité adopté par EDF est celui d'un électricien intégré, c'est-à-dire intervenant sur toute la chaîne de valeur électrique.

La Direction Optimisation Amont/Aval & Trading (DOAAT) coordonne et anime l'ensemble « Commercialisation-Production » (« C+P »). Elle est chargée d'assurer la gestion stratégique et opérationnelle de l'équilibre et de l'optimisation du portefeuille d'actifs amont/aval :

- en amont : parc de production, contrats d'approvisionnement long-terme, achats sur les marchés de gros, obligations d'achat aux producteurs ;
- en aval : contrats de fourniture long-terme, portefeuille clients, vente sur les marchés de gros, VPP, capacités d'effacement.

Ainsi, la DOAAT a pour rôle de garantir la disponibilité des ressources pour approvisionner les clients d'EDF (clients finaux et engagements commerciaux du marché de gros) en maximisant la valeur de la chaîne « production-achats et ventes en gros-commercialisation ». A ce titre, elle utilise tout d'abord tous les leviers physiques à sa disposition :

- sélection des moyens de production,
- achats sur les marchés de gros,
- placement des arrêts de tranche,
- utilisation des stocks d'eau et de combustible,
- effacement des clients.

La DOAAT gère également les approvisionnements en combustibles fossiles des centrales d'EDF, c'est-à-dire charbon et fioul.

Elle effectue de plus à tous les horizons de temps des arbitrages entre les différentes sources d'approvisionnement et opportunités de débouchés offerts par les moyens propres d'EDF et par le marché européen.

Pour effectuer les transactions sur le marché de gros de l'électricité et des combustibles fossiles, la DOAAT s'appuie exclusivement sur EDF Trading, filiale à 100 % d'EDF. Cette entité effectue, à la demande de la DOAAT, (i) des opérations d'arbitrage s'inscrivant dans le cadre des stratégies d'optimisation de la marge brute énergies définies par la DOAAT et (ii) des opérations de couverture (*hedging*) des engagements d'EDF visant à lui permettre de satisfaire ses engagements de commercialisation. Elle a également développé des activités de trading en propre.

La DOAAT, qui est positionnée aujourd'hui sur l'énergie électrique, a pour vocation de voir son activité étendue au gaz quand celui-ci aura pris son essor au sein du Groupe. En effet, l'activité gaz est aujourd'hui en émergence en France et EDF a l'ambition d'y jouer un rôle significatif, en synergie avec ses filiales européennes.

La DOAAT porte donc les enjeux liés à l'intégration des activités amont-aval en France et a vocation à l'étendre au portefeuille d'activités d'EDF en Europe.

La DOAAT gère directement le mécanisme des enchères de capacités (« VPP ») qui contribuent à alimenter le marché de gros par des mises aux enchères trimestrielles de capacité de production. Ces enchères sont ouvertes aux concurrents d'EDF (producteurs, fournisseurs et négociants) et représentent pour eux une source d'approvisionnement importante (6 000 MW pour 42 TWh).

La DOAAT a une activité commerciale directe car elle gère les contrats long terme d'export et de participation (60 TWh en 2004) et les obligations d'achat (29 TWh en 2004) d'EDF.

En plus des leviers dont elle dispose en propre, la DOAAT fournit les signaux qui permettent au producteur et au commercialisateur de conduire leurs activités dans l'intérêt du Groupe.

La DOAAT emploie aujourd'hui un peu plus de 600 salariés, dont 240 à EDF Trading. Elle gère un volume de flux électriques de 500 TWh par an.

5.1.3.2 Activités d'optimisation de l'équilibre amont/aval

RTE porte la responsabilité de l'équilibre production/consommation France en temps réel. EDF, au même titre que tous les autres responsables d'équilibre :

- élabore un programme de production/achat/vente équilibré avec sa propre vision de la consommation de ses clients pour le lendemain,
- s'oblige à compenser financièrement vis-à-vis de RTE les écarts constatés a posteriori sur son périmètre d'équilibre.

La DOAAT est en charge de ces missions au sein d'EDF.

Au plan physique, trois aléas — température, hydraulicité et disponibilité du parc — exposent EDF à un risque volume sur sa production et la demande. Pour ce faire, elle prend des marges physiques de puissance suffisantes pour limiter à moins de 1 % la probabilité de défaillance d'EDF chaque semaine à la pointe (la notion de défaillance étant définie comme l'obligation pour EDF de recourir au marché spot pour s'approvisionner). Ce critère du « risque de 1 % » procède d'un choix interne à EDF et non d'une obligation légale ou réglementaire.

Au plan financier, DOAAT optimise la marge brute énergies de l'ensemble « C+P » en actionnant les leviers des portefeuilles amont, aval et marché :

- A court terme — la veille pour le lendemain — cette optimisation consiste à préparer un programme d'offre équilibré avec la demande qui permet de minimiser le coût de fourniture des engagements contractuels d'EDF et de bénéficier des opportunités éventuelles du marché « spot ». Ce programme est établi en utilisant les souplesses du portefeuille clients (notamment effacements) et production en fonction de leur rentabilité économique et en arbitrant l'appel à ces leviers avec les achats ou ventes « spot » d'électricité réalisés par EDF Trading sur le marché de gros.
- La gestion de l'équilibre offre/demande se décline également à un horizon de 12 à 18 mois, au travers :
  - de scenarii de demande élaborés à partir de prévisions de la Direction Commerce et des modalités des contrats long terme ;
  - de la programmation des opérations d'entretien et de contrôle des moyens de production, notamment les tranches nucléaires ;
  - de la gestion et de la modélisation des stocks de combustibles, des réserves d'électricité hydraulique et des capacité d'effacement clients ;
  - des achats/ventes sur les marchés de gros.

Ces activités sont encadrées par une politique de gestion des risques, avec des critères et des limites de risques explicites, élaborée par la DOAAT conformément aux directives de la Direction du Contrôle des Risques. Ces principaux risques sont :

- *le risque volume* : incertitudes sur la demande et la production disponible, par exemple à la suite d'aléas climatiques (par exemple, en hiver, une température inférieure d'un degré génère un besoin de puissance supplémentaire de 1 500 MW), et de façon croissante, incertitudes sur les parts de marché dues à la pression concurrentielle ;
- *les risques liés aux marchés de gros* : liquidité et profondeur, niveau et volatilité des prix ;
- *le risque réglementaire* : par exemple, évolution des tarifs régulés, rémunération des services systèmes de RTE, mécanismes d'allocations des capacités aux interconnexions, mesures environnementales pouvant conduire à limiter les volumes productibles.

- A moyen terme (deux à cinq ans), le rôle de la DOAAT est de construire une vision optimisée du portefeuille C+P et des équilibres offre demande d'EDF de manière continue et cohérente, en déterminant les trajectoires financières et le paysage des risques physiques et financiers, en évaluant les moyens de réduction des risques et leur impact (coût prévisionnel versus réduction des risques) et en mettant en oeuvre les leviers nécessaires. Ces leviers principaux sont :
  - *pour l'amont*, la recherche de nouvelles politiques de maintenance ou d'exploitation visant à améliorer la disponibilité ou la flexibilité des moyens et l'adaptation de la composition du parc ;
  - *pour l'aval*, les stratégies de part de marché par segment, les évolutions tarifaires, le calibrage des effacements et la recherche de nouvelles offres commerciales ;
  - *pour les achats/ventes en gros*, l'adaptation de contrats long terme existants et la recherche de contrats structurés adaptés.

La DOAAT simule l'impact sur l'équilibre physique et financier du portefeuille C+P des évolutions réglementaires et institutionnelles pouvant affecter les métiers d'EDF, dont notamment :

- mécanisme d'allocation de capacités aux frontières ;
- durcissement des contraintes environnementales ;
- sécurité de l'approvisionnement et de l'équilibre du système électrique.

- A plus long terme, la DOAAT contribue à l'élaboration du programme d'investissement de production, et notamment de renouvellement du parc en parallèle avec l'évolution des débouchés à long terme (un calendrier des fermetures programmées du parc européen installé du Groupe EDF figure au paragraphe 5.1.1.2.5 ci-dessus).

Gouvernance des risques

La gouvernance des risques à la DOAAT s'effectue dans le cadre de la politique de risque du Groupe EDF fixée par la Direction du Contrôle des Risques Groupe-DCRG (voir paragraphe 8.3.1.1 ci-dessous). Elle s'articule autour de trois niveaux :

- le niveau opérationnel (production, commercialisation et marchés de gros) qui prend les décisions de gestion au quotidien,
- l'entité Management de Portefeuille qui propose les limites de risques physiques et financiers dans lesquels s'inscrivent les opérationnels,
- l'entité de Contrôle des Risques de 1er niveau qui garantit la conformité avec la politique des risques Groupe, vérifie le respect des limites et des délégations et anime le Comité des risques.

5.1.3.3 EDF Trading

Le négoce d'électricité et de combustibles fossiles est un élément clé d'optimisation des activités de production et de fourniture d'EDF, dans la mesure où les contraintes des producteurs et des fournisseurs doivent être prises en compte de manière conjointe, et non séparément, en cas de recours aux marchés de gros.

EDF Trading est l'entité en charge des activités de négoce sur les marchés de gros de l'électricité, du gaz naturel et du combustible fossile pour le compte d'EDF, tirant ainsi profit de la position de premier plan occupée par EDF en Europe. EDF Trading est également en charge de l'achat et de la vente de capacités de transport au sein de réseaux de transport en Europe et d'interconnexions en France, des activités de négoce de gaz sur les marchés de gros afin d'assurer le développement des activités midstream du Groupe et de l'alimentation des centrales au charbon et au fioul d'EDF. En 2004, EDF Trading a négocié environ 745 TWh d'électricité, 116 Gm^3 de gaz naturel, 237 millions de tonnes de charbon et les capacités de transport afférentes ainsi que 141 millions de barils de pétrole (produits financiers uniquement), générant un résultat net de 202 millions d'euros, soit 15 % du résultat net consolidé du Groupe EDF.

Le marché de gros de l'électricité

L'ouverture à la concurrence, avec la possibilité de se fournir ou de commercialiser l'électricité auprès d'un nombre plus grand d'intervenants, a généré le développement des marchés de gros nationaux sous deux formes : les marchés de « gré à gré » et les bourses.

Marchés de « gré à gré »

Il existe d'une part des marchés « *over the counter* » ou OTC qui résultent du développement du nombre et du type des transactions de « gré à gré » conclues entre les différents acteurs :

- Des produits standardisés se sont développés sous la forme de contrats d'achat avec livraison ferme de puissance pour une période donnée. Sur le marché français, on peut ainsi acquérir de la puissance de pointe (8h00 — 20h00) ou de base (0h00 — 24h00) :
- Sur le marché « spot » à livrer le lendemain,
- Sur le marché à terme à livrer la semaine, le mois, le trimestre, l'année qui suit ou pluriannuel jusqu'à trois ans.

S'agissant de transactions de gré à gré, il n'existe pas de cours officiels publiés. Toutefois des organismes indépendants, comme « Platt's », publient des relevés de prix sur la base de discussions avec les opérateurs.

Par ailleurs, ces contrats ad hoc négociés de gré à gré continuent de représenter une part importante des échanges.

En 2004, les échanges estimés sur le marché OTC français ont porté sur environ 400 TWh (24 TWh en 2001, 130 TWh en 2002 et 340 TWh en 2003).

Les bourses

Il existe d'autre part des marchés organisés gérés par un organisme indépendant, sur lesquels les acteurs effectuent des transactions bénéficiant d'une garantie de réalisation. Les opérations portent sur des contrats standardisés, à un cours officiel publié résultant de la centralisation de l'offre et de la demande.

Comme pour le marché OTC, il existe une bourse quasiment dans chaque pays. En France, Powernext a été créée en juillet 2001 et compte comme actionnaires des acteurs européens majeurs du négoce de l'électricité et des marchés financiers : Euronext (34 % du capital), un consortium regroupant RTE, Elia (gestionnaire du réseau de transport belge) et

Tennet (gestionnaire du réseau de transport néerlandais) (17 %), EDF (7,8 %), Electrabel (7,8 %), BNP Paribas (7,7 %), Total (7,8 %), la Société Générale (7,8 %), Endesa (5 %) et ATEL (5 %).

Powernext propose deux types de contrats :

- depuis le 21 novembre 2001, des contrats par tranche horaire « day-ahead » qui portent sur la livraison pour le lendemain d'électricité sur le système électrique français,
- depuis le 18 juin 2004, des contrats à terme à trois mois, quatre trimestres et deux ans.

LCH Clearnet SA est chargé de la sécurisation des opérations sur Powernext. En tant que contrepartie centrale des engagements de paiement, il garantit les paiements des flux financiers résultant des négociations. RTE garantit, quant à lui, la livraison effective de l'électricité achetée. Environ 14,2 TWh ont été négociés sur le marché spot de Powernext au cours de l'année 2004, contre 7,5 TWh en 2003 et 2,7 TWh en 2002. Depuis l'ouverture d'un marché de contrats à terme par Powernext en juin 2004, 15,5 TWh ont été négociés.

Les principales autres bourses européennes sont :

- le *Nord Pool*, la première bourse de l'électricité à être créée, en 1993, qui regroupe les opérateurs des quatre pays scandinaves ;
- le *European Energy Exchange*, basé à Leipzig en Allemagne ;
- le *UK Power Exchange*, filiale de OM London Exchange, dont la création, en 2000, coïncide avec l'entrée en vigueur des nouvelles dispositions relatives au commerce de gros de l'électricité (NETA — New Electricity Trading Arrangements) qui remplacent depuis 2001 le « Electricity Pool », au fonctionnement déficient (voir paragraphe 6.1.1.2.1 ci-dessous) ;
- le *Amsterdam Power Exchange*, créé en 1999 et propriété du gestionnaire de réseau néerlandais ;
- l'IPEX, créé en Italie en avril 2004 et géré par le Gestore Mercato Elettrico (filiale de l'opérateur du réseau de transport) ;
- l'OMEL en Espagne, qui sera amené à couvrir également le Portugal une fois le marché ibérique de l'électricité mis en place.

En 2000, EDF et le groupe Louis Dreyfus, négociant français disposant d'une longue expérience dans le commerce de diverses matières premières, notamment le pétrole, l'électricité et le gaz, ont constitué une société commune, EDF Trading, afin d'intervenir sur des marchés de gros de l'énergie. En août 2003, après plus de trois années de succès, EDF a acquis la participation de Louis Dreyfus dans EDF Trading.

Les activités de négoce d'EDF Trading sont entièrement intégrées à la stratégie d'optimisation de la DOAAT. Ainsi, le Directeur de la Branche DOAAT siège au conseil d'administration d'EDF Trading. Sur l'ensemble des marchés désignés ci-dessus, les activités de négoce sont conduites dans des limites de risque définies par le Conseil d'administration en conformité avec les pratiques les plus exigeantes du marché.

La réduction du risque de crédit associée aux activités de négoce est assurée par la mise en place d'accords collatéraux entre les acteurs du marché.

5.1.3.3.1 Négoce d'électricité

EDF Trading a la responsabilité exclusive de l'interface entre EDF (DOAAT) et les marchés de gros de l'électricité. Il assure ainsi l'optimisation et la mise en oeuvre des achats-ventes journaliers et réalise les opérations de couverture à terme décidées par la DOAAT. EDF Trading optimise également l'ensemble des contrats d'exportation de long terme d'EDF ainsi que les droits d'accès aux interconnexions associés.

Cette responsabilité initiale a permis un développement rapide d'EDF Trading sur les principaux marchés de gros de l'électricité en Europe. EDF Trading est aujourd'hui reconnu comme l'un des négociants les plus importants et les plus performants en Europe Continentale et au Royaume-Uni. Ainsi, EDF Trading a reçu l'un des *Energy Risk Award* en 2004 pour ses activités dans le secteur de l'électricité.

Le tableau ci-après présente les volumes d'électricité négociés, tant à l'achat qu'à la vente, par EDF Trading au cours des trois dernières années :

(en TWh)

	2002	2003	2004
Livraisons physiques	603	754	614
Options	10	207	121
Swaps	0	10	10
Total	**613**	**971**	**745**

La plupart des activités d'EDF Trading dans le domaine de l'électricité reposent essentiellement sur des opérations bilatérales négociées de gré à gré. La proportion des opérations effectuées au moyen d'instruments financiers et dont le règlement-livraison se fait en numéraire uniquement a augmenté de façon graduelle et constante au cours des dernières années en raison de la volonté des nouveaux entrants de réduire leur exposition aux risques physiques et de crédit. Néanmoins, l'ampleur de ce développement reste limitée dans la mesure où les acteurs actuels du marché créent, utilisent et commercialisent les produits sous-jacents et ont besoin d'une livraison physique des produits.

5.1.3.3.2 Négoce de gaz

EDF Trading est l'un des principaux négociants sur les marchés européens du gaz et opère au Royaume-Uni, en Belgique, en Hollande, en Allemagne, à la frontière franco-belge, en Suisse, en Italie et en Irlande. EDF Trading intervient tout au long de la chaîne d'approvisionnement, de l'achat du produit directement au sortir des plates-formes offshore jusqu'à la livraison au client, en passant par le transport et le stockage. Les activités d'EDF Trading dans le domaine du gaz reposent sur un nombre important d'opérations structurées. Ainsi, en 2001, EDF Trading a acquis de BG International un portefeuille de contrats d'achat et de fourniture de gaz ainsi que des contrats de transport associés, dont 10 % des capacités du gazoduc reliant Bacton (UK) à Zeebrugge (Belgique). En 2002, EDF Trading a fait l'acquisition du stockage souterrain de Hole House, dont la capacité actuelle est de 10 millions de thermies et qui doublera d'ici 2007 ; cet actif particulièrement flexible permet à EDF Trading de réaliser des arbitrages entre les différentes périodes de temps. EDF Trading optimise également certaines positions transférées par EDF. Par exemple, en 2003, EDF a signé avec Statoil un accord de fourniture de gaz d'une durée de quinze ans. EDF Trading assure la gestion de la partie liquide de ce contrat durant les deux premières années (2005-2007), administrant notamment l'ensemble des activités opérationnelles ainsi que les interventions sur les marchés de gros du gaz.

(en milliards de thermies)

	2002	2003	2004
Livraisons physiques	30	36	31
Options	4	10	9
Futures	—	3	2
Total	**34**	**49**	**42**

5.1.3.3.3 Négoce de charbon et de fret de charbon

EDF a confié à EDF Trading la responsabilité exclusive de l'approvisionnement en charbon de ses centrales thermiques. EDF Trading est l'un des acteurs majeurs à la fois sur les marchés physiques et notionnels, du charbon et du fret correspondant. EDF Trading achète du charbon en provenance des principales zones mondiales de production, notamment l'Afrique du Sud, l'Australie, la Colombie, l'Indonésie et la Pologne, et constitue l'un des principaux importateurs de charbon en Europe. En 2004, EDF Trading a créé une filiale en Australie afin de soutenir le développement de sa présence en Australie et en Asie du Sud Est. EDF Trading a conclu des contrats d'achat à long-terme dans les bassins pacifique et atlantique, et dispose d'équipes spécialisées et très expérimentées dans la logistique maritime et terrestre.

Le tableau ci-après présente les volumes de charbon et de fret négociés par EDF Trading au cours des trois dernières années :

(en millions de tonnes métriques)

	2002	2003	2004
Livraisons physiques et transport correspondant	107	157	237
Options	—	3	—
Total	**107**	**160**	**237**

5.1.3.3.4 Négoce de pétrole

Compte-tenu de l'indexation des prix des contrats de gaz sur les cours des produits pétroliers, EDF Trading a pris des positions financières sur le marché du pétrole. Ainsi, les activités de négoce consistent principalement à effectuer des opérations de couverture sur le portefeuille des contrats de gaz et à développer le trading autour de ces positions en fonction des opportunités d'arbitrage qui se présentent sur les marchés.

Le tableau ci-après présente les volumes de pétrole négociés par EDF Trading au cours des trois dernières années.

(en millions de barils)

	2002	2003	2004
Livraisons physiques	5	6	4
Options	23	25	11
Futures	—	163	62
Swaps	135	154	64
Total	**163**	**348**	**141**

5.1.3.4 Les enchères de capacité

La DOAAT gère le mécanisme des enchères de capacités (« VPP »).

L'organisation par EDF d'enchères de capacité d'électricité est la contrepartie principale, négociée avec la Commission européenne, de la prise de participation d'EDF dans EnBW. EDF s'est ainsi engagée depuis 2001 à mettre à disposition du marché une partie des ses capacités de production, et ce, en principe, jusqu'au 7 février 2006, date à laquelle la Commission examinera si le marché de l'électricité français offre des sources d'approvisionnement alternatives suffisantes et décidera si le système d'enchères doit être prolongé.

Les enchères, placées sous le contrôle d'un « trustee » qui assure la conformité aux engagements pris auprès de la Commission :

- offrent trimestriellement des produits (tels que définis ci-dessous) sur des durées de 3, 6 mois, 1, 2 ou 3 ans ;
- sont réservés aux concurrents d'EDF (producteurs, traders, fournisseurs) sans être ouverts directement aux clients finals ;
- permettent la mise en vente de l'ensemble des volumes arrivés à échéance, ce qui assure « en continu » 6 000 MW mis à disposition du marché en hiver et 5 000 MW le reste de l'année.

En 2004, près de 42 TWh (35 TWh en 2003) ont ainsi été mis à disposition du marché.

Depuis 2001, deux types de produits sont proposés lors de ces enchères trimestrielles :

- Les « produits sur centrales virtuelles » (« VPP ») qui portent sur de l'électricité livrée sur le réseau haute tension et qui sont constitués par des options d'achat exerçables à prix prédéterminé la veille pour le lendemain. Ces VPP sont de plusieurs sortes :
  - Des « VPP base » (production de base), dont 4 000 MW sont offerts au prix d'exercice est de 8 euros le MWh ;
  - Des « VPP pointe », (production de pointe), dont 1 000 MW sont offerts au prix d'exercice de 33 euros le MWh depuis l'enchère de mai 2005.
- Les produits « power purchase agreement » (« PPA »), qui sont constitués exclusivement d'un bloc d'énergie de base sur la période de novembre à mars.

A ces prix d'exercice s'ajoutent les primes fixes dont les montants sont précisément déterminés par le résultat de chaque enchère.

Les prix d'exercice des VPP, fixés préalablement aux enchères, reflètent les coûts variables d'une centrale nucléaire et d'une centrale charbon type du parc EDF. Ainsi les prix d'exercice des contrats mis en vente peuvent varier d'une enchère à l'autre. Les enchères en tant que telles portent sur la prime de l'option.

5.1.3.5 Contrat d'achat/vente d'électricité en gros

EDF a conclu, essentiellement entre les années 70 et les années 90, des contrats d'achat et de vente d'énergie avec des opérateurs européens tels qu'Electrabel-Suez, EnBW, REE, NOK, EGL, Atel et Enel, et français comme CNR et la SNET.

En 2004, les quantités vendues et achetées ont respectivement représenté 60 TWh et 17 TWh.

Ces contrats sont de plusieurs nature et confèrent :

- des droits à l'énergie produite par des installations, essentiellement nucléaires, dans lesquelles les contreparties détiennent une participation sur la durée de vie de l'installation (voir paragraphe « Contrats d'allocation de production » 5.1.1.2.1 ci-dessus),
- des droits de tirage pour une puissance électrique totalement ou partiellement garantie d'une durée généralement comprise entre 15 et 25 ans,
- des droits ou obligations vis-à-vis des ex-producteurs liés (principalement SNET et CNR), devenus indépendants d'EDF à l'ouverture des marchés et qui sont appelés à s'éteindre à l'horizon 2006 pour CNR et 2010 pour la SNET.

Le portefeuille des contrats est représentatif de la structure du parc de production d'EDF, principalement composé de moyens nucléaires. EDF vend de l'énergie en base et achète de l'énergie de semi-base et de pointe.

Sur l'ensemble des quantités d'énergie traitées en 2004, plus de 50 TWh ont été fournis aux points d'interconnexion avec les systèmes électriques adjacents en vertu des droits d'accès au réseau attachés à ces contrats, les quantités restantes étant livrées sur le réseau de transport RTE.

5.2 Opérations régulées France

Les opérations régulées France d'EDF comportent :

- le transport, géré par RTE ;
- la distribution, gérée par EDF Réseau Distribution et EDF Gaz de France Distribution (direction commune avec Gaz de France) ;
- les activités d'EDF dans les Systèmes Energétiques Insulaires (Corse, DOM et Saint-Pierre-et-Miquelon), gérées par la direction Systèmes Energétiques Insulaires (SEI).

Les tarifs de ces opérations régulées sont fixés au travers des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURP ») ainsi qu'au travers de la compensation des surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (CSPE ZNI).

5.2.1 TRANSPORT — RTE

Créé le 1er juillet 2000, RTE est le gestionnaire du réseau français de transport d'électricité, dont il est propriétaire et qu'il exploite, entretient et développe. Avec près de 100 000 km de circuits à haute et très haute tension et 44 lignes transfrontalières, ce réseau est le plus important d'Europe. Son positionnement géographique place RTE au cœur du marché européen de l'électricité. RTE est garant du bon fonctionnement et de la sûreté du système électrique. Il assure un accès libre et équitable à tous les utilisateurs du réseau et constitue, à cette fin, au sein d'EDF, un service indépendant avec une gestion managériale, comptable et financière dissociée. La Loi du 9 août 2004 prévoit la filialisation de RTE et précise que la société résultant de cette filialisation devra être détenue en totalité par EDF, l'Etat ou d'autres entreprises ou organismes appartenant au secteur public (voir paragraphe 5.2.1.3 ci-dessous).

En 2004, RTE a réalisé un chiffre d'affaires de 4 170 millions d'euros (dont environ 72 % provenant des activités d'accès au réseau de transport par les distributeurs), un excédent brut d'exploitation de 1 468 millions d'euros et un résultat net de 347 millions d'euros. Ses emprunts et dettes financières au 31 décembre 2004 s'élevaient à 6 940 millions d'euros (Source : comptes dissociés EDF).

5.2.1.1 Réseau exploité par RTE

5.2.1.1.1 Caractéristiques techniques

Le tableau ci-dessous présente les caractéristiques techniques du réseau de RTE au 31 décembre 2004 et tient compte de l'impact du décret n° 2005-172 du 22 février 2005 modifiant la répartition entre les réseaux publics de transport (« RPT ») et les réseaux publics de distribution (« RPD »).

	400 kV	225 kV	150 kV	90 kV	63kV	TOTAL
Files de pylônes (km)	13 198	21 212	1 124	12 710	29 239	**77 483**
Circuits aériens (km)	21 003	25 343	1 148	15 051	33 738	**96 283**
Circuits souterrains (km)	2	921	1	367	1 884	**3 175**
Total circuits	**21 005**	**26 264**	**1 149**	**15 418**	**35 622**	**99 458**
Postes (nombre)	125	508	27	534	1250	**2 444**
Transformateurs (nombre)	263	790	43	40	35	**1 171**
Puissance des transformateurs (MVA)	119 571	81 980	1 745	1 588	942	**205 826**

L'application de ce décret n° 2005-172 du 22 février 2005 sur les limites RPT/RPD a eu pour conséquence de diminuer le nombre de transformateurs de RTE. Ce nombre est passé en 225 kV de 1 175 à 790, en 150kV de 45 à 43, d'où un nombre total de 1 171 transformateurs RTE pour une puissance installée de 205 826 MVA au lieu de 1 558 transformateurs pour une puissance de 231 754 MV.

Plusieurs catégories d'acteurs sont raccordées à ce réseau (au 31 décembre 2004) :

- 460 sites de production d'électricité appartenant à EDF, mais aussi aux autres principaux producteurs français : la Compagnie Nationale de Rhône, la Société Nationale d'Electricité et de Thermique (SNET) et la Société Hydro Electrique du Midi (SHEM) ;
- 241 centrales de production appartenant aux autres producteurs (cogénération, essentiellement usines d'incinération d'ordures ménagères et autres installations d'énergies renouvelables) ;

- les distributeurs : EDF, gestionnaire du réseau de distribution et 22 ELD ; et
- 570 sites d'utilisateurs industriels dont le besoin de puissance électrique est tel qu'ils nécessitent une alimentation directe par le réseau de transport.

(Source : Rapport annuel RTE 2004)

Le réseau est aussi connecté aux réseaux de transport des pays limitrophes. Le tableau ci-dessous présente les interconnexions existantes au 31 décembre 2004 :

	270 kV cc[1]	400 kV	225 kV	150 kV	90 kV	63 kV	TOTAL
Nombre de circuits	4	16	12	4	2	6	**44**

(1) Courant continu

(Source : Rapport annuel RTE 2004)

5.2.1.1.2 Volumes transportés

Le tableau ci-dessous fournit un bilan simplifié des flux énergétiques sur le réseau de RTE au cours des années 2002, 2003 et 2004 :

TWh

	2002	2003	2004*
Injections			
Production	509,5	515,8	**521,7**
Importations physiques	2,8	6,1	**5,7**
Soutirages			
Energie prélevée pour le pompage	7,3	7,3	**7,2**
Livraisons (y compris pertes)	425,2	442,4	**452,6**
Exportations physiques	79,8	72,2	**67,6**
Energie totale transportée sur le réseau (total des injections)	**512,3**	**521,9**	**527,4**
Part de l'énergie transportée par RTE par rapport à l'énergie totale produite et importée en France	**95,2 %**	**95,3 %**	**95,3 %**

* Chiffres provisoires.

(Source : Rapport annuel RTE 2004)

L'énergie totale transportée sur le réseau de RTE en 2004 atteint 527,4 TWh (+1,0 % par rapport à 2003) et représente 95,3 % de l'énergie totale produite et importée en France (le solde correspondant à l'autoproduction et à l'électricité produite par des producteurs directement reliés au réseau de distribution).

Le solde net des échanges physiques avec l'étranger est resté en permanence largement exportateur, y compris dans les périodes de consommation maximale (solde net de 62,1 TWh en 2004 pour un montant brut d'exportation physique de 67,6 TWh en 2004).

5.2.1.2 Activités de RTE

En application de la Loi du 10 février 2000 (et réaffirmé par la Loi du 9 août 2004, voir paragraphe 7.11.1.2 ci-dessous), le gestionnaire du réseau de transport d'électricité exploite, entretient et développe ce réseau de manière indépendante des autres activités d'EDF.

A ce titre, RTE :

- gère les flux d'énergie : il assure l'équilibre offre demande et procède aux ajustements, gère les flux d'électricité, gère les droits d'accès aux interconnexions internationales en collaboration avec les gestionnaires de réseaux voisins. Il mobilise les réserves et compense les pertes. Il procède aux ajustements comptables nécessaires et règle les écarts ;
- gère l'infrastructure de transport : RTE exploite et entretient le réseau public de transport et est responsable de son développement, en minimisant le coût pour la collectivité, et en veillant à la sûreté du système, des personnes et des biens ;
- garantit l'accès au réseau de transport : il conclut des contrats avec les utilisateurs du réseau de transport, sur la base des tarifs d'accès aux réseaux et dans le respect des règles de non discrimination.

5.2.1.2.1 Gestion des flux d'énergie

Equilibre production/consommation

L'électricité ne se stockant pas à l'échelle industrielle, RTE veille en permanence à l'équilibre du système électrique, lié à l'exacte correspondance entre l'offre et la demande d'électricité en temps réel.

Ajustements

Chaque jour, les « responsables de programmation » (producteurs, négociants...) notifient à RTE, la veille pour le lendemain, la quantité d'électricité qu'ils entendent faire transiter sur le réseau, son origine (identification des différents moyens de production et des importations, échanges de blocs), sa destination (distributeurs ou industriels directement raccordés au réseau de transport, exportations, échanges de blocs) et à quels moments elle sera sur le réseau. Ils peuvent modifier ces paramètres lors de 12 guichets (heure limite de soumission d'une offre). RTE assure le fonctionnement du réseau sur la base de ces déclarations, mais il doit pouvoir compenser les aléas (écart de consommation, défaillance de production, ligne de transport endommagée, etc.) qui affectent cet équilibre en faisant appel, sans délai, à des réserves d'énergie à la hausse ou à la baisse. Avant 2003, EDF fournissait *de facto* l'énergie nécessaire. Depuis 2003, ce sont les acteurs du marché qui proposent ces réserves à RTE sous la forme « d'offres d'ajustement » intégrant un prix et des conditions d'utilisation. Selon les besoins, RTE fait appel aux offres disponibles sur la base de la préséance économique. Le nouveau dispositif s'adresse à tous ceux, qu'ils soient producteurs, négociants ou consommateurs d'électricité, dont l'activité se caractérise par la flexibilité. Ils peuvent désormais valoriser cette souplesse, les uns en modulant leur production, les autres en effaçant une partie de leur consommation.

Le mécanisme d'ajustement, qui a connu pendant la période de démarrage des tensions sur l'équilibre production-consommation, fait face depuis avec robustesse aux aléas affectant le système. Sur l'année 2004, ce sont 12 TWh, soit environ 2 % de la consommation française, qui ont ainsi été utilisés pour assurer l'ajustement. La concurrence a pleinement joué, au delà même des frontières, puisque 30 % de l'énergie ajustée à la hausse proviennent de pays voisins. Le mécanisme d'ajustement a été conçu, mis en place et amélioré pour participer à la garantie de la sûreté du système électrique. Il constitue ainsi l'outil principal dont dispose RTE pour gérer les aléas pouvant affecter l'équilibre entre consommation et production. En cas de situations tendues, d'autres outils peuvent également être utilisés pour compléter le dispositif (contrats de secours mutuels entre gestionnaires de réseau de transport européens, etc.).

Calcul des écarts

RTE a adapté son dispositif de responsable d'équilibre à l'ouverture à la concurrence du marché des professionnels intervenue le 1er juillet 2004. Les écarts de chaque responsable d'équilibre sont calculés, pour une part, à partir des courbes de charges réelles obtenues par les télérelevés des compteurs effectués par RTE et par les distributeurs et, pour une autre part, par les courbes de charge estimées à partir des techniques de profilage.

Ces dernières doivent ensuite être réajustées pour correspondre, d'une part, aux flux globalement soutirés par les réseaux de distribution depuis le réseau public de transport et, d'autre part, aux index relevés.

Ce nouveau dispositif repose sur la coopération étroite entre RTE et les distributeurs avec des échanges d'information importants.

Affectation des coûts

Le coût correspondant aux ajustements mis en œuvre par RTE dus aux écarts négatifs est répercuté aux « responsables d'équilibre » (producteurs, négociants, fournisseurs...) au prorata de leur écart. En cas d'écart positif, RTE compense financièrement les responsables d'équilibre.

Interconnexions

RTE gère l'accès aux interconnexions internationales en collaboration avec les gestionnaires de réseaux de transport européens voisins.

Les réseaux de transport d'électricité européens sont interconnectés, permettant d'assurer le transit de l'énergie d'un pays à l'autre. Ces interconnexions sont utilisées pour assurer la sûreté de fonctionnement des réseaux de transport d'électricité (par exemple, pour compenser la défaillance brutale d'un équipement de production ou de transport d'électricité en France en faisant appel aux producteurs et transporteurs voisins) et pour développer le marché européen de l'électricité en permettant à un fournisseur d'électricité de vendre son énergie à un client situé dans un autre pays de l'Union Européenne. De surcroît, ces interconnexions, en jouant sur les écarts temporels des pointes de charges de part et d'autre des frontières, permettent de mieux mutualiser les moyens de production à l'échelle européenne.

Allocation des capacités d'échange

L'électricité s'écoule sur le réseau européen en fonction de lois physiques qui ne permettent pas aux gestionnaires de réseaux de recopier strictement le cheminement des transactions commerciales. Seul le bilan global d'un pays peut être contrôlé, pas les échanges physiques bilatéraux. Ainsi, un échange commercial de France vers l'Allemagne utilise en fait les réseaux français, belge, néerlandais, allemand, suisse, et même italien et autrichien. Il va utiliser une partie de la capacité de tous les ouvrages d'interconnexion entre la France et ses voisins d'Europe continentale. La décision d'allouer

une capacité d'exportation de la France vers l'Allemagne interagit donc avec les autres décisions concernant les capacités d'exportation ou d'importation avec les autres pays, voire entre ces pays.

Cette « interdépendance spatiale » des capacités entre pays se double d'une difficulté liée à la séquence de décisions nécessaires pour mettre en place une transaction commerciale. L'ouverture des marchés a en effet amené les acteurs à demander la mise en place de modalités pratiques leur permettant de transférer de l'énergie électrique d'un pays à l'autre de manière compatible avec les opérations sur le marché de gros. Le fonctionnement retenu assure la coordination entre les décisions d'autoriser un échange (prises par les gestionnaires de réseau) et les décisions d'achat ou vente d'énergie sur les marchés (prises par les producteurs ou commercialisateurs).

Ce fonctionnement est fondé sur la notion de capacité contractuelle d'échange. Or, en raison des interactions entre les différentes décisions d'allocation de capacités et le décalage entre ces décisions et les transactions effectuées sur les marchés de gros, cette notion de capacité contractuelle peut être assez éloignée des flux physiques sur les réseaux. Cette difficulté amène les gestionnaires de réseaux à prendre des marges de sécurité pour garantir la capacité contractuelle de transport disponible pour le marché. Ces marges sont en partie gérées par l'appel au *redispatching* : RTE achète les modifications de programme d'appel des centrales de production nécessaires à la résolution des contraintes de réseau, donnant l'opportunité aux acteurs d'exporter un volume supplémentaire en acquittant le surcoût généré par ces modifications de programme d'appel.

Les capacités, évaluées avec les difficultés évoquées ci-dessus, doivent être réparties entre les différents demandeurs. Or, depuis l'ouverture du marché, la capacité offerte est insuffisante pour satisfaire la demande (voir paragraphe 1.3.6 ci-dessus). Ainsi, environ un quart seulement de la demande vers l'Allemagne (de l'ordre de 1 000 MW alloués en journalier, s'ajoutant aux 1 000 MW utilisés par les contrats long terme d'EDF) se trouve satisfaite. De même, la capacité annuelle allouée vers l'Italie (2 650 MW en 2004, à comparer à environ 2 000 MW en 2000) satisfait une faible partie de la demande exprimée (Source : Rapport annuel RTE 2004).

RTE doit donc définir, si possible en accord avec le gestionnaire du réseau de transport du pays voisin concerné, les méthodes d'allocation appropriées, dans le cadre d'une consultation de l'ensemble des acteurs intéressés, en veillant en particulier à :

- satisfaire les acteurs du marché, consultés dans le cadre du Comité des Utilisateurs du Réseau de Transport d'Electricité (« CURTE »), mis en place dès la création de RTE et d'enquêtes de satisfaction ou de forums spécifiques ;
- définir des méthodes d'allocation et d'utilisation des capacités en coopération étroite avec les gestionnaires des réseaux voisins ;
- obtenir une approbation formelle de la Commission de Régulation de l'Energie ; il faut par ailleurs noter que la CRE consulte elle même les acteurs du marché sur l'évolution des dispositifs d'allocation de capacité d'échange, et doit elle aussi se mettre d'accord avec l'autorité de régulation compétente du pays voisin ;
- allouer en priorité les capacités d'exportation aux contrats de vente à long terme conclus par EDF avant la directive du 23 juin 1996, en conformité avec les règlements européens.

Les dispositifs d'évaluation et d'allocation des capacités contractuelles d'échange mis en œuvre sont parfaitement transparents. Les méthodes utilisées par RTE pour évaluer ces capacités sont publiées sur son site Internet (www.r-te-france.com) ainsi que la prévision de la demande, les capacités demandées, offertes et allouées, les effets des indisponibilités d'ouvrages du réseau, et, depuis le 1er avril 2003, les effets de ces indispositions sur le mécanisme d'ajustement.

RTE promeut le développement des capacités d'interconnexion en Europe (en particulier France — Belgique, France — Espagne).

Système de compensation financière entre gestionnaires de réseau de transport

Auparavant, chaque pays appliquait un tarif d'accès à son réseau pour les imports et les exports. Depuis le 1er mars 2002, le dispositif Cross Border Trade introduit par l'*European Transport Systems Organization* (ETSO), l'association européenne des réseaux de transport, est en vigueur. Ce dispositif a supprimé tout « péage » aux frontières et a mis en place un système de compensation financière entre les gestionnaires de réseaux de transport participants par lequel les gestionnaires de réseaux supportant des transits internationaux reçoivent des compensations des gestionnaires des réseaux où les transits ont leur origine ou leur destination. Au titre de ce mécanisme financier, RTE a supporté une charge nette de 56,1 millions d'euros en 2004.

En 2004, les pays participant à ce dispositif étaient l'Espagne, le Portugal, l'Italie, la Suisse, la Slovénie, la France, la Belgique, les Pays-Bas, l'Allemagne, le Luxembourg, l'Autriche, la Grèce, la République Tchèque, la Pologne, la Hongrie, le Danemark, la Suède, la Norvège et la Finlande.

Volumes échangés

En 2004, les échanges de blocs d'énergie entre responsables d'équilibres sur le marché français ont continué à se développer. Par rapport à 2003, les notifications d'échanges de blocs ont progressé de plus de 35 % en volume et de 10 % en quantité, les volumes d'offre atteignant en moyenne 15 TWh par mois.

Nombre de contrats en cours (au 31 décembre)

	2002	2003	2004
Accès aux liaisons internationales			
Nombre de contrats d'adhésion aux règles d'accès au réseau public	93	105	**119**
Nombre de transactions d'importation	299	299	**322**
Nombre de transactions d'exportation	637	824	**884**
Responsables d'équilibre			
Nombre de Responsables d'équilibre	68	73	**79**
Nombre de notifications d'échange de blocs	999	1 118	**1 231**
Volume d'énergie échangée entre responsables d'équilibre (en TWh)	110	133	**180**

(Source : Rapport annuel RTE 2004)

Le volume cumulé des exportations et importations augmente de 5,5 TWh en 2004 par rapport à 2003, s'approchant du volume record en 2001. Le niveau des exportations se maintient par rapport à 2003 tandis que l'on constate une hausse sensible des importations (20 %). Le volume des échanges augmente en 2004 par rapport à 2003 notamment avec l'Angleterre (+2 TWh), l'Espagne (+0,9 TWh) et les autres pays voisins (+2,6 TWh).

TWh	2000	2001	2002	2003	2004
Importations	11,8	25,9	15,9	24,3	**29,2**
Exportations	80,8	93,7	91,9	89,0	**89,6**
Cumul	**92,6**	**119,6**	**107,8**	**113,3**	**118,8**
Solde Exportateur	**69,0**	**67,8**	**76,0**	**64,7**	**60,4**

(Source : Rapport annuel RTE 2004)

5.2.1.2.2 Gestion de l'infrastructure de transport

Maintenance

RTE assure la maintenance du réseau de transport au travers de l'entretien quotidien, du dépannage d'urgence et du renouvellement des ouvrages en fin de vie ou endommagés.

A la suite des tempêtes de 1999, RTE a engagé un programme de sécurisation mécanique qui devrait s'échelonner sur environ 15 ans. RTE a consacré près de 100 millions d'euros à son déploiement en 2004. Ce projet, mené avec de nombreux prestataires extérieurs, vise à renforcer la tenue mécanique des lignes aériennes pour qu'elles résistent à des vents soufflant jusqu'à 150 km/h et à transformer ou installer 14 000 pylônes anti cascade pour prévenir l'effet « domino » si les vitesses du vent étaient supérieures. Fin 2004, plus de 3 400 pylônes anti cascade étaient installés sur le réseau.

La sécurité du réseau passe aussi par la prévention des risques d'amorçage des lignes avec la végétation et la création de tranchées forestières bien dimensionnées. Pour parvenir au meilleur équilibre entre la préservation des boisements aux abords des ouvrages et la sécurité du réseau, RTE développe une Gestion Programmée des Interventions sur la Végétation (« GPIV »). Cette démarche, qui associe la cartographie des ouvrages et de leurs abords à des modèles de croissance des diverses essences, permet une gestion anticipée et prédictive des tranchées forestières.

En complément de ces programmes, RTE modernise son parc de liaisons de dépannage 400 kV. Il s'est doté de trois nouvelles lignes, de 2,5 km chacune, pouvant être déployées en moins de cinq jours par le Groupe d'Intervention Prioritaire (« GIP »), un délai confirmé par un exercice grandeur réelle dans la région de Saumur en 2003. Ces lignes, dont le nombre sera porté à cinq en 2006, sont destinées à faire face à des ruines de pylônes causées par des événements météorologiques de grande ampleur. Elles peuvent aussi être utilisées pour des aménagements provisoires afin de faciliter des travaux sur le réseau en évitant ainsi la coupure prolongée d'une artère importante (par exemple, en septembre 2004, à l'occasion du chantier de sécurisation mécanique de la ligne à 400 kV Baixas-Gaudière (région Languedoc-Roussillon) qui contribue aux échanges avec l'Espagne).

Enfin, RTE développe et maintient un réseau de télécommunications de sécurité indépendant et redondant pour assurer la transmission des informations de protection et de téléconduite. Ainsi, pour renforcer la sûreté d'exploitation, RTE transfère ses télécommunications de sécurité sur un réseau de câbles à fibres optiques : c'est l'objet du programme ROSE, Réseau Optique de Securité. D'ici 2009, RTE envisage de mettre en place 9 000 kilomètres de câbles optiques qui s'ajouteront aux 4 000 kilomètres déjà en service.

Après avoir été déployée sur les équipements de contrôle commande et les matériels haute tension des postes, une démarche d'optimisation de la maintenance par la fiabilité a été engagée sur les lignes aériennes : les opérations de surveillance ont été redéfinies en 2003 avec un double objectif de réduction des coûts et d'amélioration de la connaissance du patrimoine. De plus, des études approfondies de comportement ont permis d'allonger la durée de vie de certains transformateurs de mesure et sectionneurs. Cette politique d'optimisation concerne aussi la conduite, en

particulier les systèmes de téléconduite, facteurs déterminants pour la maîtrise des aléas auxquels est soumis le réseau. RTE a franchi une étape importante en 2003 avec l'achèvement du nouveau système national de conduite et d'une Passerelle d'échanges d'informations. Ces nouveaux outils améliorent la visibilité des exploitants de RTE sur les réseaux d'interconnection et leur fournissent des moyens modernes de communication avec les centres de conduite des pays frontaliers pour mieux s'inscrire dans le fonctionnement du système électrique européen.

Développement

RTE poursuit par ailleurs le développement du réseau. Les nouveaux projets visent à renforcer le réseau national et l'ancrage du réseau de transport français dans le système européen.

En 2004, RTE a dépensé 510 millions d'euros au titre du développement de son réseau.

Investissements de RTE (en millions d'euros)

	2002	2003	2004	2005*
Infrastructures				
Grand transport et interconnexions	136,4	68,7	64,2	103,2
Projets régionaux de développement	264,6	203	169,5	169,3
Projets régionaux de renouvellement	123,7	150,2	151,9	169,4
Autres				
Outils du système électrique	42,9	41,8	56,9	88,2
Outils de gestion et du marché de l'électricité	25,2	24,3	28,7	32,9
Logistique	23,2	30,8	39,1	26,5
Total	**616,0**	**518,8**	**510,3**	**589,5**

* Approbation du 24/11/04 de la CRE sur le programme d'investissements de RTE pour 2005

Réalisation 2003/2004

Le 3 février 2003, la ligne d'interconnexion 400 kV reliant les communes de Vigy (Moselle) et d'Uchtelfangen (Sarre) a été inaugurée. Cette réalisation est la première liaison européenne mise en service depuis la décision, sur proposition de la Commission européenne du sommet des chefs d'Etat de Barcelone en mars 2002, d'augmenter les capacités d'interconnexion des pays membres. Cette ligne, qui ajoute dans les conditions d'exploitation les plus favorables 1 000 MW aux capacités d'échanges entre la France et l'Allemagne, assure une meilleure mutualisation des ressources électriques des deux pays, renforce leur sécurité d'approvisionnement et facilite la fluidité des échanges en Europe.

L'année 2003 a vu la mise en service de la ligne 400 kV entre Tavel (Gard) et Tricastin (Drôme) qui a permis de réduire les congestions entre les régions Rhône Alpes, Languedoc Roussillon et Provence Alpes Côte d'Azur et les surcoûts qui en résultaient.

L'année 2004 a vu l'achèvement du dernier tronçon de la ligne 400 kV Argoeuvres-Chevalet-Gavrelle entre Amiens et Arras qui a permis d'améliorer la qualité de la fourniture et la sécurité d'alimentation des régions Picardie et Nord Pas de Calais.

Dans l'Ouest, afin de lever les contraintes de tension dues au déficit de production de la Bretagne, RTE a mis en service quatorze condensateurs haute tension en 2004. Cet investissement permet d'exploiter le réseau au maximum de ses possibilités et a prouvé son efficacité dès l'hiver 2004-2005, lors d'une période de très forte consommation.

Fiscalité

Les nouveaux ouvrages donneront lieu au paiement par le RTE de taxes récurrentes chaque année. En effet, les pylônes 400kV et 225kV donnent lieu au versement d'une taxe au profit des communes. Au titre de l'exercice 2004, RTE a versé une taxe sur les pylones de 158,5 millions d'euros. En outre, les postes de transformation sont soumis à différentes taxes, dont principalement la taxe foncière et la taxe professionnelle.

Qualité de la fourniture

RTE assure la continuité et la qualité de la fourniture de l'électricité transportée sur son réseau.

Les principaux indicateurs de la continuité de la fourniture d'électricité aux clients de RTE sont la fréquence de coupure longue (supérieure à 3 minutes), la fréquence de coupure brève (comprise entre 1 seconde et 3 minutes) et le temps de coupure équivalent.

La fréquence de coupure est égale au nombre de coupures, longues ou brèves, enregistrées aux points de livraison d'électricité de RTE à ses clients, industriels et distributeurs, rapporté au nombre de points de livraison desservis. Le temps de coupure équivalent est égal à la quantité d'énergie électrique non distribuée aux clients de RTE, du fait de coupures longues sur le réseau de transport, ramenée à la puissance moyenne annuelle transitée vers les clients. Le calcul de ces indicateurs hors événements exceptionnels (tempêtes de décembre 1999, inondations de septembre 2002 dans le Sud

Est, épisodes neigeux dans l'Ouest et en Normandie en février 2004, grèves du printemps 2004 et tempête dans le nord de la France en décembre 2004) permet de mesurer l'évolution structurelle des résultats sur plusieurs années.

Le tableau ci-dessous indique l'évolution de ces indicateurs au cours des six dernières années :

	1999	2000	2001	2002	2003	2004(2)
Fréquence de coupure longue (nombre/an) :						
Hors événements exceptionnels	0,11	0,09	0,09	0,07	0,14	0,08
Y compris événements exceptionnels	0,23(1)	0,09	0,09	0,07	0,14	0,11
Fréquence de coupure brève (nombre/an) :						
Hors événements exceptionnels	0,78	0,69	0,65	0,57	0,63	0,66
Y compris événements exceptionnels	*0,99(1)*	*0,70*	*0,66*	*0,59*	*0,63*	*0,68*
Temps de coupure équivalent :						
Hors événements exceptionnels	2'55''	3'37''	2'28''	2'23''	4'13''	2'25''
Y compris événements exceptionnels	*165'(1)*	*3'46''*	*2'58''*	*2'56''*	*4'13''*	*4'44''*

(1) Données atypiques liées aux tempêtes de décembre 1999.
(2) Chiffres provisoires.

(Source : Rapport annuel RTE 2004)

En 2004, la fréquence de coupure brève se rapproche de celle des années 2000-2001 en raison d'une activité orageuse plus intense, après de meilleurs résultats en 2002-2003. Les indicateurs liés aux coupures longues traduisent une nette amélioration de la qualité de fourniture en 2004 par rapport à 2003. Pour la fréquence de coupure longue comme pour le temps de coupure équivalent, les valeurs de l'année 2004 sont comparables à celles de la période 2001-2002. La dégradation de la qualité de fourniture observée en 2003 reste donc singulière et liée à quelques incidents à fort impact : sept incidents étaient responsables de plus de 40 % de l'énergie non distribuée en 2003 et de 15 % des coupures longues.

En 2004, l'énergie totale non distribuée résulte de coupures ayant principalement pour origine les conditions atmosphériques (30 % de l'énergie non distribuée), des avaries de matériel (30 % de l'énergie non distribuée) et des causes extérieures au réseau électrique ou au réseau de transport (32 % de l'énergie non distribuée). D'autre part, 4 % des incidents sont responsables de presque 40 % de l'énergie totale non distribuée.

Dans les Conditions Générales applicables au « contrat d'accès au Réseau Public de Transport d'électricité pour un site consommateur éligible », RTE s'engage sur des niveaux minimaux de continuité d'alimentation et de qualité de l'onde de tension en régime normal d'exploitation.

RTE a mené en 2004 sa troisième enquête de satisfaction auprès de ses quatre catégories de clients : industriels, producteurs, distributeurs et sociétés de commercialisation (traders). Les objectifs étaient de mesurer, globalement et par offre de service, leur satisfaction ainsi que l'image de l'entreprise.

De façon globale, le taux de satisfaction a fortement progressé entre 2002 et 2004 : près de 95 % de clients se déclarent satisfaits (+5 points), dont 22 % très satisfaits (+7 %) (source : TNS Sofres). Cette enquête fait ressortir que les clients de RTE reconnaissent son indépendance, son respect de la confidentialité et d'égalité de traitement.

5.2.1.3 Organisation de RTE et relations avec EDF

L'article 12 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 précise que le gestionnaire du réseau public de transport est indépendant sur le plan de la gestion des autres activités d'EDF. Il exerce ses missions dans des conditions fixées par un cahier des charges type de concession approuvé par décret en Conseil d'Etat, après avis de la CRE.

Directeur de RTE

Le Directeur de RTE a été nommé le 4 mai 2000 pour une durée de six ans par le Ministre en charge de l'énergie, après avis de la CRE. La loi du 10 février 2000 prévoit en outre qu'il ne peut être mis fin de manière anticipée aux fonctions de directeur que, dans l'intérêt du service, par arrêté du ministre chargé de l'énergie, après avis motivé de la CRE transmis au ministre et notifié à l'intéressé.

Le Directeur de RTE a reçu par une délégation du Président d'EDF en date du 20 octobre 2000 l'ensemble des pouvoirs nécessaires à l'exercice de ses fonctions. Le Directeur de RTE rend compte des activités de celui-ci devant la CRE. Il veille au caractère non discriminatoire des décisions prises pour l'exécution de ses missions.

En outre, le Directeur de RTE est consulté préalablement à toute décision touchant la carrière d'un salarié affecté au gestionnaire du réseau public de transport. Les salariés affectés au gestionnaire du réseau public de transport ne peuvent recevoir d'instructions que du directeur ou d'un salarié placé sous son autorité.

Le Directeur du RTE ne peut pas être membre du Conseil d'administration d'EDF.

Budget et comptes de RTE

Au sein d'EDF, RTE dispose d'un budget qui lui est propre. Ce budget et les comptes RTE sont transmis à la CRE qui en assure la communication à toute personne en faisant la demande.

Le directeur de RTE est seul responsable de sa gestion et dispose, à ce titre, du pouvoir d'engager les dépenses liées à son fonctionnement et à l'accomplissement de ses missions.

Relations contractuelles entre EDF et RTE

EDF et RTE, le gestionnaire de réseau de transport ont signé des protocoles régissant leurs relations techniques et financières dans des conditions garantissant l'autonomie de gestion du gestionnaire de réseau de transport.

Filialisation de RTE

La Loi du 9 août 2004, conformément à la Directive Européenne du 26 juin 2003, prévoit la filialisation de RTE et précise que la société résultant de cette filialisation devra être détenue en totalité par EDF, l'Etat et/ou d'autres organismes ou entreprises appartenant au secteur public (voir paragraphes 7.11.1.2 et 8.4.1 ci-dessous).

En application de cette loi, EDF a conclu le 30 juin 2005 un traité d'apport partiel d'actif (soumis au régime des scissions) avec la société C5, société détenue à 100 % par EDF.

Ce traité prévoit, conformément à la Loi du 9 août 2004, l'apport par EDF à C5 des ouvrages du réseau public de transport d'électricité et des biens de toute nature dont EDF est propriétaire et qui sont liés à l'activité de transport d'électricité. Il prévoit également l'apport des droits, autorisations et obligations dont EDF est titulaire et des contrats conclus par celle-ci, quelle que soit leur nature, dès lors qu'ils sont liés à l'activité de gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, tels que ces ouvrages, biens, droits, autorisations, obligations et contrats existeront à la date de réalisation de l'apport.

Il est toutefois précisé que, compte tenu du fait que le financement du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité est assuré par une quote-part de nombreuses lignes obligataires émises par EDF, dont aucune n'est spécifiquement dédiée à la branche d'activité considérée, il ne sera pas transféré à C5 ladite quote-part de passif. En revanche, C5 reprendra au passif de son bilan, conformément aux termes du deuxième alinéa de l'article 9 de la Loi du 9 août 2004, une dette financière correspondant à l'obligation pour C5 de rembourser à EDF une dette correspondant aux dettes financières telles que reflétées dans les derniers comptes séparés de RTE pour l'activité de transport.

En application de la Loi du 9 août 2004, ce transfert ne peut emporter une quelconque modification des contrats en cours d'exécution et n'est pas de nature à justifier la résiliation ou la modification de l'une quelconque de leurs clauses ni, le cas échéant, le remboursement des dettes qui en résultent.

Les apports sont effectués à la valeur nette comptable. Le montant total de l'actif net total apporté est évalué à environ 4 milliards d'euros.

L'apport partiel d'actif qui précède et l'augmentation de capital de C5 qui en résulte ne deviendront définitifs (la « Date de réalisation ») qu'à compter du jour où les conditions suspensives ci-après auront été levées :

- Approbation par l'assemblée générale extraordinaire de C5, qui devrait se tenir le 1er septembre 2005, des apports d'EDF qui lui sont consentis au titre du projet d'apport.
- Approbation par l'assemblée générale extraordinaire d'EDF, qui devrait se tenir le 31 août 2005, des apports consentis à C5 au titre du traité d'apport.
- Conformément à l'article 7 de la Loi du 9 août 2004, publication du décret portant approbation des nouveaux statuts de C5, tels qu'ils auront été arrêtés et proposés par l'assemblée générale de C5.

Les opérations devraient avoir lieu au cours du second semestre 2005.

Le mode de consolidation de C5 dans les comptes du Groupe EDF dépendra du mode de gouvernance de C5 qui sera défini dans ses statuts à la suite de l'adoption du décret mentionné ci-dessus.

Toutefois, l'apport aura un effet rétroactif comptable au 1er janvier 2005, date à laquelle C5 sera réputée avoir eu la jouissance des biens et droits qui lui sont apportés.

Jusqu'à la Date de Réalisation, RTE, gestionnaire du réseau de transport d'électricité au sein d'EDF, continuera à gérer l'ensemble des biens, droits et obligations qui seront apportés, avec les mêmes principes, règles et conditions que par le passé.

Transfert des lignes haute tension remises en dotation à la SNCF

Les lignes haute tension remises en dotation à la SNCF le 1er janvier 1983 en vertu de la loi du 30 décembre 1982 d'orientation des transports intérieurs doivent, conformément à la Loi du 9 août 2004 et en tant qu'ouvrages relevant du réseau public de transport d'électricité, être transférées à titre onéreux à RTE dans un délai d'un an à compter de la création de cette société.

Une cession de ces ouvrages avait été envisagées dès 2002 par la SNCF et RTE qui s'étaient alors rapprochés en vue de déterminer la valeur de ces ouvrages sur la base de critères objectifs. Cependant, cette démarche de valorisation s'était heurtée à une divergence d'appréciation, la valorisation maximale de ces ouvrages retenue par RTE était de 80 millions d'euros tandis que la valorisation minimale souhaitée par la SNCF/REF s'élevait à 200 millions d'euros. Le ministère de l'Industrie a nommé fin 2003 un médiateur à l'Inspection Générale de Finances (IGF) pour régler le différend entre la SNCF et RTE sur la valeur de ces ouvrages.

A ce jour, aucune conclusion officielle sur cette question n'a été rendue par la médiateur de l'IGF.

Depuis, la Loi du 9 août 2004 prévoit, à l'issue du délai d'un an mentionné précédemment, une commission ad hoc de trois membres présidée par un magistrat de la Cour des comptes pour trancher tout différend éventuel dans un délai de 6 mois à compter de sa saisine. La décision de cette commission est susceptible d'être contestée devant la juridiction administrative. A la date d'enregistrement du document de base, cette commission n'a pas été saisie.

5.2.1.4 Tarif d'utilisation du réseau public de transport

Le tarif d'utilisation du réseau public de transport (dont EDF estime qu'il est l'un des plus bas d'Europe) est une composante du TURP (voir paragraphe 5.2.4 ci-dessous).

5.2.2 DISTRIBUTION

L'activité de distribution a pour objet l'acheminement d'électricité vendue par les fournisseurs d'électricité aux clients finals. EDF dessert environ 34 000 des quelques 36 500 communes françaises, ce qui représente 95 % des volumes d'électricité distribués en France, la différence étant distribuée par des entreprises locales de distribution (ELD).

Le distributeur délivre l'électricité aux bornes (comptage) des installations des clients du réseau où sont réalisés les soutirages. Sur le réseau de distribution, divers opérateurs injectent de l'électricité. Ce sont principalement :

- RTE, qui assume en France les responsabilités de transporteur (voir le paragraphe 5.2.1 ci-dessus) : les injections correspondantes se font au niveau des postes-sources répartis sur le réseau ;
- des producteurs au titre d'installations dont la taille permet une injection directe sur le réseau de distribution.

A tout moment, ces injections doivent compenser les soutirages des clients et les pertes du réseau sous peine de dégradation de la qualité du produit délivré (qualité de l'onde, tension, voire continuité de fourniture).

Pour l'année 2004, les volumes d'électricité qui ont transité sur le réseau de distribution ont été :

- injections :
  - par le RTE : 329,2 TWh ;
  - par les producteurs décentralisés : 13,6 TWh ; du fait de la législation favorable aux énergies renouvelables, ce volume connaît une forte progression ;
- soutirages : 324,6 TWh ;
- pertes : 18,2 TWh.

Le réseau de distribution génère des pertes, dont une part de pertes techniques dues à des raisons physiques (effet Joule) qui dépendent directement de la quantité d'électricité acheminée. Le distributeur doit compenser ces pertes pour fournir la quantité d'électricité demandée par les clients finals. En 2004, le taux de pertes a été d'environ 5 % de l'électricité injectée sur le réseau, soit 18,2 TWh ; ce taux est comparable à celui des principaux réseaux de distribution européens. Le coût pour le distributeur, qui s'est élevé en 2004 à environ 650 millions d'euros, est inclus dans la base de coûts reconnue par le régulateur pour le calcul du TURP (voir paragraphe 5.2.4 ci-dessous).

Pour compenser ces pertes, le distributeur se fournissait auprès du producteur EDF. Depuis juillet 2004, il achète l'électricité correspondante sur le marché par le biais d'appels d'offres en mettant en concurrence une vingtaine de fournisseurs qualifiés. Ainsi, le distributeur a réalisé plus d'une vingtaine d'appels d'offres de juillet 2004 à mars 2005 et a retenu plus de 800 offres (parmi plus de 3 500).

L'activité du distributeur ainsi décrite repose sur six métiers :

- gestion des investissements et des actifs : assurer en tant que concessionnaire la gestion des actifs en concession (extension, renforcement et renouvellement du réseau) ;
- gestion de l'accès au réseau : assurer les relations avec les utilisateurs du réseau dans le cadre des dispositifs contractuels en vigueur ;
- exploitation et maintenance : conduire et maintenir le réseau en état de fonctionnement nominal ;
- réalisation des travaux : réaliser les interventions sur le réseau, soit directement, soit par appel à la sous-traitance ;

- gestion des comptages :
  - — gérer le parc des compteurs ;
  - — acquérir, traiter et transmettre les données relatives à la consommation des utilisateurs du réseau ;
- jusqu'en 2007, accueil et gestion des clients non éligibles.

5.2.2.1 Réseau de distribution

Caractéristiques techniques

Le réseau de distribution dont EDF est concessionnaire (voir paragraphe 5.2.2.2 ci-dessous) est principalement constitué, au 31 décembre 2004, d'environ :

- 586 000 km de lignes moyenne tension à 20 000 volts (HTA) ;
- 654 000 km de lignes basse tension à 380 volts (BT) ;
- 716 000 transformateurs HTA/BT ;
- 28 millions de branchements et colonnes montantes qui raccordent le réseau de distribution au réseau électrique du client ;
- 28 millions de compteurs et disjoncteurs.

En général, les bornes de ce réseau sont :

- en amont, le poste source, propriété d'EDF pour la partie qu'elle exploite, qui fait l'interface entre le réseau de transport et le réseau de distribution ;
- dans certains cas, toujours en amont, le poste de raccordement avec les installations de production directement connectées au réseau de distribution ;
- en aval, le compteur et le disjoncteur installés chez le client et qui relèvent de la concession.

L'âge moyen du réseau est de 20 ans environ et seulement 10 % du réseau HTA a plus de 40 ans. Le graphique ci-dessous indique l'âge moyen du réseau HTA en 2003 :

Le tableau ci-dessous présente le poids respectif des éléments de réseau mesuré en pourcentage de la valeur brute des actifs (au 31 décembre 2004) :

Postes sources	8 %
Lignes HTA	29 %
Postes HTA/BT	12 %
Lignes BT	27 %
Colonnes montantes et branchements	15 %
Compteurs et disjoncteurs	6 %
Télécom et télécommande	1 %
Autres	2 %

Évolution des Investissements

En 2004, l'ensemble des acteurs (EDF, concédants, clients) a investi environ 2,2 milliards d'euros sur le réseau. De 1985 à 1995, un effort significatif d'investissement avait été consenti par EDF pour garantir au client en tous points du territoire des standards de qualité de fourniture, exprimés en temps ou fréquence de coupures longues (supérieures à trois minutes), de coupures brèves (entre une seconde et trois minutes) et de coupures très brèves. A cet effet, plus de 600 postes sources ont été implantés pour diminuer la longueur des tronçons des réseaux HTA et le réseau lui-même a été massivement renouvelé. Le graphique ci-dessous indique l'évolution des investissements (pour la part financée par EDF) de 1980 à 2005 :

Dépenses brutes (non minorées de participations clients) d'investissements corporels distribution (technique et informatique, y compris SEI)

Ces investissements permettent à EDF de remplir ses obligations vis-à-vis, notamment, des autorités concédantes, en terme de raccordement de nouveaux clients, et de respecter les normes techniques applicables. Au-delà, cet effort a permis de créer les conditions d'une amélioration durable de la qualité et de la sécurité, comme le montrent les deux graphiques ci-dessous.

Qualité

Évolution du critère B*

Un temps de coupure divisé par 6 en 20 ans

*** Avec Corse et hors Paris**

Fiabilité

Notes:

Le critère B est le temps moyen de coupure affectant un client à maille nationale ou locale (temps de coupure cumulé d'un départ divisé par le nombre de clients BT raccordés), exprimé en minutes.

Les incidents exceptionnels sont des évènements dont la probabilité d'occurrence est inférieure à 5 fois par siècle concernant plus de 100 000 clients (par exemple, la crue de 1910, la tempête de 1999, la canicule de 2003).

Le réseau EDF en France se classe ainsi parmi les premiers pays européens avec, en moyenne, 1 heure de coupure par client et par an aujourd'hui contre 6,66 heures en 1980.

Les investissements restent importants et sont consacrés à la résorption des écarts inter-régions ou entre zones géographiques et à la diminution de la sensibilité des ouvrages aux aléas climatiques exceptionnels (tempête, enneigement, inondation). L'objectif est de maintenir le niveau de qualité atteint et de progresser dans des zones prioritaires où des besoins d'amélioration de la qualité sont identifiés.

Pour répondre aux incidents de grande ampleur, le distributeur EDF a mis en place une Force d'Intervention Rapide (« FIRE ») qui lui permet de mobiliser à tout moment sur une région touchée, les équipes d'autres régions pour rétablir au plus vite l'électricité auprès des clients dont le service a été interrompu.

En outre, EDF, afin de répondre à des objectifs environnementaux et esthétiques, s'est engagée à enterrer 90 % des nouvelles lignes HTA et de réaliser en « technique discrète » les ⅔ des nouvelles lignes BT. La politique du « tout enfouissement » n'est pas appliquée par EDF. Un réseau enterré reste soumis aux risques de coupure comme un réseau aérien. Il peut subir des agressions extérieures (canicule, inondations, travaux, etc.) et le temps nécessaire à la localisation de l'incident et à la réalimentation des clients peut être plus long que dans le cas d'un réseau aérien.

5.2.2.2 Concessions

En France, les réseaux de distribution sont la propriété des communes sur lesquelles ils sont construits. Depuis la loi du 8 avril 1946, EDF est le concessionnaire unique chargé par la loi des réseaux de distribution publique en France, en dehors du cas particulier des communes qui, antérieurement à cette date, avaient choisi d'exploiter elles-mêmes leur réseau dans le cadre de régies ou d'autres structures dont certaines ont, depuis, été transformées en sociétés d'économie mixte distribuant et commercialisant de l'électricité (les ELD).

EDF exploite les réseaux de distribution dans le cadre de concessions signées avec les autorités locales concédantes, qui sont dans 97 % des cas un syndicat de communes. EDF gère 1 252 contrats de concession, et distribue ainsi de l'électricité auprès de 94 % des communes françaises et 95 % de la population.

Modalités des contrats de concessions

Un modèle de contrat de concession et de cahier des charges a été adopté (avec des ajustements selon que le contrat a été passé avec une commune ou un syndicat de communes) en juin 1992 à la suite de négociations entre EDF et la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (« FNCCR »), et validé par les représentants des pouvoirs publics. A ce jour, quelques 1 200 contrats de concession ont été révisés selon ce modèle.

Au 31 décembre 2004, les contrats de concession de 101 communes sont arrivés à échéance et font l'objet d'une tacite reconduction dans l'attente de la conclusion de la négociation sur le renouvellement. Ces communes représentent moins de 1 % de la population desservie par EDF. Par ailleurs, le contrat de la ville de Paris ne suit pas le modèle de 1992 : signé en 1955, il a fait l'objet de révisions régulières et vient à échéance le 31 décembre 2009.

Le modèle de 1992 contient les principales clauses suivantes :

- il précise l'objet et l'étendue de la concession : l'autorité concédante garantit au concessionnaire le droit exclusif d'exploiter le service public de distribution d'énergie électrique sur un territoire déterminé. Le concessionnaire est responsable du fonctionnement du service et l'exploite à ses risques et périls ;
- il fixe les principes de tarification, à savoir l'égalité de traitement des usagers, l'efficacité économique et la péréquation géographique ;
- il prévoit le paiement par le concessionnaire de redevances au concédant (voir le paragraphe « Redevances » ci-dessous) ;
- il précise que le concessionnaire est tenu de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions de renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des ouvrages devant faire l'objet d'un renouvellement avant la fin de la concession ;
- il précise les conditions de fin de contrat et les conditions ultérieures d'exploitation du service public de distribution d'électricité, EDF restant aujourd'hui le concessionnaire obligé ;
- il prévoit les possibilités de non-renouvellement ou de résiliation anticipée, étant entendu qu'EDF est le concessionaire unique chargé par la loi des réseaux de distribution publics en France, en dehors des cas particuliers des ELD ou autres structures spécifiques (voir paragraphe 5.2.2 ci-dessus) ;
- enfin, il fixe les modalités pratiques et financières en cas de non-renouvellement ou de résiliation anticipée :
  - — remise au concédant des ouvrages et du matériel de la concession en état normal de service ;
  - — le concessionnaire reçoit de l'autorité concédante une indemnité égale à la valeur non amortie mais ré-évaluée des ouvrages dans la proportion de sa participation à leur financement (ces dispositions ont vocation à permettre la récupération par EDF de la valeur non amortie des ouvrages financés en tant que concessionnaire) ;
  - — le concessionnaire reverse au concédant le solde des provisions constituées pour le renouvellement des ouvrages, complété des amortissements industriels constitués dans la proportion de la participation du concédant.

Le contrat de concession est négocié localement sur la base du modèle de cahier des charges, les clauses d'ajustement spécifiques concernant :

- le partage de la maîtrise d'ouvrage pour les renforcements et les extensions de réseaux ;
- la qualité du produit livré dans les différentes zones de la concession ;
- l'amélioration de l'insertion des ouvrages dans l'environnement ;
- la durée des contrats ;
- la concertation entre concédant et concessionnaire sur l'évolution du service, notamment en matière de sécurisation des réseaux.

Sur le régime de comptabilisation des concessions, voir paragraphe 5.6.6 du chapitre V.

Durée des contrats de concession

Les contrats de concession sont conclus pour une durée généralement comprise entre 20 et 30 ans. Pondérée par les consommations (exprimées en KWh acheminées aux clients aux tarifs bleu, jaune et vert), la durée résiduelle moyenne des concessions est actuellement de 17 ans. Le graphique ci-dessous présente l'échéance des contrats de concessions :

Le tableau ci-dessous présente les dates d'échéance des contrats de concession de taille significative à l'horizon le plus proche :

	DATE	NOMBRE D'HABITANTS
Paris	Décembre 2009	2 123 000
Loire	Janvier 2013	546 000
Calvados	Décembre 2017	648 000
Sigerly (syndicat de communes en région lyonnaise)	Février 2018	703 000
Haute Garonne	Juillet 2018	647 000
Sipperec (syndicat de communes en région parisienne)	Août 2019	3 075 000
Pas de Calais	Novembre 2021	439 000

La réalisation de travaux sur les réseaux de distribution : une compétence partagée.

La maîtrise d'ouvrage sur les réseaux — le maître d'ouvrage assurant l'organisation des travaux et du financement — est partagée, selon des principes fixés par le cahier des charges, de la manière suivante :

- en matière de raccordement (extension des réseaux et branchements) et de modification d'ouvrages (renforcement du réseau rendu nécessaire par l'accroissement de la demande d'électricité ou l'amélioration de la qualité de service), EDF et l'autorité concédante se répartissent la maîtrise d'ouvrage au cas par cas en situation de régime d'électrification rurale. Pour les régimes urbains, EDF assure, de manière générale, la maîtrise d'ouvrage ;
- concernant la maintenance et le renouvellement (entretien, élagage, renouvellement à l'identique, mise en conformité), EDF est le maître d'ouvrage ;
- pour l'intégration des ouvrages dans l'environnement (enfouissement, esthétique des ouvrages...), les collectivités locales sont maîtres d'ouvrage exclusifs.

Dans ce contexte, l'ensemble des investissements réalisés sur les réseaux de distribution par EDF, les autorités concédantes et les clients était d'environ 2,2 milliards d'euros en 2004 dont 0,4 milliard financé directement par les clients et 1,05 milliard par EDF.

Redevances et contributions

Les contrats de concessions prévoient le paiement d'une redevance visant à permettre au concédant de financer des dépenses liées à la concession. Cette redevance comprend :

- une part destinée à financer le fonctionnement (R1) contribuant au financement des dépenses de l'autorité concédante pour exercer sa mission ;
- une part destinée à financer l'investissement (R2) contribuant au financement des travaux effectués sur les réseaux par le concédant.

Par ailleurs, EDF paie une redevance due en raison de l'occupation du domaine public par les ouvrages d'électricité (« RODP »). Calculée selon une formule révisée en mars 2002 et fonction, notamment, de la population desservie, elle est versée aux communes ou syndicats concédants (pour l'occupation du domaine public communal) et aux départements (pour l'occupation du domaine public départemental).

En 2004, EDF a versé 190 millions d'euros au titre de R1 et R2, et 38 millions d'euros au titre de la RODP (dont 3 millions versés par RTE). En parallèle, au titre de la concession de la ville de Paris et eu égard à son régime particulier, EDF a versé au total environ 60 millions d'euros de redevances en 2004.

D'autre part, EDF, comme les ELD, verse une contribution au FACE (Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification) assise sur ses recettes en tant que distributeur. Le FACE redistribue les recettes collectées aux collectivités locales pour le financement de leurs dépenses d'électrification en régime rural. En 2004, EDF a versé 308 millions d'euros au FACE, soit 96 % des recettes du FACE.

En outre, EDF, comme les ELD, participe au mécanisme du FPE (Fonds de Péréquation de l'Electricité) qui répartit entre les gestionnaires de réseau de distribution les charges de péréquation liées à l'obligation de faire bénéficier tous les clients du même tarif d'acheminement sur l'ensemble du territoire. Au titre de l'exercice 2004, EDF a versé 6,5 millions d'euros dans le cadre de sa participation au mécanisme du FPE.

Enfin, à l'instar de la TVA reversée à l'Etat, EDF assure en pratique la collecte et la rétrocession aux collectivités locales des taxes locales sur l'électricité payées par les clients.

5.2.2.3 Organisation

Depuis 1951, l'ensemble des activités de distribution d'EDF sont effectuées avec Gaz de France au sein d'un service commun. Ce mode d'organisation « mixte » permet une plus grande efficacité et une couverture territoriale optimisée dans le contexte opérationnel des activités de distribution. Ainsi, environ un tiers des interventions techniques et des relevés chez les clients sont des actes simultanés électricité/gaz.

Ce mode d'organisation conduit à des synergies opérationnelles obtenues par la mise en commun des métiers du comptage, des « petites interventions » et de la gestion clientèle des clients non éligibles, auxquelles s'ajoutent un intérêt en termes d'évolution de carrière et de motivation des salariés. Il permet, dans le même temps d'obtenir une couverture territoriale fortement appréciée des collectivités territoriales et des autorités concédantes.

L'obligation, issue des directives communautaires, d'assurer l'indépendance organisationnelle des gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité et de distribution de gaz par rapport aux autres activités de leurs maisons-mères ont nécessité une modification de cette organisation. Elle a visé à préserver les synergies liées à la mixité et elle a intégré le caractère transitoire de la situation jusqu'à l'échéance de 2007.

Dans ce cadre, la nouvelle organisation mise en place au 1er juillet 2004 repose sur :

- un gestionnaire de réseau de distribution pour l'électricité au sein d'EDF, « EDF Réseau de Distribution » ;
- un opérateur commun à EDF et Gaz de France, défini par la Loi du 9 août 2004, « EDF Gaz de France Distribution ».

En parallèle, Gaz de France a mis en place un gestionnaire de réseau de distribution pour le gaz en son sein : « Gaz de France Réseau de Distribution ».

EDF Réseau Distribution : Gestionnaire du réseau de distribution

La direction EDF Réseau Distribution est responsable de la gestion du réseau de distribution d'électricité sur le territoire métropolitain continental. EDF Réseau Distribution a pour mission, notamment, de :

- définir et de conduire les politiques d'exploitation, d'investissement et de développement des actifs des réseaux de distribution concédés à EDF ;
- négocier et cosigner les contrats de concession et leurs avenants ;
- assurer le caractère non discriminatoire du raccordement et de l'accès au réseau de distribution ;

- assurer la responsabilité des relations avec l'ensemble des autorités de régulation de l'énergie (ministère chargé de l'énergie, CRE, autorités concédantes de la distribution publique) au titre de ces activités.

Au 31 mars 2005, EDF Réseau Distribution comprenait 1 279 salariés.

Pour mener à bien ces missions, EDF Réseau Distribution s'appuie en partie sur EDF Gaz de France Distribution.

EDF Gaz de France Distribution : Opérateur commun à EDF et Gaz de France

Missions d'EDF Gaz de France Distribution

EDF Gaz de France Distribution assure la gestion du service public de proximité que constitue la distribution des énergies.

En ce qu'il relève d'EDF, EDF Gaz de France Distribution a pour missions :

- la réalisation des travaux de construction, de développement et de maintenance sur les ouvrages de distribution d'électricité ;
- l'exploitation technique du réseau et ouvrages de distribution ;
- la réalisation des activités de comptage ;
- la gestion des relations quotidiennes avec les collectivités locales, les autorités concédantes ;
- la gestion des relations quotidiennes avec la clientèle non éligible.

EDF Gaz de France Distribution compte environ 58 000 salariés, dont environ 44 000 salariés affectés conventionnellement à EDF et 14 000 salariés affectés conventionnellement à Gaz de France compte tenu de la répartition de leurs activités (voir paragraphe 7.5.1 ci-dessous). Ils sont dirigés à l'échelle départementale au niveau de 95 centres de distribution couvrant ainsi le territoire métropolitain continental.

Gestion de la clientèle

Jusqu'en 2007, les missions d'EDF (attribuées à EDF Gaz de France Distribution) vis-à-vis des clients non encore éligibles sont celles définies en juillet 2004, que ce soit dans les relations entre EDF et Gaz de France ou entre distributeur et commercialisateurs.

La mission de gestion de la clientèle résidentielle non éligible est assurée par près de 7 500 conseillers « mixtes » au travers de :

- points d'accueil clients, accessibles par près de 98 % de la population en 20 minutes, qui ont géré environ 10 millions de contacts physiques en 2004,
- plateaux clientèles qui assurent le back office et la réception d'appels en heures ouvrables,
- 7 centres d'appels nationaux accessibles 7 jours sur 7 et 24 heures sur 24,

qui ont traité environ 30 millions d'appels entrants en 2004.

Les activités techniques clientèle ont représenté en 2004, 62,5 millions de relevés de compteurs et 12,6 millions d'interventions chez le client, dont 6 millions avec un contact client. Elles sont effectuées par près de 12 000 techniciens « mixtes » répartis sur environ 750 centres d'intervention qui permettent d'accéder à environ 97 % de la population en 20 minutes.

Cette organisation est en continuité avec l'organisation précédente qui permettait d'atteindre un haut niveau de satisfaction des clients. En 2004, 95 % des clients particuliers se sont montrés très satisfaits et assez satisfaits de la qualité de l'accueil. Concernant le réseau (relevés, interventions techniques, qualité de la fourniture), ce sont 90 % des clients particuliers et 93 % des clients professionnels qui étaient satisfaits des services proposés (source : enquêtes commandées par EDF à des instituts de sondage).

Au-delà de 2007, EDF et Gaz de France devront répartir les effectifs clientèle dédiés aux particuliers entre EDF, Gaz de France et EDF Gaz de France Distribution en procédant à l'adaptation de leurs compétences.

Relations contractuelles entre EDF et Gaz de France au sein de l'opérateur commun

Dans le cadre de la mise en place de la nouvelle organisation en matière de distribution telle que décrite ci-dessus, EDF et Gaz de France ont conclu en octobre 2004 une convention visant à définir leurs relations vis-à-vis de l'opérateur commun, EDF Gaz de France Distribution, ses compétences et le partage des coûts résultants de son activité. Cette convention a été conclue pour une durée indéterminée et peut être résiliée à tout moment moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à renégocier une convention. Si à l'issue de ce délai, une nouvelle convention n'est pas conclue, il sera fait application d'une procédure de règlement des différends décrite ci-dessous.

La convention prévoit qu'EDF Gaz de France Distribution conduit et met en œuvre les activités entrant dans le domaine de la distribution (qu'il s'agisse d'activités exercées par EDF Gaz de France Distribution pour le compte exclusif d'EDF ou de Gaz de France, ou d'activités exercées de façon simultanée et indifférenciée pour le compte des deux parties), et met en œuvre les politiques et décisions relatives aux missions qui lui sont confiées dans une logique de recherche de

performance. EDF Gaz de France Distribution est solidairement responsable avec chaque gestionnaire du réseau de distribution (EDF Réseau de Distribution et Gaz de France Réseau de Distribution) de la performance des activités de distribution qui leurs sont confiées. Toutefois, les obligations d'EDF et Gaz de France au titre de la convention sont distinctes et non solidaires.

EDF et Gaz de France ont par ailleurs défini dans cette convention les principes et modalités de gouvernance d'EDF Gaz de France Distribution (organisation, pilotage et évolution). Cette convention prévoit que chaque entreprise a la liberté de faire évoluer les activités qui lui sont propres au sein d'EDF Gaz de France Distribution. En cas de décision d'une entreprise ayant un impact, notamment économique, sur l'autre entreprise au travers d'EDF Gaz de France Distribution, une étude d'impact est conduite et le préjudice éventuel est compensé par le versement d'une indemnité financière et/ou par modification de l'accord conclu entre les deux entreprises. Les décisions relatives aux activités mixtes sont prises en commun par les deux entreprises.

Deux instances permettent de prendre les décisions communes aux deux entreprises concernant la gouvernance d'EDF Gaz de France Distribution. Les missions respectives de chaque instance sont établies en cohérence avec les délégations de pouvoirs conférées aux différents responsables :

- un comité traite des aspects de pilotage qui sont propres aux missions confiées aux gestionnaires de réseau ; il est composé de deux responsables des gestionnaires de réseau de distribution de chacun des deux groupes ; ces responsables disposent chacun d'un droit de vote égal ; le directeur d'EDF Gaz de France Distribution participe également à ce comité mais ne dispose pas d'un droit de vote ; et
- un directoire au niveau de chacun des deux groupes est chargé de veiller à la cohérence des politiques générales des deux groupes vis-à-vis d'EDF Gaz de France Distribution et prend les décisions qui ne sont pas du ressort des gestionnaires de réseau ; il est composé de deux responsables de chacun des deux groupes qui disposent d'un droit de vote égal.

Ni EDF, ni Gaz de France ne peuvent en conséquence se voir imposer de décision sans l'accord de l'autre partie. Par ailleurs, l'article 5 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 dans sa rédaction issue de l'article 2 de la Loi du 9 août 2004 dispose que « *chacune des sociétés assume les conséquences de ses activités propres dans le cadre des services communs non dotés de la personnalité morale* ».

D'autre part, la convention peut être modifiée :

- *A l'initiative d'EDF et Gaz de France*. A cet effet, une étude d'impact pourra, le cas échéant, être réalisée. En outre, EDF et Gaz de France se rencontreront à intervalles réguliers, ou à la demande d'une d'entre elles, pour procéder à une revue générale et à une évaluation de l'application des dispositions de la convention, la première de ces rencontres devant avoir lieu avant le 31 décembre 2006.
- *En cas de changement de loi*. La convention devra être adaptée, tout en respectant l'équilibre global de la convention, pour tenir compte des évolutions du cadre législatif et réglementaire applicable.
- *En cas de changement des circonstances économiques*. Les conditions, notamment financières, stipulées dans la convention, ont été arrêtées en fonction des dispositions en matière de comptabilité, de fiscalité et de gestion de la trésorerie en vigueur à la date de sa signature. Elles ont également été arrêtées en fonction des circonstances économiques ou juridiques constatées à cette date. En conséquence, si par suite de la modification des circonstances ayant amené EDF et Gaz de France à conclure la convention :
  - une des parties venait à être soumise à toute mesure ou évènement fiscal, juridique, économique, financier ou autre, ou à un contentieux, entraînant des conséquences, notamment financières, importantes pour cette partie, ou
  - des dispositions de la convention viendraient à être irrégulières ou illégales, ayant pour effet d'augmenter les coûts engendrés pour cette partie par les obligations souscrites aux termes de la convention, de réduire de façon significative les avantages que cette partie retire de la convention ou encore de rendre la convention irrégulière ou illégale,

  la partie concernée en avisera immédiatement l'autre partie. Les parties négocieront de bonne foi afin de prendre en compte ces circonstances nouvelles.

Par ailleurs, la convention organise les modes de règlement des différends entre les parties. En cas de différend relatif à la convention, les parties devront se réunir pour mettre en place tous moyens nécessaires pour parvenir à un accord amiable sur la résolution de leur différend dans un délai maximum d'un mois à compter de cette réunion. A défaut d'accord amiable à l'issue de ce délai, et dès lors que l'examen du litige ne porte pas atteinte à l'indépendance de gestion des gestionnaires de réseau de distribution, EDF et Gaz de France transmettent d'un commun accord sans délai, dans les règles de confidentialité requises, aux membres du directoire mentionné ci-dessus qui ont reçu délégation à cet effet, les éléments du litige afin de rechercher une solution amiable dans un délai de 20 jours.

A défaut d'accord amiable entre les parties, le différend sera soumis, avant toute saisine du tribunal compétent, à une procédure de médiation externe. Les parties, d'un commun accord, nommeront le médiateur et définiront sa mission et les délais de réalisation de celle-ci. La solution proposée par le médiateur ne sera ni obligatoire ni exécutoire.

En cas de rejet de la solution du médiateur par une partie, le différend pourra être soumis à la compétence des tribunaux de Paris, qui pourront seuls trancher toute contestation relative à la formation, la validité, l'exécution ou l'interprétation de la convention.

Affectation des charges et des biens

Les charges afférentes aux activités d'EDF Gaz de France Distribution qui relèvent directement de l'une des entreprises sont directement imputées à celle-ci.

Les charges relatives aux activités exercées de manière simultanée et indifférenciée pour le compte d'EDF et Gaz de France font l'objet d'une répartition entre les parties en application de clés de répartition contractuelles. La définition des éléments de calcul (assiette...) de chaque clé de répartition est identique entre EDF et Gaz de France. A titre indicatif, les clés de répartition en vigueur au sein de l'ancienne EDF GDF Services aboutissaient à un partage d'environ 75 % pour EDF et 25 % pour Gaz de France en 2004. Cet équilibre global n'est pas substantiellement remis en cause avec les nouvelles clés de répartition et ne devrait pas l'être dans le futur.

Les biens utilisés par EDF Gaz de France Distribution, en particulier les bâtiments, les véhicules et les équipements et outillages, ainsi que les droits et obligations qui leur sont liés, appartiennent soit à EDF, soit à Gaz de France, et sont inscrits dans les comptes de la partie concernée. Si un actif, propriété d'un établissement, est utilisé par l'autre établissement, il y a facturation d'un coût d'utilisation. Toutefois, certains actifs incorporels, et notamment les développements informatiques financés par EDF et Gaz de France, peuvent faire l'objet d'une co-propriété et être répartis sur les bilans des deux entreprises.

La supervision de la gestion du réseau de distribution d'électricité

EDF Réseau de Distribution est dirigé par un directeur nommé par le Président directeur général d'EDF pour une durée de trois ans. Le directeur d'EDF Gaz de France Distribution est nommé conjointement par le Président directeur général d'EDF et celui de Gaz de France. Ces directeurs disposent de délégations de pouvoir leur permettant, dans les conditions qu'elles définissent, d'assumer, de manière indépendante vis-à-vis de toute activité de production et de fourniture d'électricité, la gestion des activités dont ils ont la charge.

Le directeur d'EDF Réseau de Distribution et le directeur d'EDF Gaz de France Distribution ne peuvent être révoqués avant la fin de leur mandat que par le Président directeur général d'EDF (conjointement avec le président directeur général de Gaz de France en ce qui concerne le directeur d'EDF Gaz de France Distribution) et après avis de la CRE.

Le budget et le plan pluriannuel d'investissements d'EDF Réseau de Distribution, ainsi que le budget et le plan pluriannuel d'investissements d'EDF Gaz de France Distribution en ce qui concerne le réseau de distribution d'électricité, sont préparés par leurs directeurs respectifs. Ils sont soumis au Président directeur général d'EDF ou à la personne qu'il délègue à cette fin, par le directeur d'EDF Réseau de Distribution.

Ils sont arrêtés par le Président directeur général d'EDF préalablement à leur présentation, au Conseil d'administration d'EDF pour approbation.

Le directeur d'EDF Réseau de Distribution rend compte annuellement, dans les mêmes conditions, de l'exécution desdits budgets et plans au Président directeur général d'EDF ou à la personne qu'il désigne à cette fin, avant la présentation par ce dernier au Conseil d'administration d'EDF.

Le Président directeur général d'EDF ou la personne qu'il désigne à cette fin s'assure que les investissements présentent une rentabilité prévisionnelle satisfaisant aux exigences définies par le Conseil d'administration d'EDF en matière de rentabilité, sans préjudice des pouvoirs que la loi confère à cet égard aux autorités de régulation. Il contrôle en cours d'exercice, selon les règles en vigueur dans la société, l'exécution des budgets et des plans d'investissement que le conseil a approuvés.

Le directeur d'EDF Réseau de Distribution et le directeur d'EDF Gaz de France Distribution transmettent mensuellement au Président directeur général d'EDF ou à la personne qu'il désigne à cette fin les données nécessaires à l'établissement des comptes d'EDF. Plus généralement, ils lui donnent accès à toute information nécessaire au respect et à l'exercice de ses obligations législatives ou réglementaires.

Le directeur d'EDF Réseau de Distribution élabore un code de bonne conduite contenant les mesures d'organisation interne prises pour prévenir toute pratique discriminatoire en matière d'accès des tiers au réseau. Il l'adresse à la CRE. Il présente annuellement au Conseil d'administration d'EDF ainsi qu'à la CRE un rapport sur la mise en oeuvre de ce code, qui est applicable à l'ensemble des activités de distribution, y compris celles exercées par EDF Gaz de France Distribution pour autant qu'elles relèvent de la part électrique de son activité.

Sous réserve des pouvoirs dévolus au Conseil d'administration d'EDF, le Président directeur général d'EDF délègue aux directeurs d'EDF Réseau de Distribution et d'EDF Gaz de France Distribution, dans leurs domaines respectifs, notamment les pouvoirs en matière :

- d'investissements de réseau dans la limite de cinquante millions d'euros par opération ;
- d'investissements dans l'immobilier ou les systèmes d'information dans la limite de trois millions d'euros par opération ;
- de cessions d'actifs dans la limite d'un million d'euros par opération ; et

- sans préjudice des dispositions de l'article L. 225-35 du Code de commerce et de l'article 89 du décret n° 67-236 du 23 mars 1967, de constitution de sûretés ou garanties de toute nature pour un montant qui n'excède pas un million d'euros et dans la limite de l'habilitation annuelle délivrée par le Conseil d'administration d'EDF.

Pour l'exercice d'activités qui ne relèvent pas des missions qui leur sont confiées et qui sont décrites ci-dessus, le directeur d'EDF Réseau de Distribution et le directeur d'EDF Gaz de France Distribution doivent recueillir l'accord préalable du Président directeur général d'EDF.

5.2.3 SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES INSULAIRES

Les Systèmes Energétiques Insulaires (« SEI ») regroupent les systèmes électriques opérés par EDF et non interconnectés ou faiblement connectés à la plaque continentale : principalement les Départements d'Outre-Mer, la Corse et la collectivité territoriale de St-Pierre et Miquelon. L'ensemble de ces territoires correspond aux « zones non interconnectées au réseau métropolitain continental » définis par la loi du 10 février 2000. Ils partagent les caractéristiques suivantes :

- d'une part, ces territoires bénéficient de la péréquation tarifaire avec le territoire métropolitain continental ; et
- d'autre part, la faible taille de leur système électrique et l'inexistence ou la faiblesse de leur interconnexion avec un réseau continental fait que les coûts de production y sont structurellement beaucoup plus élevés qu'en métropole, et de ce fait très supérieurs à la part qui en est reflétée dans les tarifs.

Cet état de fait a deux conséquences :

- les surcoûts de production dans ces SEI sont considérés par le législateur comme une charge de service public, et à ce titre compensés par le biais de la contribution au service public de l'électricité (« CSPE ») (voir paragraphes 7.3.3 et 7.11.1.2 ci-dessous) ; et
- le maintien de la péréquation tarifaire avec les prix de la métropole continentale fait que tout développement d'un marché concurrentiel de l'électricité y est peu probable.

La Loi du 9 août 2004 applique la dérogation prévue par la directive de 2003 à l'obligation de constituer des gestionnaires de réseaux indépendants pour les DOM, la Corse et la collectivité départementale de Saint Pierre et Miquelon. L'organisation d'EDF dans chacun de ces territoires repose donc sur le maintien d'une structure intégrée, assurant à la fois la majeure partie de la production, et l'ensemble des fonctions de gestionnaire de l'équilibre offre-demande, de gestionnaire de réseaux (HTB, HTA et BT) et de fournisseur.

Compte tenu de l'écart existant, dans ces systèmes, entre le coût de production du MWh et le prix de vente au tarif péréqué, l'activité commerciale d'EDF consiste à y mener, seul ou en partenariat avec l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise d'Energie (l'« ADEME ») et les institutions locales, des actions de maîtrise de la demande d'électricité.

La plupart des SEI connaissent cependant une croissance importante de leur consommation (forte croissance démographique et/ou rattrapage du retard dans l'équipement des ménages). Cette croissance de la demande doit être couverte par l'apparition de nouveaux moyens de production, décidés par le Ministre de l'Industrie dans le cadre de la Programmation Pluriannuelle des Investissements, soit par recours à une procédure d'appel d'offres (cas le plus fréquent), soit en autorisant des projets développés à l'initiative d'opérateurs.

Le tableau ci-dessous présente les caractéristiques des systèmes insulaires :

2004	CORSE	MARTINIQUE	RÉUNION	GUYANE	GUADELOUPE	ST PIERRE ET MIQUELON	TOTAL
Croissance des consommations	4,5 %	5,0 %	7 %	3,5 %	4,5 %	1,0 %	4,5 %
Nombre de clients	205 000	166 000	280 000	48 000	193 000	3 000	895 000
Effectifs	790	685	680	455	690	50	3 350
Puissance installée totale* (MW)	503	393	529	261	423	29	2 138
Chiffre d'affaires (millions d'euros)	128	105	167	45	128	3	576
Coût du MWh produit (euros)	90	105	91	167	109	221	
CSPE ZNI (millions d'euros)	60	95	75	75	105	6	416

* Y compris les centrales de production qui ne sont pas exploitées par EDF

5.2.4 TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ (« TURP »)

En application de la loi n°2000-108 du 10 février 2000, les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution sont adoptés conjointement par le ministre de l'économie et le ministre chargé de l'énergie, sur proposition de la CRE.

Conformément à cette procédure, le tarif actuel d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution (le « TURP ») a été fixé par décret du 19 juillet 2002.

Les tarifs d'acheminement de l'électricité sont facturés lors de l'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution. Ils s'appliquent — indépendamment du fournisseur d'électricité — selon le principe du « timbre poste », c'est-à-dire qu'ils sont indépendants de la distance d'acheminement. En revanche, ils dépendent des conditions de raccordement et de la puissance souscrite. Ils sont ainsi conformes au principe de la péréquation tarifaire : les clients ayant les mêmes caractéristiques (même niveau de tension de raccordement et même puissance utilisée) paient le même tarif où qu'ils soient sur le territoire et quel que soit leur fournisseur.

Le TURP est un système de « cost plus » qui comprend la couverture des coûts déterminés a priori et la rémunération des capitaux engagés.

Des négociations sont en cours avec la CRE et les pouvoirs publics sur la révision du TURP (« TURP2 ») : son mode de calcul, son assiette, son taux et la base d'actifs et de coûts à laquelle il s'applique, tant pour la partie transport que pour la partie distribution. Dans ce cadre, une consultation a été lancée par la CRE en février 2004, mais n'a pas encore abouti à une décision. Toutefois, la CRE a clairement exprimé sa position dans son rapport d'activité de juin 2004 :

« Pour cette nouvelle proposition de tarifs d'utilisation des réseaux électriques, une nouvelle approche est envisagée afin de couvrir les charges d'exploitation, telles qu'elles ressortent de la comptabilité auditée des opérateurs et de rémunérer les capitaux investis :

- *La rémunération des capitaux : les charges de capital couvertes par le tarif ont deux composantes, d'une part, les amortissements comptables des actifs, calculés en mode linéaire, d'autre part, la rémunération des capitaux, calculée à partir d'une assiette constituée de la valeur nette comptable des actifs nets immobilisés (dont sont déduits les financements des collectivités concédantes) et du besoin en fonds de roulement. Le taux nominal appliqué à cette assiette, actuellement fixé à 6,5 % dans le premier tarif, sera réexaminé.*
- *Pour le tarif de distribution, l'assiette des actifs immobilisés devra tenir compte du montant total des financements apportés par les collectivités concédantes.*
- *Les charges d'exploitation : elles sont estimées pour la période 2004-2006 à partir de données comptables et de prévisions des consommations d'énergie et des coûts d'exploitation intégrant des objectifs de gains de productivité des gestionnaires de réseaux. »*

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

Au début des années 90, l'arrivée à maturité du marché français de l'électricité a conduit EDF à identifier des relais de croissance à l'international. Dans un premier temps, les acteurs européens étant détenus par des capitaux publics, les premières opportunités de croissance externe ont été saisies en Amérique Latine, principalement en Argentine et au Brésil. Par la suite, à mesure de l'ouverture progressive des marchés européens de l'électricité, le Groupe EDF a effectué des prises de participation majoritaires au Royaume-Uni et dans certains pays d'Europe centrale et orientale (PECO), et des prises de participation minoritaires en Italie, en Allemagne et dans certains PECO.

Consécutivement à cette phase de croissance externe, le Groupe EDF a entrepris en 2002-2003 une stratégie de consolidation de son portefeuille d'actifs autour du modèle d'activité d'énergéticien intégré en Europe, dans une logique de renforcement de ses équilibres financiers.

6.1 Europe

Eléments du contexte européen

L'environnement du marché de l'énergie en Europe est en pleine mutation. La volonté politique affirmée, particulièrement au niveau de la Commission européenne, d'ouverture des marchés a déjà considérablement modifié le paysage énergétique, avec pour principales conséquences :

- un bouleversement complet des règles de fonctionnement de ces marchés, règles communément jugées comme non encore stabilisées,
- une sensibilité et une volatilité des prix de l'énergie usuelles dans un marché de commodités mais accentuées par le contexte énergétique mondial,
- une logique de marchés nationaux qui perdure néanmoins dans la plupart des pays en raison de la faiblesse des interconnexions.

Le renouvellement du parc de production constitue un enjeu majeur à plus ou moins long terme selon les pays. En toutes éventualités, les contraintes environnementales croissantes impacteront la composition des parcs de production et le niveau des prix.

On assiste d'ores et déjà à des restructurations rapides autour de quelques très grands groupes internationaux intégrés exerçant un ensemble équilibré de métiers (électricité, gaz), sous le contrôle vigilant de la Commission européenne.

Dans ce contexte, la volonté du Groupe EDF est d'être un acteur majeur du développement d'un marché européen fluide de l'énergie en participant activement à la construction de ce nouveau marché (interconnexions, respect des règles UE, etc.).

Ambition européenne du Groupe

Le Groupe a pour ambition de constituer un ensemble industriel cohérent dans ses pays prioritaires : Royaume-Uni, Allemagne, Italie. Ainsi l'Europe devient le nouveau « marché de référence » avec un modèle d'activité intégré amont-aval et équilibré régulé-non régulé qui sera développé sur les pays limitrophes de la France, avec une priorité donnée à l'intégration de ses filiales existantes. Par ailleurs, le Groupe entend continuer la construction de ses positions gazières, nécessaires à son ambition de devenir un acteur gazier européen reconnu, afin de sécuriser son offre, proposer à ses clients une offre multi-énergies et pour pouvoir disposer de moyens de production au gaz compétitifs.

L'ensemble industriel cohérent qui sera ainsi construit à partir des positions industrielles et actionnariales du Groupe permettra à ses principales filiales européennes de devenir des acteurs à part entière de sa stratégie.

Le Groupe met en œuvre les synergies opérationnelles entre ses différentes entités, en France et en Europe, au travers des objectifs suivants :

- posséder plusieurs entités sur une même plaque électrique pour optimiser les parcs et réduire les coûts de couverture de la pointe et être capable de proposer une offre aux clients multi-sites en Europe ;
- fédérer les besoins du Groupe en termes de volumes gaziers (28 milliards de m^3 en 2004)[(1)] pour servir les ambitions du Groupe sur le marché du gaz.

(1) Volumes de gaz globaux bruts manipulés par les sociétés du Groupe pris à 100 %, c'est à dire non corrigés du pourcentage de participation (y compris minoritaire).

Dans le même temps, le Groupe se désengagera, dans des conditions satisfaisantes, des positions présentant peu de synergies avec le reste du Groupe, en particulier en Amérique Latine et en Afrique.

Enfin, le Groupe EDF entend préparer des relais ciblés de développement en Europe Centrale, en recentrant les positions actuelles sur un noyau dur pérenne pouvant constituer une base future de développement.

Le tableau ci-dessous présente les caractéristiques générales des principales filiales et participations du Groupe EDF en Europe (données au 31 décembre 2004) :

NOM DE LA SOCIÉTÉ	ACTIVITÉS PRINCIPALES	PUISSANCE INSTALLÉE	NOMBRE DE CLIENTS	MODE DE CONSOLIDATION/ % DE DÉTENTION AU 31/12/2004
Allemagne				
EnBW	Production Transport Distribution Négoce Commercialisation Services Fourniture de gaz	15,2 GW 8 Gm^3	Environ 5 millions(3)	Par intégration proportionnelle à hauteur de 48,43 % Pourcentage de détention du capital : 39 %
Royaume-Uni				
EDF Energy	Production Distribution Commercialisation Services Fourniture de gaz	4,8 GW 3 Gm^3	Environ 5 millions(3)	Par intégration globale 100 %
Italie				
Edison	Production Commercialisation Production, stockage et fourniture de gaz	9,7 GW 11 Gm^3	160 000 clients directs(3)	Non consolidée
Fenice	Production Services Environnement	282 MW 525 MWth	—	Par intégration globale 100 %
EDF Energia Italia	Commercialisation	—	Environ 40	Par intégration globale 100 %
Péninsule Ibérique				
Espagne				
Hispaelec Energia S.A.	Commercialisation		Une centaine de contrats	Par intégration globale 100 %
Elcogas	Production	335 MW		Non consolidé
Portugal				
Tejo	Production	600 MW		Non consolidé (10 %)
Pologne				
ECW	Production	353 MW 1 224 MWth(1)	—	Par intégration globale 77,44 %
Elektrownia Rybnik SA (ERSA)	Production	1 775 MW	—	Par intégration globale 78,25 %
ECK	Production	460 MW 1 397 MWth(1)	—	Par intégration globale 66,26 %
Kogeneracja	Production	395 MW 1 090 MWth(1)	—	Par intégration globale 35,86 % Pourcentage de détention du capital : 34,45 %
Hongrie				
BERt	Production	327 MW 2 098 MWth(1)	—	Par intégration globale 95,57 %
DEMASZ	Distribution Commercialisation	—	745 000	Par intégration globale 60,91 %
Slovaquie				
SSE	Distribution Commercialisation	—	691 000	Par mise en équivalence 49 %
Autriche				
Groupe ESTAG	Distribution Commercialisation Services	—	501 000	Par mise en équivalence 20 %

NOM DE LA SOCIÉTÉ	ACTIVITÉS PRINCIPALES	PUISSANCE INSTALLÉE	NOMBRE DE CLIENTS	MODE DE CONSOLIDATION/ % DE DÉTENTION AU 31/12/2004
Suisse				
Groupe ATEL	Production Transports Distribution Négoce Services	3 GW 270 MWth(1)	121 000	Par mise en équivalence 14,51 % Pourcentage de détention du capital : 14,03 %
Emosson	Production hydraulique	0,6 TWh		Intégration proportionnelle 50 %
Belgique				
EDF Belgium(2)	Production Commercialisation	481 MW	—	Par intégration 100 % Succursale

(1) MWth : MW thermique, pour la cogénération, par opposition au MW électrique.
(2) EDF Belgium est propriétaire de 50 % de la centrale nucléaire de Tihange 1.
(3) Y compris gaz.

Par ailleurs, EDF détient une participation de 50 % dans Dalkia International* qui est implantée dans 37 pays hors de France, au travers de ses filiales et participations opérant dans le domaine des services énergétiques (voir paragraphe 7.1.1.2 ci-dessus).

* Hors participation indirecte détenue par EDF par l'intermédiaire de Véolia Environnement.

6.1.1 EDF ENERGY

EDF Energy, filiale détenue à 100 % par EDF, est un énergéticien intégré, qui produit, distribue et commercialise de l'électricité en Grande Bretagne au travers de ses Branches Energy Networks et Customers. En 2004, EDF Energy était le premier distributeur d'électricité (en volume d'électricité distribué et en valeur d'actifs régulés) et le cinquième commercialisateur d'électricité (en nombre de comptes clients) au Royaume-Uni (source : EDF Energy). EDF Energy est également un producteur important d'électricité et l'une des entreprises de son secteur les plus actives (en volumes d'investissements) au Royaume-Uni sur le marché des projets d'infrastructures électriques publics et/ou privés (*Private Finance Initiatives/Public Private Partnerships* — « PFI/PPP ») au travers de sa Branche Dévelopment (source : EDF Energy). En 2004, EDF Energy a distribué de l'électricité à plus de 7,8 millions de foyers et d'entreprises à Londres, dans l'Est et au Sud-Est de l'Angleterre, via un réseau de plus de 172 300 kilomètres ; elle a vendu pour 51,5 TWh d'électricité à environ 5 millions de clients résidentiels, professionnels, PME-PMI et entreprises. Au 31 décembre 2004, la capacité de production d'EDF Energy s'élevait à 4,8 GW.

Le chiffre d'affaires (tel que publié par EDF Energy et contributif) d'EDF Energy pour l'exercice clos le 31 décembre 2004 était de 4 050 millions de livres sterling (5 964 millions d'euros). EDF Energy emploie environ 11 000 personnes.

Le tableau ci-après présente les chiffres clés d'EDF Energy (tels que publiés par EDF Energy) au cours des trois derniers exercices.

	31 DÉCEMBRE		
	2002(1)	2003(1)(2)	2004(1)(2)
Chiffre d'affaires (en millions d'euros)	4 451	5 222	5 964
Electricité	3 485	3 271	3 830
Gaz	227	432	477
Autres	739	1 519	1 657
Bénéfices avant impôts (en millions d'euros)	351	651	686
Electricité (en GWh)	44 798	48 496	51 544
Gaz (en GWh)	17 705	20 066	21 791
Nombre de comptes clients (en milliers)	5 183	5 007	4 871
Salariés	8 492	10 457	10 693
Valeur nette des réseaux régulés (en milliards de livres sterling)	2,7	2,7	2,8
Valeur nette des réseaux régulés (en milliards d'euros)	4,1	3,8	4,0

(1) Les taux de change utilisés sont de 1 livre sterling pour 1,5373 euros en 2002, 1,4188 euros en 2003, et 1,4182 euros en 2004.
(2) Chiffres tels que publiés et contributifs.

6.1.1.1 Création d'EDF Energy

EDF a fait l'acquisition en 1998 de 100 % de London Electricity plc, dont l'activité principale était la distribution d'électricité et la commercialisation de gaz et d'électricité dans la zone du Grand Londres. La stratégie d'EDF a été ensuite de développer ses activités au Royaume-Uni afin d'atteindre une taille critique. Dans ce cadre, EDF a cherché à :

- porter le nombre de ses clients au Royaume-Uni à cinq millions ;
- développer au Royaume-Uni une activité verticalement intégrée en acquérant des capacités de production d'électricité permettant de satisfaire pleinement la demande des clients résidentiels et chercher à optimiser la marge de l'ensemble « Commercialisation — Production » ;
- d'accroître la taille de son activité de réseau au Royaume-Uni.

A cette fin, EDF a procédé aux acquisitions suivantes :

- les activités de fourniture d'électricité de South Western Electricity (connue sous le nom de « SWEB »), en juillet 1999 ;
- les centrales de Sutton Bridge, Cottam et West Burton, entre avril 2000 et décembre 2001 ;
- Eastern Electricity Limited (renommée EPN Distribution après l'acquisition), dont l'activité principale consistait à distribuer de l'électricité dans l'Est de l'Angleterre, ainsi que les 50 % du capital de 24 Seven (un prestataire de services d'ingénierie et d'exploitation pour les réseaux) qui n'étaient pas encore détenus par London Electricity, en janvier 2002 ;
- SEEBOARD plc, dont l'activité principale était la distribution d'électricité et la commercialisation d'électricité et de gaz dans le Sud-Est de l'Angleterre, en juillet 2002.

A la suite de ces acquisitions, EDF a réorganisé ces activités en un seul groupe intégré. Cette profonde restructuration a conduit à la création de quatre Branches principales :

- la *Branche Energie*, qui comprend les activités de production d'électricité, d'achat d'énergie et de gestion des risques ;
- la *Branche Réseaux*, qui regroupe les activités de distribution, c'est à dire les services d'exploitation et d'ingéniérie relatifs aux réseaux ;
- la *Branche Clients*, qui rassemble les activités de commercialisation d'électricité et de gaz et comprend également les activités de services aux clients et de comptage ;
- la *Branche Développement*, qui réunit les activités de sous-traitance, développement, financement et gestion des projets d'infrastructures et de réseaux de distribution électriques publics et/ou privés (« PFI/PPP »).

Cette réorganisation a entraîné près de 1 000 réductions de postes, uniquement sur la base de départs volontaires, et le renouvellement de la nomination de près de 1 300 dirigeants ainsi que la relocalisation de 1 000 salariés, dont 500 en dehors de Londres. La stratégie d'intégration, la nouvelle organisation et les valeurs d'EDF Energy — celles du Groupe EDF — ont été présentées à l'ensemble des salariés dans le cadre d'un important effort de communication et de formation interne. Le rassemblement des salariés issus d'entreprises distinctes en un seul groupe intégré a nécessité un profond changement en termes de gestion et de culture. Enfin, le regroupement avec succès en 2003 de plus d'une douzaine de marques préexistantes autour de la marque EDF Energy a constitué un élément clé du processus d'intégration.

6.1.1.2 Environnement de marché

6.1.1.2.1 Ouverture du marché de l'éléctricité

Régulateur

Le marché de l'énergie est régulé par l' « Agence des Marchés du Gaz et de l'Electricité » (*Office of Gaz and Electricity Markets*, « Ofgem »), en application de l'*Electricity Act* de 1989, tel qu'amendé par l'*Utilities Act* de 2000.

Production

Le marché de la production est entièrement ouvert à la concurrence, les producteurs devant néanmoins obtenir une autorisation d'exploitation (ou obtenir une dérogation) pour pouvoir opérer. Ils sont soumis à la réglementation relative à la protection de l'environnement, y compris en matière de limitation des émissions polluantes et en particulier de dioxyde de soufre (pour les centrales à charbon) et de CO_2.

Transport et distribution

Le réseau de transport d'électricité en Angleterre et au Pays de Galles (« *National Grid* ») a été privatisé en 1990 et est exploité par National Grid Transco Plc (« *NGT* »). Les tarifs de connexion et d'utilisation du réseau sont fixés par l'Ofgem.

Les réseaux de distribution (les lignes, les câbles, les commutateurs et les transformateurs) appartiennent et sont exploités par des opérateurs qui sont en monopole sur leur zone géographique, telle que définie dans leur licence

d'exploitation. Les distributeurs perçoivent un tarif d'accès et d'utilisation de leur réseau, fixé par l'Ofgem et versé par les commercialisateurs ou les distributeurs indépendants qui fournissent de l'électricité à des clients situés dans leur zone géographique. Si le marché de la commercialisation est ouvert à 100 % et les consommateurs peuvent donc choisir leur fournisseur d'électricité, ils n'ont pas le choix de leur distributeur. Le chiffre d'affaires de ce dernier dépend donc de l'évolution de la demande d'électricité plutôt que du choix des clients de leur fournisseur.

Les distributeurs doivent recevoir une licence (ou obtenir une dérogation), accordée par l'Ofgem. Les licences peuvent être révoquées avec un préavis de 25 ans, et peuvent également être révoquées pour un certain nombre de motifs, dont la faillite du distributeur ou s'il contrevient aux injonctions de l'Ofgem. Une entreprise disposant de plusieurs licences de distribution doit maintenir l'autonomie et la viabilité financière individuelle de chaque activité de distribution. De plus, si une même entreprise dispose d'activités de commercialisation, ses activités de distribution doivent être filialisées et gérées de manière indépendante et elle ne doit pas restreindre ou entraver la concurrence ou générer des distorsions de concurrence, en matière de commercialisation d'électricité ou de gaz, ou de production d'électricité ou de transport de gaz.

Les tarifs de distribution donnent lieu à une révision tous les cinq ans par l'Ofgem. La révision tarifaire la plus récente est entrée en vigueur le 1er avril 2005. La révision tarifaire prend la forme d'un plafond de chiffre d'affaires imposé aux distributeurs, qui peut nécessiter une baisse des tarifs, pour inciter à réduire leurs coûts et réaliser des gains de productivité, tout en améliorant leurs services aux clients et la qualité des réseaux.

Commercialisation

Le marché de la commercialisation est entièrement ouvert à la concurrence et tous les consommateurs peuvent choisir leur fournisseur. Contrairement à la France où les consommateurs éligibles peuvent choisir de ne pas faire jouer leur éligibilité et rester au tarif intégré, il n'y a plus en Grande Bretagne de tarif régulé. Les commercialisateurs d'électricité doivent disposer d'une licence accordée par l'Ofgem.

Mécanisme d'équilibre production/consommation

En mars 2001, un nouveau système d'échange d'électricité (*New Electricity Trading Arrangements* — « *NETA* ») est entré en vigueur en Angleterre et au Pays de Galles et constitue désormais le cadre du marché de gros et le mécanisme par lequel l'équilibre instantané entre la production et la consommation est assuré. Ce système remplace *l'Electricity Pool*. Le NETA se veut plus efficace et offre des possibilités de choix plus importantes aux acteurs du marché, tout en maintenant la sécurité et la fiabilité du système électrique. Le NETA repose sur des transactions bilatérales entre producteurs, commercialisateurs, négociants et consommateurs. NGT en est l'opérateur. En avril 2005, l'Ecosse a adhéré au système qui couvre désormais toute la Grande Bretagne (*British Electricity Trading and Transmission Arrangements* — « BETTA »).

6.1.1.2.2 Ouverture du marché du gaz

Le marché de la commercialisation du gaz est entièrement ouvert à la concurrence et tous les consommateurs peuvent choisir leur fournisseur. Il n'y a pas de tarif régulé. Les fournisseurs de gaz doivent disposer d'une licence accordée par l'Ofgem.

Une license est également nécessaire pour organiser le transport et la distribution de gaz par un transporteur de gaz public.

6.1.1.2.3 Règlementations environnementales

Obligation d'achat d'électricité provenant de sources d'énergie renouvelables

Le *Renewables Obligation Order* de *2005*, promulgué en vertu de la section 32 de l'*Electricity Act* de 1989, impose aux commercialisateurs une part minimum d'électricité provenant de sources d'énergie renouvelables dans l'électricité qu'ils fournissent. Cette proportion est actuellement, et jusqu'au 31 mars 2006, de 5,5 %. Elle augmentera dans les années à venir pour atteindre 15,4 % en 2015/16. Les commercialisateurs peuvent satisfaire à cette obligation, soit en présentant un *Renewable Obligation Certificate* (« *ROC* ») à l'Ofgem, soit en versant à l'Ofgem 30 livres sterling par MWh (prix en 2002/2003, ajusté en fonction de l'indice des prix de détail britannique) ou en combinant les deux. Les ROCs sont émis par l'Ofgem aux producteurs d'électricité, qui provient de sources d'énergie renouvelables, qui les remettent aux commercialisateurs qui utilisent leur électricité. Les commercialisateurs qui n'ont pas obtenu suffisamment de ROCs à raison de leurs propres capacités de production, peuvent en faire l'acquisition, soit auprès de producteurs ou d'autres commercialisateurs, soit auprès de négociants. La plupart des ROCs sont directement obtenus auprès de producteurs utilisant des énergies renouvelables, une petite partie seulement étant acquise auprès de traders. Si le commercialisateur ne dispose pas d'un nombre suffisant de ROCs, il doit verser les pénalités ci-dessus à l'Ogfem. Les sommes perçues par l'Ofgem sont reversées aux commercialisateurs en proportion du nombre de ROCs qu'ils ont présentés. Ainsi, les commercialisateurs qui disposent d'un nombre de ROCs plus élevé reçoivent une part plus importante des paiements faits à l'Ofgem. Durant la première année de mise en œuvre de ces mesures, jusqu'au 31 mars 2003, EDF Energy a satisfait à 90 % de ses obligations de présentation de ROCs, la moyenne de l'industrie s'élevant à 58,9 %. Durant la seconde année, EDF Energy a satisfait à 69 % de ses obligations, contre une moyenne de l'industrie de 55,2 %.

Directive sur les grandes installations de combustion

La directive européenne sur les grandes installations de combustion (« LCPD ») impose des restrictions sur les émissions de dioxyde de soufre, de NOx, et de poussières. Le gouvernement britannique attend la décision de la Commission européenne quant à la question de savoir si cette dernière accepte les mesures que le gouvernement propose pour la transposition de la LCPD, au titre desquelles le secteur de l'électricité est soumis à une limite du taux d'émission, sans plafonner les émissions totales, et les autres secteurs industriels relevant de la LCPD sont soumis à un plafond d'émission.

EDF Energy installe des équipements de désulphurisation sur l'intégralité de son parc thermique et investit dans l'amélioration des performances en matière d'émission de NOx par ses centrales à charbon, afin de satisfaire aux exigences de la LCPD. Elle estime qu'elle sera en mesure de se conformer à ces exigences quelles que soient les modalités finales de mise en œuvre de la LCPD d'ici à 2016.

Quotas d'émission de gaz à effet de serre

Le système européen d'échange de quotas d'émission (ETS) est entré en vigueur le 1er janvier 2005 et requiert d'EDF Energy qu'elle achète des permis d'émission de CO_2. Au cours de la phase 1 (jusqu'en 2007), EDF Energy va recevoir une allocation « gratuite » de permis d'émission basée sur le Plan National d'Allocation des Quotas établi par le gouvernement anglais. La phase 2 (2008 à 2012) est encore à finaliser et EDF Energy travaille activement avec le gouvernement anglais pour déterminer la base des allocations gratuites sur cette période.

Taxe sur les changements climatiques

La taxe sur les changements climatiques (*Climate Change Levy* « CCL ») est une taxe sur l'énergie qui doit être versée par les entreprises industrielles et commerciales, entrée en vigueur le 1er avril 2001. Il s'agit d'une taxe sur toute l'énergie fournie dont le taux dépend du combustible utilisé — la taxe est déterminée dans la Loi de finances et est restée à 4,30 livres sterling par MWh d'électricité et 1,50 livres sterling par MWh de gaz depuis son introduction. Les entreprises versent la CCL aux fournisseurs d'électricité qui la reversent à l'Etat. Pour compenser cette charge supplémentaire sur les entreprises britanniques, les contributions patronales à l'Assurance Nationale ont été réduites dès le 1er avril 2001 de 0,3 %, date d'entrée en vigueur de la CCL.

L'électricité produite et fournie depuis des sources renouvelables est exemptée de CCL. La production combinée de chaleur et d'électricité alimentée par des énergies fossiles bénéficie également d'une exemption de CCL lorsqu'elle est de bonne qualité.

Des certificats d'exemption de taxe (*Levy Exempt Certificate* « LECs ») attestent que l'électricité a été produite à partir d'énergies renouvelables éligibles. EDF Energy a été un fournisseur majeur d'électricité d'origine renouvelable, bénéficiant donc de certificats LEC, à ses clients résidentiels et professionnels. Les clients résidentiels d'EDF Energy achètent cette électricité au « tarif vert ». EDF Energy reverse la prime payée par les clients résidentiels au titre de ce tarif, ainsi qu'un montant équivalent financé sur ses propres fonds, à un « fonds vert », qui les affecte par la suite à des projets de production d'électricité au moyen de sources d'énergie renouvelables.

6.1.1.3 Evolution des prix

Les prix de l'électricité au Royaume-Uni ont évolué à la hausse depuis la fin 2004. Le prix à terme du MWh en base pour l'hiver 2005 est ainsi passé d'environ 32,5 livres sterling le MWh en décembre 2004 à environ 46 livres sterling le MWh en mai 2005. Ces prix restent à la fois supérieurs à ceux de la plaque franco-allemande et plus volatiles : écart de 7 livres sterling en décembre 2004 et 18 livres en mai 2005. En effet, au Royaume-Uni, les prix de l'électricité sont plus volatiles et plus élevés que ceux de la plaque franco-allemande en raison principalement de leur plus forte corrélation au prix du gaz et de capacités d'interconnexion limitées qui freinent aussi la convergence des prix de l'électricité avec ceux de la plaque franco-allemande.

Au cours des deux dernières années, les cours du charbon et du gaz ont augmenté de façon significative. Les cours internationaux du charbon sont passés de 40 dollars américains/tonne en 2003 à un peu moins de 70 dollars américains/tonne en 2004. Cette augmentation du cours résulte principalement de l'étroitesse du marché du fret, provoquée par l'augmentation de la demande (notamment en Chine), ayant abouti à une réduction des navires disponibles. Les prix à terme du gaz britannique sont passés d'environ 0,20 livre sterling par therm pour l'été 2005 et environ 0,25 livre sterling par therm pour l'hiver 2005, à respectivement environ 0,30 livre sterling par therm et environ 0,54 livre sterling par therm, en mai 2005. Cette évolution est principalement due à une crainte d'insuffisance des approvisionnements, liée au déclin de la production domestique britannique, et à l'augmentation de la dépendance vis-à-vis d'importations plus coûteuses.

6.1.1.4 Environnement concurrentiel

Le marché britannique de l'énergie se caractérise par sa diversité. Certains de ses acteurs adoptent un modèle de producteur et/ou commercialisateur « pur », tels que British Energy Group plc, RWE npower et Centrica plc. D'autres, comme EDF Energy, ont adopté une stratégie intégrée et sont présents dans les activités de production, de commercialisation et de distribution, tels que Powergen (E.On UK plc), Scottish and Southern Energy plc et Scottish Power plc. Globalement, le marché britannique de la commercisalisation d'énergie compte six acteurs de grande taille, dont EDF Energy fait partie, qui alimentent une clientèle résidentielle et industrielle, et British Energy et Drax Power Limited, qui ne vendent qu'à des clients industriels. British Energy et des producteurs indépendants tels que Drax vendent leur électricité

sur le marché BETTA, permettant ainsi aux autres commercialisateurs de s'approvisionner pour la part d'énergie vendue qu'ils ne produisent pas eux-mêmes.

6.1.1.4.1 Production

Le marché britannique de la production se caractérise par sa fragmentation, les six principaux commercialisateurs cités ci-dessus et indiqués par un * dans le tableau, ne représentant que 47 % de la production pour 2004 :

British Energy (nucléaire — soutenue par l'Etat)	20 %
*Powergen (E.On)	11 %
*RWE Innogy	9 %
*Scottish and Southern Energy	9 %
***EDF Energy**	**8 %**
*Scottish Power	7 %
*Centrica (British Gas)	3 %
Autres	33 %

(Source : EDF Energy)

En mars 2005, la capacité totale de production en Grande Bretagne était de 77 GW, répartie comme suit :

Charbon	36 %
Gaz	32 %
Nucléaire	16 %
Pétrole	4 %
Hydraulique	6 %(1)
Autres énergies renouvelables	3 %
Importations	3 %

(1) dont 4 % par pompage (STEP)
(Source : Ministère du Commerce et de l'Industrie, « DTI »)

Les capacités de production actuelles devraient subir des changements dans les prochaines années en raison d'une tendance à la consolidation qui s'est récemment développée dans le secteur, de la fermeture de centrales nucléaires en fin de vie (la totalité des centrales, à l'exception de trois d'entre elles, cesseront leur activité avant 2014 ; source : DTI/Hansard, 23 février 2005), et des contraintes environnementales croissantes pesant sur les centrales utilisant des combustibles fossiles (directives européennes sur les émissions de SO_2, NO_x et de poussières et sur les gaz à effet de serre — CO_2, voir paragraphe 7.11.5 ci-dessous). Il n'y a que quelques centrales de taille importante actuellement en construction, principalement des centrales thermiques à cycle combiné au gaz naturel. Un nombre croissant d'installations permettant la production d'énergie à partir de sources renouvelables devrait être construit, grâce aux mécanismes des ROCs et de la CCL.

6.1.1.4.2 Commercialisation

Entreprises

L'ensemble du marché des entreprises a représenté une consommation d'électricité d'environ 222 TWh en 2004 (source : DTI-Digest of United Kingdom Energy Statistics 2004). Il est segmenté comme suit :

Grandes Entreprises (100kw et plus) :

- Consommateurs Intensifs (« *Intensives* ») — 16 TWh
- Très Grandes Entreprises (« *Super Majors* ») — 53 TWh
- Consommateurs disposant d'Installations Etendues (« *Large Sites Groups* ») — 60 TWh
- Consommateurs disposant de Petites Installations (« *Small Sites Groups* ») — 41 TWh

  Sous-Total = 170 TWh

Le marché britannique de la commercialisation aux grandes entreprises (100 kW et plus) est extrêmement concentré, avec les huit premiers fournisseurs (en volume) représentant, selon EDF Energy, environ 98 % du marché. Les volumes de ventes d'EDF Energy sur les segments des grandes entreprises s'élevaient à 32 TWh, soit environ 19 % du marché (source : Datamonitor 2004).

Petites Entreprises (moins de 100kw) :

- Clients multi sites — 6 TWh
- Clients mono sites — 46 TWh

Sous-Total = 52 TWh

Total = 222 TWh

EDF Energy estime que les six principaux fournisseurs d'électricité (en nombre de clients) aux petites entreprises britanniques représentent environ 95 % du total des parts de marché. Parmi ceux-ci, EDF Energy représente environ 14 % des parts de marché, ce qui en fait le cinquième fournisseur du marché (en nombre de clients).

PETITES ENTREPRISES(1) — PARTS DE MARCHÉ AU 31 NOVEMBRE 2004	ELECTRICITÉ	GAZ(1)
British Gas	22 %	29 %
Powergen (E.On)	20 %	27 %
RWE npower	15 %	11 %
Scottish and Southern Energy	15 %	5 %
EDF Energy	**14 %**	**3 %**
Scottish Power	9 %	1 %
Autres	5 %	24 %

(1) Sites consommant annuellement entre 6 900 m^3 et 69 000 m^3
(Source: Datamonitor novembre 2004)

Clients résidentiels

Le marché britannique de la fourniture d'électricité domestique est encore plus concentré puisque les six principaux fournisseurs (en nombre de clients) représentent plus de 99 % du marché. EDF dispose d'une part de marché de 13 %, ce qui en fait le cinquième plus grand fournisseur du marché (en nombre de comptes domestiques) (source : EDF Energy et Datamonitor, Novembre 2004).

Les marchés du gaz et des offres duales sont également très concentrés puisque, dans chacun des deux cas, les six principaux fournisseurs (en nombre de clients) représentent environ 99 % du marché total. EDF Energy représente environ 5 % (en nombre de clients) du marché de la fourniture de gaz domestique et 6 % (en nombre de clients) du marché de la fourniture d'offres duales. (source : EDF Energy et Datamonitor Novembre 2004).

PARTS DU MARCHÉ RÉSIDENTIEL AU 31 DÉCEMBRE 2004	ELECTRICITÉ	GAZ	OFFRES DUALES
British Gas	23 %	57 %	43 %
Powergen (E.On)	22 %	12 %	16 %
RWE npower	15 %	9 %	13 %
Scottish and Southern Energy	14 %	8 %	12 %
EDF Energy	**13 %**	**5 %**	**6 %**
Scottish Power	12 %	8 %	9 %
Autres	0 %	0 %	1 %

(Source: EDF Energy and Datamonitor novembre 2004).

6.1.1.4.3 Distribution

Le territoire britannique est couvert par 14 réseaux de distribution, qui appartiennent à 7 sociétés différentes :

AU 31 MARS 2004	% DE L'ÉLECTRICITÉ DISTRIBUÉE	% DE LA BASE D'ACTIFS
EDF Energy	27	21
Powergen (E.On)	18	16
Scottish and Southern Energy	13	17
CE Electric UK (Mid-American energy Holdings Company)	13	11
Scottish Power	12	17
Western Power Distribution Holdings	9	11
United Utilities	8	7

(Source: Ofgem Distribution Price Control Review Final Proposals — Tables A11 and A15)

En mai 2002, l'Ofgem a mis en place un système de réduction forfaitaire des revenus régulés par les distributeurs lorsque l'un d'entre eux en acquérait un autre. Cette réduction forfaitaire s'élève à 32 millions de livres sterling, répartie sur cinq ans (6,4 millions de livres sterling par an). Cette mesure a pour objet de compenser l'effet pour les consommateurs de la diminution du nombre de distributeurs entre lesquels l'Ofgem peut effectuer des comparaisons lorsqu'elle examine les tarifs de distribution tous les cinq ans, ce qui limite sa capacité à fixer des tarifs au plus près des performances et des coûts des distributeurs, et dès lors génère, selon elle, un surplus de revenus pour les distributeurs. Cette mesure a été appliquée à EDF Energy lors de l'acquisition de l'activité de distribution de SEEBOARD en juillet 2002.

6.1.1.5 Activités d'EDF Energy

6.1.1.5.1 Branche Energie

La Branche Energie regroupe les activités de production d'électricité, d'achat de combustibles et d'énergie et de gestion des risques. La Branche Energie collabore étroitement avec la Branche Clients afin de réduire le coût de l'électricité et du gaz pour les clients d'EDF Energy. A cette fin, EDF Energy a récemment créé, au sein de la Branche Energie, une équipe « *Optimisation des Actifs Energétiques* », dont le rôle consiste à maximiser la marge brute entre la Branche Energie et la Branche Clients. Au 31 mars 2005, la Branche Energie employait environ 650 personnes.

Production

La Branche Energie exploite trois centrales dont la capacité totale de production est de 4,8 GW :

- Sutton Bridge, située dans le Lincolnshire. Sutton Bridge est une centrale thermique à cycle combiné au gaz naturel avec un capacité de 803 MW. Elle a été mise en service en mai 1999.
- Cottam, située dans le Nottinghamshire. Cottam est une centrale thermique fonctionnant au charbon d'une capacité de 2 008 MW, composée de quatre unités. Elle a été mise en service en 1970.
- West Burton, située dans le Nottinghamshire. West Burton est une centrale thermique fonctionnant au charbon constituée de quatre unités produisant chacune 500 MW et de deux unités thermiques à cycle combiné au gaz naturel de 20 MW chacune, pour une capacité totale de 2 012 MW. Elle a été mise en service en 1970.

La Branche Energie dispose également d'intérêts au sein d'autres producteurs, et détient notamment une participation de 13,5 % dans la centrale de Barking, à Londres, ainsi que dans des champs d'éoliennes situées au Nord-Est et à l'Est de l'Angleterre.

Afin d'optimiser l'utilisation de ses actifs de production tout en respectant les contraintes environnementales, la Branche Energie a mis en œuvre un important programme de réduction de la pollution générée par ses centrales à charbon. A Cottam, l'ensemble des unités devrait bénéficier avant 2007 d'équipements limitant les émissions de soufre, pour un coût estimé à environ 110 millions de livres sterling. En outre, l'installation d'équipements permettant la réduction des émissions de NOx a été approuvée pour la première unité en 2005 et les trois autres unités devraient en bénéficier avant 2007 ; le coût estimé pour l'ensemble des quatre unités devrait s'élever à 20 millions de livres sterling. A West Burton, des équipements limitant les émissions de soufre ont été installés dans toutes les unités pour un coût d'environ 120 millions de livres sterling. L'installation d'équipement permettant la réduction des émissions de Nox a été approuvée pour la première unité en 2005 et les trois autres unités devraient en bénéficier avant 2007 ; le coût estimé pour l'ensemble des quatre unités devrait s'élever à 7 millions de livres sterling. EDF Energy pourra ainsi : (i) poursuivre l'approvisionnement de ses centrales avec du charbon en provenance de Grande-Bretagne, qui présente des niveaux de soufre plus importants que le charbon importé mais qui s'avère moins onéreux, (ii) exploiter ses centrales de façon continue, alors que les centrales dépourvues de cet équipement ne peuvent être exploitées, compte tenu de la réglementation environnementale en vigueur, que par intermittence et, (iii) atteindre les niveaux d'émission beaucoup plus bas imposés par la LCPD entrant en vigueur le 1er janvier 2008.

EDF Energy dispose de capacités de production diversifiées réparties entre les centrales thermiques à gaz et au charbon qui peuvent assurer une production en base ou en pointe. EDF Energy a produit 25,1 TWh d'électricité en 2004, pour un total de ventes s'élevant à 51,5 TWh. La production des centrales d'EDF Energy permet de couvrir la demande de ses clients résidentiels et petites entreprises, alors que la demande des grandes entreprises est couverte par les achats sur les marchés de gros.

Achat de combustibles et d'énergie et gestion des risques

Principes généraux

L'équipe « *Marchés de gros* » d'EDF Energy achète et vend de l'électricité et achète du gaz et du charbon sur les marchés de gros afin de satisfaire les besoins de production des centrales et des clients d'EDF Energy. L'équipe collabore étroitement avec les autres équipes de la Branche Energie, notamment les équipes « *Gestion des Risques* » et « *Optimisation des Actifs Amont/Aval* » afin de s'assurer que les activités de génération et de négoce sur les marchés de gros sont réalisées de façon optimale et que l'énergie est fournie à la Branche Clients pour être vendue aux clients à des prix compétitifs. La gestion de la volatilité des prix constitue l'une des fonctions essentielles de la Branche Energie et cette volatilité est source à la fois de risques et d'opportunités pour EDF Energy.

EDF Energy adopte une stratégie de gestion des risques différente selon les clients, en distinguant :

- les clients dont la consommation est mesurée et relevée toutes les demi-heures ;
- les autres clients, essentiellement les clients résidentiels et entreprises faibles consommateurs.

Pour les clients résidentiels et entreprises faibles consommateurs, la stratégie de couverture des risques mise en œuvre par EDF Energy consiste à déterminer à l'avance une exposition minimale au risque de variations anticipées des coûts de l'énergie sur les marchés de gros et des prix de vente. Une fois ce degré d'exposition défini, des niveaux de couverture maximum et minimum ainsi que des limites de contrôle des risques sont fixées et servent de base à la stratégie d'approvisionnement pour l'ensemble des matières premières (charbon, gaz, énergie et CO_2).

Pour les clients dont la consommation est mesurée et relevée toutes les demi-heures, la stratégie de gestion des risques est de couvrir les contrats de vente d'énergie par des contrats d'achat à terme (c'est à dire avec une couverture adossée), dès que possible.

Approvisionnement en électricité

Au-delà de sa production propre, EDF Energy s'approvisionne en électricité au travers de :

- Contrats d'achats long terme avec la centrale à gaz à cycle combiné de Barking à Londres, la centrale de Teeside et Scottish and Southern Energy. L'ensemble de ces contrats d'achats d'électricité représente annuellement environ 6 TWh d'achats d'électricité, les premiers d'entre eux expirant à partir de 2008.
- Contrats avec des producteurs directement connectés aux réseaux de distribution, sans passer par le réseau de transport. Il s'agit majoritairement de producteurs d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables, telles que des centrales hydrauliques ou champs d'éoliennes ou de producteurs détenant des centrales de cogénération. L'achat de la production de ces producteurs permet à EDF Energy de s'approvisionner en électricité au plus près des zones de demande d'électricité, réduisant ainsi ses coûts de transport. EDF Energy acquiert actuellement environ 1 TWh par an sur ce marché.
- Contrats d'achats en gros, portant sur des quantités et concernant des périodes variables, conçus afin de satisfaire aux contraintes structurelles d'EDF Energy dans les limites des paramètres de risques arrêtés à l'avance. EDF Energy acquiert actuellement environ 19,4 TWh par an par ce moyen.

Approvisionnement en gaz et en charbon

La fourniture de gaz, à la fois aux clients finals et pour la centrale de Sutton Bridge, repose sur un portefeuille de contrats diversifié en termes de type de contrats, de conditions et de contreparties. EDF Energy étudie des opportunités qui lui permettraient de tirer profit de la position gaz du Groupe EDF afin de conserver des coûts d'approvisionnement compétitifs pour la fourniture de gaz à ses clients résidentiels (environ 1 million aujourd'hui). EDF Energy travaille en particulier avec la Direction Gaz d'EDF et avec EDF Trading afin de constituer un portefeuille de contrats de stockage et d'achats long terme et d'exploiter les marchés du gaz en Europe.

Les achats de charbon s'effectuent sur la base des programmes de production qui sont eux-mêmes basés sur les différences de prix à terme entre le charbon et l'électricité. Une position de couverture minimale et maximale est déterminée pour chacun des indicateurs de risques définis par EDF Energy. Les décisions de couverture sont ensuite prises en fonction de scenarii d'impact sur la marge brute budgetée. Le portefeuille de contrats d'EDF Energy est composé pour environ 60 % de charbon en provenance du Royaume-Uni. En 2003, EDF Energy a conclu un contrat de fourniture de charbon d'une durée de trois ans avec UK Coal, dont le prix est inférieur au prix actuel du marché pour le charbon importé. EDF Energy travaille actuellement avec UK Coal afin de prolonger la durée de ce contrat jusqu'en 2009.

Collaboration avec EDF Trading et la Direction Gaz

En outre, EDF Energy et EDF Trading collaborent étroitement, en vue de générer des synergies au sein du Groupe EDF. Le principe général est que chaque société reste entièrement responsable de ses propres activités. Cependant, chaque fois qu'EDF Energy est exposée sur les marchés des matières premières, elle collabore étroitement avec EDF Trading afin de maximiser la marge du Groupe EDF. D'autre part, chaque fois que cela est nécessaire et approprié, EDF Energy, EDF Trading et la Direction Gaz du Groupe EDF partagent des informations concernant leurs domaines communs d'activité.

EDF Trading fournit plus de 50 % du charbon importé par EDF Energy. Ceci permet à EDF Trading, qui est l'un des principaux négociants de charbon en Europe, d'utiliser l'effet de levier résultant de la quantité importante de charbon concernée, à la fois en termes de prix et de gestion de la logistique associée à la livraison du charbon dans les ports britanniques.

Dans le domaine du gaz, prenant acte du degré croissant de convergence entre les marchés britanniques et européens du gaz, EDF Energy a conclu un certain nombre d'accords avec EDF Trading et la Direction Gaz du Groupe EDF.

Concernant le marché en développement du CO_2, EDF Energy travaille avec EDF Trading et d'autres filiales d'EDF avec pour objectif de globaliser les besoins au niveau du Groupe avant de recourir à des achats ou des ventes à l'extérieur.

Développement des capacités de production

Afin de préserver sa stratégie d'intégration verticale malgré la diminution des volumes obtenus au travers des contrats long terme et la réduction potentielle des volumes produits par les centrales à charbon du fait de contraintes environnementales, EDF Energy devra pouvoir accéder à de nouvelles capacités de production aux environs de 2008. EDF Energy étudie actuellement des solutions lui permettant de répondre à cette contrainte, notamment la possibilité de conclure des contrats d'achat long terme, de prendre des participations dans la production de centrales, d'acquérir des moyens de production additionnels ou de construire de nouveaux moyens de production sur ses sites existants. Un certain nombre de projets sont actuellement à l'étude mais aucune décision définitive n'a encore été prise.

EDF Energy étudie notamment la possibilité d'investir dans plusieurs projets de construction de champs d'éoliennes :

- Les autorisations administratives pour augmenter de 5,2 MW la capacité du champ de High Hedley ont été obtenues. Les nouvelles capacités devraient être mises en service en 2006.
- Un projet de champ *offshore* de 108 MW à Cromer, au large de Norfolk a reçu les autorisations administratives nécessaires. Sa viabilité financière est actuellement à l'étude. La mise en service aurait lieu en 2007.
- Une demande d'autorisation a été déposée pour la construction d'un champ *offshore* de 108 MW près de Teesside, au Nord-Est de l'Angleterre. La décision du gouvernement devrait intervenir mi 2005.
- Des demandes d'autorisations ont été déposées pour cinq champs *onshore* de petite taille, dont la capacité totale devrait atteindre 36MW. Les décisions concernant ces cinq projets devraient intervenir avant la fin 2005 et les éoliennes devraient être mises en service en 2006.

6.1.1.5.2 Branche Clients

En 2004, EDF Energy a fourni 51,5 TWh d'électricité à plus de 4,4 millions de clients résidentiels, 257 000 sites de petites entreprises et 174 000 sites de clients grandes entreprises. Au 31 décembre 2004, EDF Energy gérait 5 millions de comptes clients dont 1 million de clients résidentiels gaz. Alors que les clients résidentiels et petites entreprises d'EDF Energy sont principalement situés à Londres, ainsi que dans le Sud-Est et le Sud-Ouest de l'Angleterre, ses principaux clients grandes entreprises, tel que Tesco, ont des sites partout dans le pays.

Organisation

La Branche Clients comprend la commercialisation de l'électricité et du gaz et les activités de services aux clients et de comptage. La Branche Clients travaille étroitement avec la Branche Energie pour minimiser le coût de l'électricité et du gaz vendus aux clients d'EDF Energy. La Branche Clients compte environ 5 300 employés.

La Branche clients est organisée en quatre entités :

- *Grandes Entreprises*, qui fournit un service complet aux grandes entreprises et les grands organismes du secteur public ;
- *Résidentiels et Petites Entreprises*, qui fournit de l'énergie aux clients résidentiels et petites entreprises, dont une offre duale électricité/gaz, et les services associés ;
- *Services Clientèle*, pour les clients résidentiels et petites entreprises ;
- *Services Comptage*, en charge de relever les compteurs, de leur maintenance et de la gestion des données de comptage.

Canaux de commercialisation, coûts et taux de résiliation

Une ventilation des ventes par mode de commercialisation met en lumière la manière dont EDF Energy a conquis de nouveaux clients au cours des deux dernières années. Les ventes en porte à porte par des agents externes ont diminué significativement pour passer de 5 % des ventes totales en 2003 à 1 % en 2004, alors que les ventes en porte à porte par les propres commerciaux d'EDF Energy ont légèrement progressé passant de 15 % à 16 % sur la même période. Les ventes réalisées par le canal des promoteurs immobiliers ont progressé de 4 % en 2003 à 12 % en 2004 et la popularité croissante de l'Internet est démontrée par une augmentation du nombre de contrats signés en ligne de 1,4 % en 2003 à 5,2 % en 2004. Tous les autres canaux de vente, y compris les ventes par téléphone, par les services de relevés et les services clientèle, représentaient 66 % des ventes en 2004 contre 70 % en 2003.

Cette modification dans les modes de commercialisation s'est traduite par une diminution des coûts d'acquisition par client actif de 14 % entre 2002 et 2003 et encore de 10 % entre 2003 et 2004. Les clients « actifs » sont définis comme ceux qui, après avoir signé un contrat, sont facturés sur une période minimum. Ceci permet d'éliminer de la mesure des coûts par clients ceux qui annulent ou rejettent leur contrat après l'avoir signé, ou qui ont signé plusieurs contrats. Les coûts d'acquisition sont définis comme la somme des coûts de commercialisation directs, de la gestion des commandes, du traitement des contrats et des frais d'inscription. Les coûts d'acquisition par client actif sont calculés en divisant les coûts d'acquisition par le nombre de nouveaux clients actifs sur la période pertinente.

Parallèlement, le coût du service par client a diminué de 9 % entre 2003 et 2004. Le coût du service correspond à la somme des coûts des entités Résidentiels et Petites Entreprises et Service Clientèle en matière de suivi des comptes, de gestion de factures et de recouvrement (mais hors clients défaillants), de la conservation des clients (principalement le transfert des clients et les déménagements) et d'assistance. Ces coûts ne comprennent pas les coûts liés à l'enregistrement des nouveaux clients et aux activités de vente.

Le taux de résiliation a également diminué sur la période, d'environ 14 % au cours du 1er trimestre 2002 à environ 10 % au cours du 4ème trimestre 2003. En raison d'augmentations de prix dans l'ensemble de l'industrie en 2004, le taux de résiliation du 4ème trimestre 2004 est remonté à 12,5 % mais a depuis rechuté à 11,7 %, en avril 2005. Le taux de résiliation est calculé sur une période de trois mois en divisant le nombre de clients perdus sur la période par le nombre moyen de clients sur cette même période, le résultat étant divisé par le nombre de semaines de la période puis multiplié par 52 pour obtenir une donnée annualisée.

Programme de fidélisation

A la suite de la consolidation du secteur, en particulier sur le marché des résidentiels et petites entreprises, au cours des dernières années, les principaux commercialisateurs se concentrent aujourd'hui sur la réduction du taux de résiliation et la conservation de leurs clients. Une des initiatives d'EDF Energy à ce titre a consisté à intégrer le programme dit « Nectar » de fidélisation de la clientèle en novembre 2003. Les autres participants de Nectar incluent des marques grand public telles que Sainsbury, Vodafone, Barclaycard, Debenhams et BP. En adhérant à ce programme, les clients reçoivent des points qui peuvent être utilisés pour acheter divers produits et services. Conformément aux valeurs de développement durable du Groupe EDF, il ne s'agit pas d'encourager la consommation d'énergie, Nectar récompensant la fidélité et non le volume d'achats. Nectar, avec 15 millions d'adhérents, est le programme de fidélisation le plus important du Royaume-Uni. A la fin de 2004, EDF Energy disposait de 1,4 million de comptes actifs inscrits au programme Nectar. EDF Energy a ainsi obtenu, lors des récompenses annuelles pour l'industrie des services publics (*Utility Industry Awards)*, la prestigieuse récompense de l'initiative commerciale de l'année (*Marketing Initiative of the Year)* pour l'année 2004 pour sa participation au programme Nectar. (Sources : Nectar & Utility Week).

Entité Service clientèle

L'entité Service Clientèle d'EDF Energy comprend plus de 2 800 employés et fournit toutes les prestations de services à la clientèle pour les clients résidentiels et petites entreprises : soutien à la vente, inscription des nouveaux clients, gestion des comptes, facturation et gestion des délais de paiement. Via ses agences et centres d'appel, l'entité Service Clientèle répond à près de 9 millions de demandes de renseignements chaque année (source : EDF Energy).

EDF Energy estime qu'elle est l'une des entreprises les plus performantes du secteur en terme de service à la clientèle et entend le rester. En 2004, EDF Energy a obtenu deux récompenses nationales pour les services à la clientèle (*National Customer Service Awards)* : le *Focus on Disability Award* et le *Customer Care Award* lors du *Utility Industry Awards*.

EDF Energy est également reconnue pour les services qu'elle fournit aux clients en situation de précarité. Elle est ainsi un partenaire de la *Royal National Institution for the Blind*, et de la *Royal National Institution for Deaf People*. Dans un rapport indépendant commandé par l'*Ofgem* et *Energywatch*, il a été souligné qu'EDF Energy était l'un des leaders dans l'introduction de méthodes innovantes pour aider les consommateurs à éviter les impayés et les interruptions de service.

Entité Grandes entreprises

La clientèle grandes entreprises se compose à la fois d'entreprises qui possèdent au moins un site important avec une demande maximum supérieure à 100kW et d'entreprises qui ont un nombre de sites plus petits qu'elles souhaitent couvrir par un seul contrat. L'entité Grandes Entreprises fournit également du gaz à ses clients.

L'une des caractéristiques majeures du marché des grandes entreprises réside dans l'intervention très fréquente de consultants qui conseillent les consommateurs finals sur le choix de leur fournisseur : ce sont ainsi plus de 50 % des

contrats qui sont attribués au travers de consultants. Ce marché devient également de plus en plus complexe avec des clients qui demandent des produits innovants leur permettant de mieux gérer le risque né de la volatilité croissante des marchés de gros des matières premières énergétiques. Grâce à ses efforts auprès des consultants et à une collaboration étroite avec la Branche Energie pour développer le type de produits innovants attendus par les clients, EDF Energy a été en mesure d'augmenter sa part de marché sur ce segment de 12 % en 2002 à 19 % à la fin de 2004 (source : Datamonitor).

Entité Service Comptage

Les services de relevé des compteurs et de gestion et consolidation des données de comptage sont gérés par la filiale « Customer Field Services ». Elle est également en charge de l'installation et de la maintenance des compteurs. Jusqu'à récemment, elle fournissait ses services aux entreprises du groupe EDF Energy, mais aussi à d'autres distributeurs et commercialisateurs. EDF Energy a pris la décision en 2004 d'intégrer totalement les activités de cette filiale qui ne va désormais plus fournir de services à d'autres entreprises pour ne gérer que les compteurs des clients d'EDF Energy de Londres, du Sud-Est et Sud-Ouest de l'Angleterre.

6.1.1.5.3 Branche Réseaux

La Branche Réseaux exploite les trois réseaux de distribution contigus de Londres, l'Est de l'Angleterre et le Sud-Est de l'Angleterre. La Branche Réseaux compte environ 3 700 employés. Conformément aux dispositions des règlements de l'Ofgem applicables aux distributeurs, la Branche Réseaux est filialisée, afin ne pas restreindre ou entraver la concurrence ou générer des distorsions de concurrence, en matière de distribution d'électricité ou de gaz, de production d'électricité ou de tranport de gaz.

Réseaux

Les réseaux d'EDF Energy couvrent un territoire de 29 165 km^2 et distribuent annuellement 85 TWh d'électricité via 48 000 km de lignes aériennes et 124 000 km de lignes souterraines. EDF Energy est le distributeur d'électricité le plus important (en volumes et en valeur d'actifs régulés) au Royaume-Uni. Le tableau ci-dessous présente le nombre de clients et l'étendue de la couverture des trois réseaux :

AU 31 DÉCEMBRE 2003	CLIENTS	SUPERFICIE DESSERVIE
Londres	2,1 millions	665 km^2
Sud-Est de l'Angleterre	2,1 millions	8 200 km^2
Est de l'Angleterre	3,4 millions	20 300 km^2

Les clients servis par les réseaux d'EDF Energy représentent plus de 27 % du nombre total de clients au Royaume-Uni, sur la base des quantités d'électricité distribuées.

La densité de chaque réseau est différente, passant de 3 157 clients par km^2 à Londres à 167 dans l'Est de l'Angleterre, ce qui se traduit par des conditions d'exploitation très différentes. EDF Energy a investi plus de 300 millions de livres sterling dans son réseau au cours de l'exercice 2004, en grande partie afin d'améliorer la qualité de fourniture.

Ses clients bénéficient de tarifs de distribution qui comptent parmi les plus faibles du Royaume-Uni.

Le tableau ci-après présente l'évolution des performances d'exploitation au cours des trois dernières années. Les performances plus élevées pour Londres reflètent le fait que, le réseau étant sous-terrain, il est beaucoup moins affecté par les variations climatiques extrêmes, à l'inverse des réseaux aériens dans les autres régions.

	PERFORMANCE DU RÉSEAU		
	2001/2	2002/3	2003/4
Coupures de courant pour 100 clients			
Est de l'Angleterre	102,02	85,77	90,67
Londres	38,62	36,44	35,25
Sud-Est de l'Angleterre	93,29	90,42	97,70
Moyenne des minutes perdues par client			
Est de l'Angleterre	80,21	77,81	76,51
Londres	42,28	43,17	38,95
Sud-Est de l'Angleterre	96,65	81,25	90,01

Tarifs de distribution

L'Ofgem vient d'achever sa révision tarifaire et les nouveaux tarifs sont entrés en vigueur le 1er avril 2005. Au cours de cette procédure, EDF Energy a rencontré l'Ofgem et ses conseils et a répondu à des consultations publiques. L'Ofgem a publié des propositions finales en novembre 2004, qu'EDF Energy a accepté en 2005. Le processus de révision tarifaire a

porté notamment sur le niveau des investissements pour la période 2005-2010, le niveau des dépenses d'exploitation, les gains de productivité supplémentaires pouvant être attendus et la rémunération de la base d'actifs.

La décision finale de l'Ofgem prévoit :

- une augmentation moyenne des dépenses d'investissement de 62 % par rapport aux montants investis au cours des cinq dernières années par EDF Energy sur ses trois réseaux, pour une moyenne de 45 % pour l'industrie ;
- des incitations financières dans des domaines clés, dont notamment la qualité de fourniture (minutes perdues par client, coupures de courant par clients) ;
- un taux de rémunération de la base d'actifs de 6,9 % (avant impôts et hors ajustement pour l'inflation), contre 6,5 % au cours de la période tarifaire précédente ;
- une diminution du niveau des dépenses d'exploitation autorisées par rapport à la période tarifaire précédente — à la suite de quoi la Branche Réseaux a engagé un important programme de réduction de coûts.

Câbles souterrains

Comme tous les distributeurs au Royaume-Uni, les réseaux d'EDF Energy comportent des câbles souterrains isolés avec de l'huile sous pression. Ces câbles peuvent fuir et donc polluer le sous-sol. Ce problème fait l'objet de discussions entre l'Agence britannique de protection de l'environnement, l'Ofgem et les distributeurs.

A la suite de discussions avec l'agence de protection de l'environnement en mai 2005, l'Ofgem a publié sa position sur les dépenses d'investissement liées à ces câbles :

- L'Ofgem suggère qu'au cours de la période tarifaire actuelle (2005/2010), les distributeurs renforcent leur stratégie de gestion des fuites ; au fur et à mesure que se développera une meilleure analyse de la nécessité de remplacer des câbles, les discussions se poursuivront avec les distributeurs sur le niveau des dépenses. L'Ofgem confirme que s'il est nécessaire d'accroître significativement le niveau des dépenses par rapport à ce qui est prévu pour la période tarifaire actuelle, elle recherchera préalablement un accord avec les distributeurs sur le traitement de ces dépenses.
- le point de vue général de l'Ofgem est que le mécanisme tarifaire 2005/2010 prévoit des dépenses de remplacement importantes. Pour EDF Energy, ce montant s'élève à 58 millions de livres sterling. Bien que ce montant soit significativement supérieur à ce qui était prévu au cours de la période tarifaire précédente, cela ne permettra pas de remplacer beaucoup de câbles : il faut compter jusqu'à environ 1 million de livres sterling par km de câble et les réseaux d'EDF Energy en comptent 2 500 km. EDF Energy entend utiliser les 58 millions de livres sterling prévus pour remplacer les câbles qui fuient actuellement ou qui sont sur le point de fuir.

6.1.1.5.4 Branche Développement

La Branche Développement réunit les activités de développement, financement, construction et exploitation des projets d'infrastructures électriques publics et/ou privés (« PFI/PPP »).

Dans un projet PFI ou PPP, une entreprise privée (ou un groupe d'entreprises privées) construit ou reconstruit puis exploite un actif public sur une durée de 25 à 30 ans. Le financement de la phase initiale de construction, puis les frais d'exploitation et de maintenance, sont assurés par les capitaux privés, contre le versement d'une redevance mensuelle par l'autorité publique propriétaire de l'actif sur la durée du contrat.

L'autorité publique transfère ainsi le risque lié à la construction et à l'exploitation de l'actif au secteur privé, spécialisé dans ce domaine, et qui devrait être mieux à même de gérer ou d'assurer ces risques. Le secteur privé ne peut normalement pas emprunter aux même taux que les pouvoirs publics pour financer de tels projets, mais est généralement reconnu comme gérant les projets de manière plus efficace et rentable ce qui lui permet de contrebalancer un coût d'emprunt plus important.

La Branche Développement a co-sponsorisé des projets qui devraient représenter des investissements de plus de 6 milliards de livres sterling au cours des quinze prochaines années. Ses engagements au titre de ces projets s'élèvent à 400 millions de livres sterling, dont environ 320 millions ont déjà été versés. La Branche Développement se concentre sur des projets électriques qui correspondent à ces compétences et ces capacités.

La Branche Développement emploie environ 1 300 salariés et comprend trois unités opérationnelles principales :

- Investissements — qui gère le développement et le financement de nouvelles opportunités commerciales ainsi que la gestion des investissements existants, en se concentrant sur les projets les plus importants.
- Projets majeurs — qui rassemble la gestion d'actifs et l'exploitation de tous les projets PFI/PPP et de réseaux de distribution d'électricité, en se concentrant sur les clients qui cherchent à sous-traiter la gestion, la maintenance, la modernisation et la rénovation de leurs actifs.
- Contracting — qui offre une gamme importante de services de conception, d'approvisionnement, d'installation et de mise en service.

EDF Energy a développé un large portefeuille de contrats PFI/PPP pour des réseaux de distribution d'électricité tels que :

- BAA plc (aéroports londoniens de Heathrow, Gatwick et Stansted — 90 ans à compter de 1993),
- London and Continental Railways plc (réseau ferroviaire du tunnel sous la Manche — 50 ans à compter de la conclusion du contrat, attendue d'ici à fin 2006),
- City Greenwich Lewisham Rail Link Ltd (extension du réseau ferroviaire des docklands à Lewisham — 24 ans et demi à compter de 1996),
- Canary Wharf Limited (comprenant divers immeubles commerciaux dans les *docklands* de Londres — 60 ans jusqu'en 2053),
- London Borough of Islington (éclairage public — 30 ans à compter de 2003).

EDF Energy participe également à un certain nombre de projets de joint ventures :

- Participation de 80 % dans le consortium Powerlink. Ce projet, remporté en 1998, repose sur un contrat de 30 ans pour maintenir et moderniser le réseau haute tension de distribution électrique du métro de Londres.
- Participation de 20 % dans le consortium Metronet qui a remporté en 2003 deux des trois concessions PFI pour les infrastructures du métro de Londres. Ces deux concessions Metronet comprennent un contrat de 30 ans pour améliorer et maintenir environ les deux tiers des actifs du réseau du métro londonien y compris les trains, la signalisation, les stations, les tunnels, les voies, et les services aux usagers.

EDF Energy a également conclu plusieurs contrats importants avec des clients tels que Network Rail (amélioration du système de fourniture d'électricité), Pfizer, London Underground (rénovation des stations) et Islington Highway Lighting.

6.1.1.6 Financements — retraites

Financements

Depuis 2002, EDF Energy a refinancé sa dette à hauteur de 2,5 milliards de livres sterling. Sa maturité moyenne a été portée de 8,8 années au début de 2003 à 11,4 années à la fin 2004. Standard & Poor's a par ailleurs relevé la notation de la dette d'EDF Energy de BBB–/Stable en novembre 1998 à A/Stable/A-1 en mai 2005 (A3/Stable/P-2 pour Moody's et A–/Stable/F2 pour Fitch's).

Le coût moyen de la dette a été réduit depuis 2002 pour atteindre 6,4 % en juin 2005. Les sources de financement sont réparties entre les obligations (72 %), la titrisation (9 %), le crédit-bail et les emprunts à court terme (19 %). La dette est à 66 % à taux fixe et à 34 % à taux variable. Le niveau de trésorerie est garanti par une ligne de crédit renouvelable de 500 millions de livres sterling, actuellement non utilisée.

La plupart des flux de trésorerie sont libellés en livres sterling. Les flux de trésorerie libellés dans d'autres devises font immédiatement l'objet d'opérations de couverture afin de limiter l'exposition au variations de taux de change.

Retraites

Les deux fonds de pension d'EDF Energy, *London Electricity Group of ESPS* et *Seeboard Group of ESPS*, ont fait l'objet d'une évaluation actuarielle formelle le 31 mars 2004.

Le *London Electricity Group of ESPS* affiche une insuffisance de fonds disponibles évaluée à 216,7 millions de livres sterling et un ratio de couverture de ses obligations de 83,1 %, alors que le *Seeboard Group of ESPS* présente une insuffisance de fonds disponibles évaluée à 154 millions de livres sterling et un ratio de couverture de ses obligations de 81,7 %. Dans les deux cas, cette situation est principalement due, comme c'est pour la plupart des fonds de pension britanniques, à un niveau de performance des investissements en actions inférieur aux prévisions des actuaires, à une baisse des revenus sur les bons du Trésor et, dans une moindre mesure, à l'allongement de l'espérance de vie.

Les insuffisances de fonds disponibles constatées lors de l'évaluation du 31 mars 2004 sont progressivement compensées par des contributions additionnelles d'EDF Energy, supérieures à celles nécessaires à la couverture des prestations dues aux salariés. Ces contributions additionnelles s'élèvent à 27,1 millions de livres sterling par an pour le *London Electricity Group of ESPS* et à 18,8 millions de livres sterling par an pour le *Seeboard Group of ESPS*, payables sur une période de douze ans s'étendant du 1 avril 2005 au 31 mars 2017.

Ces insuffisances de fonds disponibles continueront d'évoluer, notamment en fonction du niveau de rentabilité des investissements et de l'évolution des revenus sur les bons du Trésor. Les ratios de couverture et le montant des contributions additionelles sont évalués lors de chaque exercice d'évaluation actuarielle, le prochain devant se dérouler le 31 mars 2007.

6.1.1.7 Dalkia plc

EDF est présent principalement au Royaume-Uni au travers de sa filiale EDF Energy. EDF détient directement et indirectement 52 % de Dalkia plc, la filiale anglaise de Dalkia spécialisée dans les services liés à l'énergie.

6.1.2 ALLEMAGNE — ENBW

EDF détient à la date d'enregistrement du présent document de base 45,01 % du capital et, en excluant les actions d'autocontrôle qui n'ont pas de droit de vote, 46,12 % des droits de vote d'EnBW.

En 2004, EnBW a généré un chiffre d'affaires (tel que publié par EnBW) de 9,8 milliards d'euros et un EBITDA[(1)] de 2,2 milliards d'euros (source : rapport annuel EnBW 2004). En 2004, EnBW a contribué à hauteur de 43 millions d'euros au résultat net consolidé du Groupe EDF (dans les comptes consolidés au 31 décembre 2004, EnBW est consolidé par intégration proportionnelle à hauteur de 48,43 %).

EnBW, dont les titres sont admis aux négociations aux bourses de Francfort et de Stuttgart, est le troisième énergéticien allemand derrière E.On et RWE par le chiffre d'affaires réalisé et le nombre de clients (source : Rapports annuels 2004 des sociétés concurrentes). Par ailleurs, il est le premier énergéticien dans sa zone de développement historique : le Bade-Wurtemberg. Son domaine d'activité inclut la production, le transport, la distribution, la commercialisation et le négoce de l'électricité. EnBW est également présent dans le domaine du gaz (transport, distribution, commercialisation et négoce), des services énergétiques, de la gestion des déchets et de l'eau. EnBW détient des participations dans de nombreuses régies communales dans le Bade-Wurtemberg. Ailleurs en Allemagne, EnBW participe également à des régies communales et a développé, à l'échelle nationale, un commercialisateur d'électricité indépendant, la société Yello.

6.1.2.1 Intérêt stratégique de la participation d'EDF dans EnBW

La prise de participation d'EDF dans EnBW fait suite à une longue collaboration entre les deux entreprises, notamment dans le domaine technique et dans celui des échanges d'électricité avec le Bade-Wurtemberg. Or, EnBW dispose d'une forte implantation dans le Bade-Wurtemberg, qui est sa zone de desserte historique, avec environ 80 % de parts de marché en électricité. Cette région est d'ailleurs l'une des plus développées d'Europe, avec ses 11 millions d'habitants et son tissu d'entreprises performantes et tournées vers l'exportation.

EnBW dispose avec sa marque Yello d'une forte capacité de commercialisation auprès de la clientèle des particuliers et des professionnels ouverte à la concurrence depuis 1998, et d'une expérience dont EDF peut tirer avantage. La participation d'EDF dans EnBW permet aussi d'accompagner les grands clients multi-sites des deux entreprises.

Les participations d'EnBW dans des « *Stadtwerke* » (voir paragraphe 6.1.2.3.1 — Commercialisation, ci-dessous), au Bade-Wurtemberg, mais également à Düsseldorf et dans la Saxe, dans l'Est de l'Allemagne, lui permettent d'étendre sa présence au-delà de sa zone historique.

De même, l'activité gaz d'EnBW, avec un chiffre d'affaires (tel que publié par EnBW) de 1,5 milliard d'euros sur le premier marché gazier européen, constitue un atout pour le développement de l'offre duale gaz-électricité d'EnBW, et au-delà pour la stratégie gaz dans son ensemble.

Par ailleurs, EDF estime que, même si le marché allemand est actuellement peu porteur en terme de croissance, une présence en Allemagne — le marché le plus important d'Europe en terme de nombre de clients et de volume consommé d'électricité — est indispensable dans la perspective d'un marché énergétique européen. L'Allemagne est également le pays des deux énergéticiens européens concurrents d'EDF : E.On et RWE.

L'intérêt stratégique du Groupe EDF en Allemagne réside également dans l'importance de la « plaque allemande » qui comprend l'Allemagne, l'Autriche et dans une certaine mesure la Suisse, et qui donne accès à près de 90 millions de consommateurs. Cette plaque « allemande » peut être considérée comme un seul marché puisque les interconnexions entre les pays concernés sont fortement développées et que les lignes de transport ne sont pas saturées, ce qui permet une fluidité des échanges. Les prix de gros pour les différents produits (base, pointe, sur les marchés spot à terme) sont ainsi globalement identiques dans les trois pays. Cette plaque occupe une place centrale en Europe et est susceptible à moyen terme de constituer avec la France et le Benelux un « marché régional », si les congestions de réseau sont levées.

L'intérêt d'une présence en Allemagne est renforcé par les possibilités de croissance dans les pays d'Europe centrale et orientale depuis l'élargissement de l'Union européenne. EnBW est d'ailleurs présent à travers des participations, pour la plupart minoritaires, dans des sociétés de production et de distribution d'électricité, notamment en Suisse, en Autriche, en Pologne et en Hongrie, et ambitionne de se développer en Europe centrale et orientale.

Enfin, la proximité géographique d'EDF et d'EnBW, la similitude des métiers exercés — et notamment la part importante de production d'origine nucléaire des deux entreprises — permet des échanges d'expertise et la réalisation de synergies.

6.1.2.2 Détail de la participation d'EDF dans EnBW

Actionnariat d'EnBW

A la date d'enregistrement du présent document de base, EDF détient 45,01 % du capital et, en excluant les actions d'autocontrôle qui n'ont pas le droit de vote, 46,12 % des droits de vote d'EnBW. Aux côtés d'EDF, le principal actionnaire d'EnBW est OEW, un groupement de collectivités locales du Bade-Wurtemberg (Zweckverband Oberschwäbische Elektrizitätswerke). OEW détient actuellement, à l'instar d'EDF, 45,01 % du capital et 46,12 % des droits de vote d'EnBW. EDF et OEW ont conclu un pacte d'actionnaires le 26 juillet 2000 qui leur donne le co-contrôle de l'entreprise (voir ci-dessous).

(1) Défini dans le rapport annuel 2004 d'EnBW comme le « résultat avant intérêts, impôts sur les bénéfices et dotations aux amortissements ».

Le solde du capital d'EnBW est détenu à hauteur de 5,14 % par des fédérations de municipalités du Bade-Wurtemberg, de 2,42 % par le public et de 2,42 % par EnBW en auto-contrôle.

Historique de la prise de participation d'EDF dans EnBW

EDF a acquis en 2000, une participation de 34,50 % du capital d'EnBW, auprès de différentes entités. Un premier contrat, conclu le 19 janvier 2000, portait sur l'achat d'une participation de 25,005 % détenue par le Land du Bade-Wurtemberg. Cette acquisition est devenue définitive le 27 février 2001 après accord de la Commission européenne subordonné au respect de certaines conditions qui ont été remplies (conclusion de contrats permettant à la Compagnie Nationale du Rhône de devenir un acteur indépendant du secteur énergétique français, mise aux enchères de capacités de production en France, cession de la participation d'EnBW dans Watt). Le solde des actions a ensuite été principalement acquis auprès de collectivités locales.

En mai-juin 2004, EnBW a procédé à une offre de cession d'actions d'autocontrôle à ses actionnaires. Dans ce cadre, EDF a acquis, en 2004, 4,49 % du capital d'EnBW.

Le 28 janvier 2005, EDF et OEW ont chacun acquis 5,94 % du capital d'EnBW auprès de la Deutsche Bank et d'HSBC Trinkaus & Burkhardt KGaA. Ces banques avaient acquis les titres correspondants en novembre 2002 auprès de collectivités locales et concomitamment conclu avec EDF et OEW un contrat de vente à terme portant sur ces actions.

En mars 2005, le conseil de surveillance d'EnBW a décidé de procéder à une nouvelle offre de souscription d'actions d'autocontrôle au profit de tous ses actionnaires. Dans ce cadre, OEW a acquis, le 8 avril 2005, 4,49 % du capital d'EnBW et est ainsi remontée à parité avec EDF.

Pacte d'actionnaires

EDF et OEW ont conclu un pacte d'actionnaires le 26 juillet 2000, aux termes duquel ils sont convenus de détenir ensemble, et à parité, la majorité du capital d'EnBW et de contrôler la société conjointement (co-contrôle). Le pacte indique que l'un des objectifs des parties est que l'implantation et le développement local d'EnBW doivent être préservés par les deux actionnaires. Le pacte précise par ailleurs qu'EnBW devra être le véhicule exclusif d'EDF en Allemagne pour tout investissement relatif aux activités d'électricité, de gaz et de déchets, sauf si OEW ou EnBW décline l'investissement proposé.

Par ailleurs, le pacte distingue deux catégories d'actions :

- les actions assujetties au pacte d'actionnaires, qui représentent 50,01 % du capital d'EnBW (25,005 % pour chacune des parties) (les « Actions Assujetties ») ;
- les actions non-assujetties au pacte d'actionnaires, qui représentent le solde de la participation de chacun des deux partenaires.

Concernant les Actions Assujetties, le pacte prévoyait que jusqu'au 31 décembre 2004, ni EDF ni OEW ne pouvaient les céder sans l'accord de l'autre. Depuis le 1er janvier 2005 et jusqu'au 31 décembre 2011, seule OEW est soumise à l'accord préalable d'EDF pour la cession de ses Actions Assujetties à un tiers ne faisant pas partie d'OEW. Toutefois, OEW dispose :

- d'une option de vente sur EDF (« *Put* »), de tout ou partie de ses Actions Assujetties (25,005 %), exerçable à tout moment entre le 1er janvier 2005 et le 31 décembre 2011 au prix de 37,14 euros par action. Ce prix est assorti d'une décote égale au prix d'exercice multiplié par deux fois l'Euribor 12 mois au jour de l'exercice de l'option si celle-ci est exercée avant le 31 décembre 2005. Le montant de cette option est inscrit par le Groupe EDF au titre de ses engagements hors bilan pour l'exercice 2004 pour 2 322 millions d'euros (voir note 35.1.3 à l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2004),
- d'un droit de préemption sur les Actions Assujetties détenues par EDF,
- du droit de s'opposer à une vente par EDF de ses Actions Assujetties, si le tiers acheteur n'est pas prêt à acquérir les actions d'OEW au même prix (clause de sortie conjointe).

Concernant les actions non-assujetties, le pacte prévoit un mécanisme de droit de préemption réciproque.

Par ailleurs, le pacte prévoyait une garantie de dividende donnée par EDF à OEW jusqu'aux dividendes versés au titre de l'exercice 2003, et qui a donc donné lieu à un dernier paiement au cours de l'exercice 2004.

EDF et OEW sont tenues de se concerter afin d'exercer uniformément leurs droits de vote en assemblée générale ou d'adopter une position uniforme sur les décisions examinées en conseil de surveillance (y compris celles examinées par les comités issus de ce conseil). EDF et OEW sont également tenus d'adopter une position commune concernant toute décision d'EnBW jugée importante par au moins une partie et de la faire valoir vis-à-vis de la société (dans les limites du droit allemand des sociétés).

A cette fin, EDF et OEW ont constitué, conformément aux stipulations du pacte d'actionnaires, un comité des actionnaires (présidé par EDF) leur permettant d'arrêter des positions communes à l'unanimité. EDF dispose toutefois d'un droit de vote décisif pour les décisions relatives à la mise en œuvre du plan de développement à moyen terme d'EnBW tel qu'élaboré par les parties.

Sur un total de 20 membres au conseil de surveillance, EDF dispose de quatre représentants et OEW de trois (dont le président qui a voix prépondérante). Deux membres ont été désignés par l'assemblée générale d'EnBW (l'un sur proposition d'OEW, l'autre sur proposition d'EDF), 10 par les salariés, le membre restant étant le ministre des finances du Land de Bade-Wurtemberg (le pacte d'actionnaires prévoit qu'il le soit de droit jusqu'à début 2006).

L'un des membres du directoire d'EnBW est désigné par EDF (actuellement le directoire comprend six membres).

Le pacte vient à échéance au plus tôt le 31 décembre 2011, mais demeurera en vigueur aussi longtemps qu'EDF et OEW disposeront :

- ensemble de la majorité du capital, et
- chacun d'au moins 17 % du capital.

Autre accord actionnarial

OEW dispose d'une option de vente (*put*) sur EDF portant sur tout ou partie des actions qu'elle a rachetées à la Deutsche Bank et à HSBC Trinkaus & Burkhardt KGaA le 28 janvier 2005, à savoir 5,94 % du capital d'EnBW. Cette option est exerçable à tout moment du 28 janvier 2005 au 30 novembre 2006. Cette option est inscrite par le Groupe EDF comme un engagement hors bilan pour un montant de 476 millions d'euros (voir note 35.1.3 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2004). Jusqu'au 30 novembre 2006, OEW ne peut vendre les actions précitées à un tiers sans l'accord écrit préalable d'EDF. A compter du 1er décembre 2006 et jusqu'au 31 décembre 2011, EDF dispose, en cas de cession par OEW des actions précitées, d'un droit de préemption.

Perspectives d'évolution de l'actionnariat d'EnBW

La poursuite d'un partenariat de qualité avec OEW est pour EDF un objectif important. Ce partenariat s'exerce dans le cadre du pacte d'actionnaires qui a récemment été clarifié et conforté lors du retour à la parité d'OEW en avril 2005. A cette occasion, OEW a exprimé son objectif de conserver ses actions au moins jusqu'en 2011. Toutefois, cette position reste susceptible d'évolution avant 2011, OEW disposant toujours d'une possibilité d'exercer ses « *puts* » avant cette date.

6.1.2.3 Environnement de marché

6.1.2.3.1 Marché allemand de l'électricité

Le marché de l'électricité en Allemagne présente des problématiques différentes de celles prévalant en France : une production à base de charbon, de lignite et de gaz naturel de l'ordre de 60 % et de nucléaire pour environ 30 %, un renouvellement plus rapide des parcs de production, un renouvellement des concessions de distribution, une sensibilité vis-à-vis du nucléaire et des contraintes environnementales marquées.

Ouverture du marché allemand de l'électricité à la concurrence

En principe ouvert à 100 %, le développement de la concurrence sur le marché de la commercialisation est freiné notamment par la forte disparité et le niveau élevé des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution dus à l'absence d'un régulateur. Les tarifs d'utilisation des réseaux sont actuellement définis par les électriciens suivant les règles fixées dans l'« accord de branche » (« Verbändevereinbarung »), un accord qui a été négocié entre les électriciens et les fédérations de l'industrie. Cet accord établit des règles générales pour l'accès aux réseaux et définit un système « cost-plus » pour le calcul des tarifs, tenant compte des coûts des matériaux, des charges salariales, des intérêts sur des capitaux empruntés, des taxes et des amortissements. A ces coûts se rajoutent un taux du rendement des capitaux employés.

Un contrôle a posteriori est toutefois en partie assuré par l'Office fédéral des cartels (autorité de la concurrence allemande en charge du contrôle des pratiques abusives et des entraves à la concurrence).

La mise en place d'une autorité de régulation est prévue dans la nouvelle loi sur l'énergie qui entrera en vigueur en juillet 2005. Cette autorité devrait contribuer progressivement à une plus grande transparence des tarifs de réseau de transport et de distribution et à une libéralisation accrue du marché.

En effet, le projet de loi devant instaurer le régulateur prévoit (en ce qui concerne les tarifs de réseau) la mise en place d'une régulation incitative au plus tard deux années après l'adoption de la loi. En l'état actuel du projet de loi, la nouvelle régulation ne serait plus fondée sur un système « cost-plus » mais sur des objectifs d'efficacité pour les exploitants de réseau, et pourrait entre autre plafonner les droits d'accès aux réseaux. Avant la mise en place de cette nouvelle régulation incitative, toute augmentation des droits d'accès aux réseaux devrait faire l'objet d'une autorisation préalable.

Evolutions récentes du marché allemand

Contexte économique

Après une diminution en 2003 (–0,1 %), l'Allemagne a enregistré une croissance de son PIB de 1,7 % en 2004 (source : Statistisches Bundesamt). Pour la période 2005-2010, la croissance annuelle de la consommation électrique en Allemagne est estimée à environ 0,7 % (source : RWE, facts & figures 2005, EWI Energiereport IV Cologne 2005). Le marché de la consommation d'électricité en Allemagne compte au total 44,3 millions de clients.

Le Bade-Wurtemberg est un des marchés énergétiques régionaux les plus importants en Allemagne. En 2002, la consommation totale d'électricité du Bade-Wurtemberg était de 77,21 TWh d'électricité (bruts), dont 18,7 TWh reviennent aux 4,9 millions de ménages du Bade-Wurtemberg (source : Statistisches Landesamt Baden-Württemberg).

Evolution des prix de l'électricité

En 2004, les prix aux clients industriels et résidentiels ont augmenté en moyenne respectivement de 13,8 % et d'environ 5 % en Allemagne (source : Verband der Elektrizitätswirtschaft « VDEW »). Ces augmentations sont en partie dues à la hausse des taxes énergétiques et de la redevance pour énergies renouvelables.

L'évolution des prix pour les années à venir dépend de plusieurs facteurs : la possible poursuite de l'augmentation des prix de gros, la hausse du prix des combustibles, les contraintes réglementaires liées à la limitation des rejets de CO_2 et les investissements en moyens de production nécessaires.

Après la forte augmentation des prix de gros (30 % en 2003), celle-ci s'est atténuée en 2004, mais compte tenu des besoins en investissements dans le parc de production et du surcoût généré par les droits d'émissions de CO_2, le Groupe EDF anticipe une augmentation modérée mais constante pour les années à venir.

Acteurs actuels du marché électrique allemand

Le tableau ci-dessous résume les parts de marché des différents acteurs sur les marchés allemands de la production, du transport, de la distribution et de la commercialisation d'électricité :

	CHIFFRES CLÉS ET PARTS DE MARCHÉ RESPECTIVES AU 31/12/2003 (EN %)			
	PRODUCTION(1)	TRANSPORT(2)	DISTRIBUTION(2)	COMMERCIALISATION(3)
E.On	27	29	29	16
RWE	30	33	21	20
EnBW	10	10	9	12
Vattenfall	12	28	5	6
Autres	21	0	37	46
TOTAL	**100**	**100**	**100**	**100**

(1) % du volume d'électricité produit en propre,
(2) % du kilométrage de lignes total
(3) % du volume vendu aux clients finaux
(Sources : Estimations EDF, chiffres 2003)

A la suite de mouvements de concentration, quatre acteurs principaux jouent un rôle prépondérant, chacun sur leur zone géographique propre sur la chaîne production/transport/distribution d'électricité. Intégrés verticalement, ces acteurs cherchent en outre à tirer parti des convergences gaz et électricité.

Le schéma ci-dessous résume la situation concurrentielle en allemagne :

Quatre acteurs majeurs sur le marché énergétique allemand :	Ventes en TWh en 2003	Chiffre d'affaires 2003 en milliards d'euros	
		Total	Energie
1. E.ON (autrefois VEBA/VIAG), Munich	269.4	46.36	22,58
2. RW E (autrefois RWE/VEW), Essen	300.1	43.88	21.84
3. EnBW Bade-Wurtemberg, Karlsruhe	126.8	10.61	7.4
4. Vattenfall Europe (autrefois Bewag/Hew/Veag/ Laubag), Berlin	145.8	8,45	--

Détail du marché allemand de l'électricité par ses différents métiers

Les caractéristiques des activités de production, commercialisation, transport et distribution du marché allemand de l'électricité sont détaillées ci-après :

Production

Le tableau ci-dessous présente les chiffres clés de la production nette d'électricité en Allemagne pour 2004 (source : VDEW)

PRODUCTION	570 TWh
dont :	
Nucléaire	27,8 %
Lignite	25,6 %
Charbon	22,3 %
Gaz naturel	10,4 %
Énergies renouvelables (dont hydraulique)	9,4 %
Fioul	1,6 %
Autres	2,9 %

Consommation nette d'électricité en Allemagne en 2004 : 599 TWh

A l'horizon 2020, les capacités de production du parc allemand devraient être renouvelées pour environ 40 000 MW, à comparer à une capacité totale installée de 115 000 MW en 2004. Ceci est dû au vieillissement des centrales à charbon et à gaz (pour une capacité de production d'environ 20 000 MW) et au déclassement actuellement prévu des centrales nucléaires (pour environ 20 000 MW). Au total, ces capacités à renouveler correspondent à un investissement de l'ordre de 30 milliards d'euros (source : Handelsblatt, 7 octobre 2004), cela malgré une forte augmentation prévue de l'éolien (de 16 000 MW à fin 2004 à 48 000 MW en 2020). Cette augmentation de l'éolien impliquera, en outre, des investissements importants à la fois en production thermique (pour sécuriser les aléas de la production éolienne) et en réseaux.

Commercialisation

Le marché de la commercialisation est réparti entre les quatre acteurs principaux, une trentaine d'entreprises régionales et 850 *Stadtwerke* (c'est-à-dire des régies « multi-utilités » à offre variable de services — électricité, gaz, eau, transports, etc. — formées par les municipalités). En raison de la forte disparité et du niveau élevé des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution, les acteurs du marché de la commercialisation restent fortement concentrés sur leur zone géographique d'origine faute de pouvoir vendre leur électricité dans d'autres zones à des prix garantissant une marge suffisante.

Transport

L'Allemagne est partagée en quatre zones de régulation gérées par les grands opérateurs E.ON, EnBW, RWE et Vattenfall. Chaque électricien doit gérer l'équilibre production-demande dans sa zone, ce qui implique la gestion du réseau de transport. Ainsi, EnBW est le principal exploitant du réseau de transport dans le Bade-Wurtemberg.

Distribution

La distribution est caractérisée par la multiplicité des modes de détention et d'organisation. Les quatre grands acteurs nationaux et d'autres acteurs régionaux assurent la distribution sur leur zone historique. Par ailleurs, de nombreuses municipalités ont concédé la distribution à des *Stadtwerke*. Ces *Stadtwerke* peuvent être à capitaux entièrement publics, mixtes ou entièrement privés. Toutefois, l'Office fédéral des cartels limite la prise de participation par les quatre grands énergéticiens dans les régies communales et régionales situées dans leur région d'influence et dans le cas d'E.on et RWE même à l'échelle nationale. Certaines de ces *Stadtwerke* assurent aussi la commercialisation. D'autres municipalités concèdent directement la distribution à des électriciens sans former de régie.

6.1.2.3.2 Le marché allemand du gaz

Le marché allemand est actuellement le marché gazier le plus important d'Europe. Il est caractérisé par une concentration d'acteurs à l'amont et une atomicité à l'aval, avec plusieurs centaines de gaziers régionaux et locaux. L'Allemagne est par ailleurs un pays de transit, notamment pour le gaz russe à destination de la France et le gaz norvégien à destination de l'Italie. Environ 80 % du gaz consommé est importé, dont plus de 50 % par E.On-Ruhrgas.

Les capacités de stockage ont été développées ces dernières années et continuent à l'être dans le Nord Ouest et le Sud de l'Allemagne.

Le transport régional est assuré par une cinquantaine de compagnies de taille inégale. Elles achètent leur gaz aux importateurs et le revendent aux quelques 600 distributeurs locaux ainsi qu'à quelques grands industriels.

Du fait de l'absence de régulateur, la concurrence n'est pas très développée. Les règles d'accès au réseau sont complexes et peu favorables aux nouveaux entrants. L'autorité de régulation devant être mise en place en 2005 aura pour objectif de favoriser une plus grande transparence sur les prix et un accès plus facile aux infrastructures de transport, de distribution et de stockage.

L'ouverture du marché du gaz en Allemagne pourrait donc se traduire dans les prochaines années par une concurrence accrue (surtout dans le segment des clients dont la consommation est supérieure à 20 GWh par an) qui pourrait cependant rester limitée en raison de la difficulté d'accès aux sources d'approvisionnement et au fait que les infrastructures restent contrôlées par quelques acteurs.

Le partenariat d'EnBW et d'ENI, via leur filiale commune GVS, a permis à EnBW de diversifier ses sources d'approvisionnement en gaz, mais aussi de renforcer ses offres duales gaz et électricité qui enregistrent une demande croissante.

6.1.2.4 Environnement législatif et réglementaire d'EnBW

Certaines des dispositions législatives et réglementaires allemandes intéressant de manière significative l'activité d'EnBW en Allemagne sont mentionnées ci-après.

a) Loi atomique allemande relative à l'abandon progressif de l'énergie nucléaire

Cette loi, entrée en vigueur le 27 avril 2002, attribue à chaque centrale nucléaire une production maximale répartie sur sa durée de vie. Une fois le quota atteint, la centrale doit être arrêtée. Les volumes de production autorisés peuvent être transférés, mais, en principe, uniquement d'une centrale ancienne vers une centrale plus récente. Les quotas attribués par centrale font, qu'en moyenne, la durée d'exploitation d'une centrale est limitée à environ 32 années civiles à compter de sa mise en service initiale.

Ainsi, compte tenu de l'interdiction de construire des nouvelles centrales nucléaires, le parc nucléaire allemand (17 centrales) ne devrait plus produire d'électricité d'ici 2021 dans l'hypothèse où cette disposition législative serait maintenue. Cependant, depuis plusieurs mois un débat politique est en cours sur une possible prolongation de l'exploitation des centrales nucléaires du parc allemand compte tenu des investissements de remplacement importants qui seraient nécessaires, de l'ambition forte du gouvernement allemand de réduire les émissions de CO_2, et du souhait d'avoir des prix d'électricité compétitifs pour l'industrie allemande.

La loi sur l'abandon du nucléaire a aussi modifié le cadre réglementaire sur le traitement et le transport des combustibles. Le transport de combustibles usés vers les usines de retraitement de Seallafield et de La Hague, sont interdits depuis le 1er juillet 2005. Les éléments de combustible en fin de cycle sont désormais confinés sur le site même de la centrale, pour un stockage intermédiaire, avant d'être transférés au site de stockage final exploité par l'Etat allemand. Les provisions pour ce stockage sont calculées en fonction de critères définis par des organismes habilités par le gouvernement fédéral allemand.

En Allemagne, la responsabilité de l'exploitant d'une installation nucléaire est une responsabilité sans faute et illimitée. Dans le cadre de la loi atomique, les exploitants de centrales nucléaires doivent mettre en place une garantie financière d'un montant de 2,5 milliards d'euros par incident. EnBW a ainsi souscrit une assurance de responsabilité civile nucléaire à hauteur de 255,6 millions d'euros et conclu avec les autres sociétés mères des exploitants allemands d'installations nucléaires (E.ON, RWE et Vattenfall Europe) un contrat de solidarité pour couvrir les 2,244 milliards d'euros restants. Ce contrat stipule qu'en cas de sinistre, et une fois que l'exploitant nucléaire concerné et sa société mère allemande ont épuisé leurs propres capacités, les autres sociétés contribuent financièrement pour que l'exploitant puisse faire face à ses obligations.

b) La loi relative à l'attribution de quotas d'émission de gaz à effet de serre

Cette loi définit les conditions d'attribution des certificats de CO_2 aux exploitants des installations concernées sur la période (2005-2007). Elle est entrée en vigueur le 31 août 2004. EnBW estime que cette loi la défavorise par rapport à ses concurrents : en effet la loi prévoit la conservation pendant quatre ans des certificats de CO_2 d'une ancienne centrale par tout exploitant qui lui substitue une nouvelle centrale moins polluante. Elle défavorise donc les opérateurs qui, comme EnBW, ont un parc dans lequel le nucléaire pèse un poids plus important (39,6 % en 2004 pour une moyenne nationale de 27,8 %) et qui ne bénéficient que de 1,5 millions de tonnes de certificats de CO_2 « gratuits » pour les nouvelles centrales thermiques construites en substitution des centrales nucléaires qu'ils doivent fermer, alors que les concurrents qui remplacent du charbon polluant par du charbon moins polluant, peuvent transférer l'intégralité des certificats des anciennes centrales vers les nouvelles. Ces dispositions relatives à l'attribution des quotas de CO_2 pourraient constituer un désavantage concurrentiel pouvant s'élever, selon EnBW, jusqu'à un milliard d'euros d'ici 2020.

EnBW a porté plainte auprès du Tribunal Européen de Première Instance pour obtenir l'annulation de la décision de la Commission en date du 7 juillet 2004 visant à l'acceptation du plan national d'allocation des quotas d'émission (remis le 31 mars 2004 par l'Allemagne). EnBW invoque le fait que la loi allemande sur l'allocation des quotas d'émission n'est pas conforme aux règles de transposition de la directive européenne et qu'elle favorise les concurrents allemands d'EnBW en dérogeant à la législation européenne. Pour EnBW, le principe d'attribution des certificats qui figure dans cette loi constitue une aide d'Etat illicite qui déroge tant au Traité instituant la Communauté Européenne qu'à la directive européenne concernant l'échange des quotas d'émission de CO_2. EnBW envisage également d'entreprendre des démarches juridiques auprès de la Cour constitutionnelle allemande.

c) La réforme de la loi allemande sur la priorité aux énergies renouvelables

Cette loi, entrée en vigueur le 1er avril 2000, et complétée en août 2004, a créé une forte incitation à l'utilisation des énergies renouvelables.

La loi a pour objet d'augmenter la part des énergies renouvelables dans l'approvisionnement en électricité à un minimum de 12,5 % d'ici à 2010 et à un minimum de 20 % d'ici à 2020.

Les gestionnaires du réseau sont tenus de connecter sans délais et en priorité l'électricité produite à partir des sources d'énergies renouvelables (hydraulique, éolien, solaire rayonnant, biomasse, géothermique, gaz de décharge, gaz de stations d'épuration, fraction biodégradable des déchets ménagers) et de les rémunérer à des taux fixés par la loi.

d) La loi instaurant une régulation (EnWG)

La loi EnWG, adoptée les 16 et 17 juin 2005 (entrée en vigueur le 1er juillet 2005) crée une autorité de régulation fédérale, avec des pouvoirs centrés sur la régulation des tarifs d'utilisation des réseaux.

EnBW a activement œuvré pour la mise en place d'une régulation incitative basée sur une comparaison entre exploitants, dont le principe a été repris dans la loi. L'impact économique de cette loi est encore difficile à évaluer, d'autant plus que les modalités de sa mise en œuvre ne sont pas encore définies. EnBW devrait toutefois être moins affectée que ses concurrents car les prix d'accès au réseau d'EnBW sont inférieurs à la moyenne de l'ensemble de la branche professionnelle et EnBW dispose avec Yello d'un commercialisateur à l'échelle nationale, capable de tirer profit d'une baisse des tarifs d'accès aux réseaux.

6.1.2.5 Détail des activités d'EnBW

Le tableau ci-dessous présente les chiffres clés de l'activité du groupe d'EnBW pour les trois derniers exercices :

	EXERCICE CLOS AU 31 DÉCEMBRE		
	2002	2003(3)	2004
Chiffre d'affaires (milliards d'euros)(1)	8,66	9,95	9,84
dont électricité	*6,13*	*6,26*	*7,02*
dont gaz	*0,53*	*1,38*	*1,50*
Ventes d'électricité (TWh)(2)	109,1	95,3	99,7
Ventes de gaz (TWh)	21,0	78,4	82,9
Clients énergie (électricité et gaz) (millions)	4,85	5,4	5,06
dont Yello	*0,80*	*0,990*	*0,991*
Effectifs	38 721	23 303	17 727
Effectifs énergie	19 273	17 853	17 093

(1) Chiffre d'affaires net, après déduction de l'impôt sur l'électricité et le gaz.
(2) Comprend les ventes d'électricité effectuées par des sociétés dans lesquelles EnBW détient (i) des participations majoritaires consolidées par intégration globale pour lesquelles le volume des ventes est pris en compte à 100 %, et (ii) des participations minoritaires consolidées par intégration proportionnelle pour lesquelles le volume des ventes est pris en compte à hauteur de leur pourcentage de détention. A partir de 2003 (chiffres « pro forma »), les volumes d'électricité négociés sont inscrits au montant net.
(3) Chiffres « pro forma » 2003, publiés dans le rapport annuel 2004, compte tenu de la nouvelle structure (redéfinition des « discontinuing activities » et du « netting » du chiffre d'affaires relatif aux volumes d'électricité négociés (trading)).

La répartition par activité du chiffre d'affaires du Groupe EnBW en 2004 est de 86,5 % pour l'énergie (électricité et gaz), 5 % pour les services environnementaux et industriels et 8,5 % pour les activités dont EnBW entend se défaire car elles ne relèvent pas de son cœur de métier (partie résiduelle du groupe Salamander et contribution d'Hidrocantabrico vendue et déconsolidée fin 2004).

6.1.2.5.1 Métiers de l'électricité

Production

La carte ci-dessous présente les principales centrales et participations d'EnBW :

En 2004, la vente d'électricité du groupe EnBW (incluant le montant net des volumes négociés et toutes les participations) s'est élevée à 99,7 TWh. Sa capacité installée est de l'ordre de 14 400 MW. Elle est répartie de la manière suivante :

	CAPACITÉS (MW)*
Nucléaire (y compris contrats EDF)	5 182
Thermique	5 860
Hydraulique	3 298
Autres énergies renouvelables	26
Total	**14 366**

source : rapport annuel EnBW 2004
* Données brutes ; chiffres consolidés du Groupe EnBW incluant les participations

Les actifs de production d'EnBW en Allemagne sont essentiellement situés dans le Bade-Wurtemberg. Ils se caractérisent par leur mix de production : une production de base assurée à la fois par le nucléaire et l'hydraulique, et une production de semi-base assurée par les centrales au charbon, et les besoins de pointe par des centrales au gaz et au fioul, ainsi que des stations de pompage. Des projets d'extension de sites hydrauliques ont été développés (par exemple un projet de centrale au fil de l'eau d'une puissance installée de 100 MW sur le site de Rheinfelden). Globalement, les moyens de pointe thermiques et hydrauliques sont suffisants, permettant même de vendre de l'énergie de pointe sur le marché.

Le tableau suivant présente l'approvisionnement en électricité par type d'énergie primaire utilisée :

Charbon, gaz, pétrole	22 %
Energie nucléaire	39,6 %
Hydraulique et autres énergies renouvelables	15,9 %
Autres	22,5 %
Total (*)	**100 %**

source : rapport annuel EnBW 2004
* Chiffres consolidés du Groupe EnBW incluant les participations (99,7 TWh)

EnBW couvre par sa production propre, les contrats d'approvisionnement long terme et ses participations dans des centrales, environ 69 % des besoins du groupe EnBW, soit 73,1 TWh produits sur 99,7 TWh vendus en 2004.

Substitution des capacités

Le nucléaire représente 36 % de la capacité installée d'EnBW (ce qui inclut l'énergie fournie par EDF au titre des contrats de fourniture d'énergie). La sortie programmée du nucléaire, si elle était effectivement réalisée, conduirait EnBW à devoir substituer de l'ordre de 4 350 MW de capacité installée, hors contrats EDF, d'ici 2021 (voir tableau ci-dessous).

Dès 2005, EnBW a compensé les 340 MW de capacités perdues en raison de la fermeture de la centrale nucléaire d'Obrigheim, avec la remise en service de plusieurs centrales thermiques. Par ailleurs, EnBW a engagé des études de faisabilité relatives à la construction de deux nouvelles centrales au gaz et/ou au charbon dont la construction pourrait être programmée indépendamment de la sortie prévue du nucléaire. Leur mise en service pourrait être envisagée vers 2011. Cette mesure permettrait à EnBW de maintenir un bon niveau de couverture de ses ventes par sa production propre.

L'échéancier de fermeture des centrales nucléaires d'EnBW, tel qu'il est arrêté aujourd'hui, est indiqué dans le tableau ci-dessous :

CENTRALE	PRODUCTION CUMULÉE DEPUIS LE 1/1/2000 (TWh)	MISE EN SERVICE COMMERCIALE	CAPACITÉ INSTALLÉE (MW)	ARRÊT D'EXPLOITATION PRÉVU
Obrigheim	8,7	1969	340	Mai 2005
Neckarwestheim 1	57,35	1976	633(*)	2008
Philippsburg 1	87,14	1980	890	2011
Philippsburg 2	198,61	1985	1 392	2017
Neckarwestheim 2	236,04	1989	1 092(*)	2021
Total	**587,84**		**4 347(*)**	

* *correspond à la quote-part d'EnBW dans la centrale*

EnBW a adopté la méthode de déconstruction directe, c'est à dire de déconstruction pendant une période de 11 à 13 ans après une période de post-exploitation de 3 à 5 ans.

Les coûts futurs de l'élimination des combustibles irradiés et des déchets d'exploitation ainsi que de la mise à l'arrêt et de la déconstruction des centrales sont estimés par EnBW à 4 126 millions d'euros sur une base actualisée au taux nominal de 5,5 %, montant provisionné dans les comptes d'EnBW au 31 décembre 2004. Le calcul de ces provisions est fondé sur des obligations réglementaires et les dispositions des autorisations d'exploitation.

Commercialisation

En 2004, EnBW a commercialisé 99,7 TWh d'électricité (y compris les activités de trading et les participations) auprès de 4,7 millions de clients en Allemagne dont 3,7 millions dans le Bade-Wurtemberg.

La part de marché d'EnBW sur le Bade-Wurtemberg est de l'ordre de 80 % pour les clients résidentiels et professionnels. Par ailleurs, Yello dispose de près d'un million de clients sur l'ensemble du marché allemand.

Les ventes d'EnBW en Allemagne se répartissent comme suit :

ANNÉE 2004	EN GWh
Type de clients électricité	
Résidentiels	21 159
Industriels	42 574
Redistributeurs	12 035
Marché de gros	23 947
Total	**99 715**

Le groupe EnBW commercialise la vente d'électricité par l'intermédiaire de ses filiales VSG (*EnBW Vertriebs- und Servicegesellschaft*, détenue à 100 %), ODR (*EnBW Ostwürttemberg DonauRies AG*, détenue à 99,59 % par EnBW) et ED (*Energiedienst*, filiale détenue à 75,97 %, présente dans le Bade-Wurtemberg et en Suisse). EnBW commercialise également par l'intermédiaire de quelques participations majoritaires, à titre d'exemple, la société ESAG (ENSO) dans le Land de Saxe.

EnBW a pris une participation de 15,05 % dans le capital de MVV (*Mannheimer Verkehrs- und Versorgungsbetriebe*). MW est un important fournisseur d'électricité dans la région de Mannheim. EnBW ne dispose pas d'une influence significative au sein de cette société (EnBW ne siège pas à son conseil de surveillance). MVV n'est pas un canal de commercialisation direct ou indirect d'EnBW.

En dehors du Bade-Wurtemberg, la commercialisation auprès des clients particuliers et professionnels est principalement assurée au travers de la société Yello créée en 1999. Yello dispose aujourd'hui d'un portefeuille d'environ un million de clients grâce à une marque à très forte notoriété (97 % des Allemands disent connaître la marque — source : Institut de sondage GfK Marktforschung).

Après une montée en puissance coûteuse avec des frais fixes élevés et des prix de vente bas, Yello est revenue en 2004 à l'équilibre et a réalisé un résultat avant impôt (EBIT) positif. Cette évolution est principalement due à une réduction significative des coûts et à une régionalisation des tarifs. Les tarifs ont été fortement augmentés depuis 2001 tout en restant en moyenne légèrement en dessous des prix pratiqués par les distributeurs locaux.

Transport — Distribution

EnBW gère une des quatre zones de régulation en Allemagne et est à ce titre pratiquement le seul exploitant du réseau de transport d'électricité dans le Bade-Wurtemberg. Dans cette zone, EnBW est chargée d'assurer la stabilité et la gestion du réseau de transport à très haute tension 380/220 kV, ainsi que les interconnections avec les autres réseaux.

EnBW détient la majeure partie du réseau haute et moyenne tension (110 kV à 20 kV) dans sa zone historique et est également très fortement présente dans la distribution (20 kV à 400 V). EnBW dispose de huit centres régionaux qui exploitent les réseaux de distribution dans le Bade-Wurtemberg, dans le cadre de contrats de concession. EnBW a conclu plus d'un millier de contrats de concession, dont environ 750 contrats directement avec des communes, le solde étant conclu indirectement au travers de filiales ou de participations.

EnBW détient également une cinquantaine de participations dans des *Stadtwerke* et des entreprises communales qui exploitent des réseaux de distribution. En particulier, EnBW détient des participations dans des *Stadtwerke*, dans le Bade-Wurtemberg ce qui lui permet d'être présente sur des territoires où elle n'a pas de concessions directes de distribution. EnBW a également une participation de 29,9 % dans la *Stadtwerke* de Düsseldorf, située au cœur du territoire historique de son concurrent RWE.

Le tableau ci-dessous présente la taille du réseau d'EnBW :

Réseau sité exclusivement dans le Bade-Wurtemberberg :	
Très haute tension :	
380 000 volts	1 936 km
220 000 volts	1 674 km
Réseau allemand en général :	
Haute tension :	
110 000 volts	9 632 km
Moyenne tension :	
20 000 volts	43 566 km
Basse tension :	
400 volts	94 038 km

Le réseau de distribution d'EnBW, comme les réseaux de distribution allemands en général, se caractérise par un niveau de qualité de fourniture parmi les meilleurs au niveau européen.

EnBW est propriétaire du réseau de transport.

Les réseaux de distribution lui appartiennent pour la durée des concessions. En cas de perte de concession, EnBW doit céder le réseau à la collectivité concédante à sa valeur de remplacement, Sachzeitwert ». Les réseaux concédés sont comptabilisés dans les immobilisations corporelles, à l'actif du bilan d'EnBW. Les concessions détenues par les régies, dans lesquelles EnBW a une participation, sont portées à l'actif du bilan des régies. S'il s'agit d'une participation majoritaire, cette concession apparaît dans les comptes du groupe EnBW, s'il s'agit d'une participation minoritaire, la concession ne fait pas partie des actifs du groupe EnBW.

L'essentiel des contrats de concession conclus par EnBW devra être renouvelé entre 2008 et 2012. L'entreprise s'est préparée à ces échéances et a engagé depuis plusieurs années un plan d'action structuré à cet effet, comprenant de nombreuses actions : analyse de la situation par commune, élaboration d'un cahier des charges-type, attribution d'un budget d'investissements spécifique de sécurisation des concessions, etc.

Le non-renouvellement d'une concession ne signifie pas nécessairement la cessation d'activité d'EnBW sur la commune concernée. En effet, la commune qui ne renouvellerait pas sa concession pourrait créer une Stadtwerke et offrir une possibilité de participation d'EnBW à son capital, ce qui permettrait à celle-ci de continuer à sécuriser le territoire concerné. Dans le cas où la concession non renouvelée serait accordée à un concurrent, EnBW ne perd pas forcément ses clients, car ceux-ci gardent leurs contrats de commercialisation avec EnBW. En revanche, le « nouvel » opérateur de réseau aura un fort intérêt à récupérer ces clients.

EnBW a pour objectif d'étendre sa présence dans les activités de distribution en dehors du Bade-Wurtemberg par voie de prises de participations dans des régies de taille régionale.

Activité de trading

EnBW Trading GmbH est une filiale à 100 % d'EnBW, responsable de la gestion de l'équilibre amont-aval, c'est-à-dire l'équilibre entre tous les moyens d'approvisionnement (dont les capacités de production propres) et la demande d'électricité. Elle est en charge de la gestion du parc de production, des achats de combustibles et des contrats d'approvisionnement d'EnBW. Elle effectue également les transactions de quotas de CO_2 et des opérations de négoce pour son propre compte.

Elle intervient notamment sur le marché de gros et les bourses d'électricité. Elle a été l'un des premiers acteurs de la place boursière électrique allemande et constitue l'un des plus importants négociants de la bourse européenne de l'énergie de Francfort et de la bourse de Leipzig. EnBW Trading GmbH intervient aussi directement sur la bourse d'Amsterdam. EnBW Trading GmbH a réalisé en 2004 un chiffre d'affaires dans le négoce d'électricité de 592 millions d'euros (source Rapport annuel EnBW 2004).

6.1.2.5.2 Activité Gazière

A l'instar des principaux opérateurs allemands, EnBW a pour ambition de proposer une offre duale électricité et gaz complète afin de préserver et développer son portefeuille clients. A fin 2004, le groupe EnBW compte environ 400 000 clients gaz. En 2004, EnBW a vendu 82,9 TWh de gaz pour un chiffre d'affaires tel que publié par EnBW de 1,5 milliard d'euros (source: Rapport annuel EnBW 2004).

Transport et distribution

Dans le domaine du transport, EnBW intervient principalement au travers de GVS, dont elle détient, à parité avec ENI, 50 % du capital. GVS compte parmi les plus grandes sociétés allemandes régionales de transport de gaz et possède un réseau de 1 892 km de gazoducs ainsi que des capacités de stockage de 90 millions de m^3 (essentiellement dans le Bade-Wurtemberg). GVS vend quasi exclusivement aux redistributeurs et a pour seuls clients directs quelques industriels.

GVS s'approvisionne majoritairement auprès de E.On Ruhrgas, mais aussi auprès de Wingas. Depuis 2004, ENI fournit également du gaz à GVS.

Commercialisation

EnBW réalise la commercialisation de gaz auprès des clients résidentiels principalement à travers sa filiale EnBW Gas. Cette structure regroupe plusieurs canaux de distribution régionale et locale (principalement *Erdgas Südwest GmBH*, EGVN). EnBW Gas s'approvisionne principalement auprès de GVS et a réalisé un chiffre d'affaires (tel que publié par EnBW Gas) de 602 millions d'euros en 2004 (source: Rapport annuel EnBW 2004). Sa principale zone de commercialisation est la région urbaine de Stuttgart. La commercialisation en Saxe orientale est effectuée au travers d'une autre filiale, *Gasversorgung Sachsen Ost GmBH*.

EnBW a pour objectif de renforcer ses ventes dans le Bade-Wurtemberg, région qui devrait bénéficier d'un potentiel de croissance : la part du gaz dans la consommation d'énergie primaire ne représente qu'environ 17,27 % au Bade-Wurtemberg alors que la moyenne allemande est de 21,94 % (Source AGEB, 2002).

6.1.2.5.3 Services énergétiques et environnementaux

Les activités de services énergétiques et environnementaux regroupent les activités d'élimination de déchets, de distribution d'eau et de prestations de services énergétiques pour l'industrie. Le chiffre d'affaires réalisé par EnBW en 2004 dans ces domaines est de 495 millions d'euros, ce qui représente une augmentation de 2,4 % par rapport à 2003 (source: Rapport annuel EnBW 2004).

Industrie et Services

EnBW est présent sur le secteur des services énergétiques aux entreprises à travers sa filiale *EnBW Energy Solutions GmbH* (« ESG »), détenue à 100 %. ESG rassemble toutes les compétences d'EnBW en matière de services énergétiques et d'ingénierie pour les clients industriels.

Traitement des déchets

Les activités de traitement de déchets représentent 3 % du chiffre d'affaires du groupe EnBW en 2004.

Dans le secteur du traitement des déchets, EnBW est surtout présent via sa filiale à 100 % *U-plus*. Cette filiale est une holding regroupant plusieurs entreprises d'enlèvement et de traitement de déchets domestiques et industriels. U-plus a réalisé un chiffre d'affaires (tel que publié par U-Plus) de 248 millions d'euros en 2004, avec 1 900 employés, et constitue ainsi un acteur important sur le marché allemand (source: Rapport annuel EnBW 2004).

Le groupe est principalement présent dans le Bade-Wurtemberg, où il est le leader du marché pour la gestion intégrée de déchets industriels. Au-delà de la gestion intégrée de déchets pour les entreprises, U-plus propose également des traitements de déchets spéciaux provenant de produits électroniques, de véhicules ou des résidus d'épuration. Par ailleurs, U-plus exploite un incinérateur de déchets et plusieurs installations de traitement mécano-biologique. Ces deux types d'installations sont spécialisés sur les déchets domestiques dont l'apport est assuré par les communes.

6.1.2.6 Axes de développement

Afin de retrouver la flexibilité financière nécessaire à son développement, à la préparation du renouvellement partiel de son parc de production et à l'optimisation de son mix énergétique, EnBW a engagé un programme de restructuration d'envergure et de réduction des coûts depuis 2002. Ce programme a été fortement renforcé et sa mise en oeuvre accélérée à partir de 2003 avec le changement de direction au sein d'EnBW.

Ce programme prévoit tout d'abord un recentrage de la société sur son cœur de métier, à savoir l'énergie et les services énergétiques, principalement en Allemagne, qui s'est traduit par des opérations de désinvestissement importantes.

Depuis mi-2003, plus de 150 filiales et participations ont été vendues, fusionnées, fermées ou déconsolidées sur un ensemble de 183 entités identifiées comme non-stratégiques. Dans la seule année 2004, le nombre de sociétés consolidées a baissé de 236 à 187.

EnBW a ainsi réalisé un effort important de simplification de son organisation et a procédé à une revue exhaustive de ses actifs en 2003 qui a conduit à des amortissements exceptionnels et à un impact négatif non récurrent sur le résultat avant impôts 2003 de 1,3 milliard d'euros.

EnBW a également engagé le programme de réduction des coûts, dénommé « Top Fit ». Ce programme a pour objectif de dégager des économies d'environ un milliard d'euros entre 2003 et 2006, correspondant à une réduction de 30 % des dépenses maîtrisables d'exploitation et des investissements d'EnBW (périmètre n'incluant pas les achats d'énergie et les investissements nécessaires dans le domaine nucléaire).

Un élément important de Top Fit est l'accord social conclu le 30 janvier 2004 permettant une réduction de la masse salariale de l'ordre de 25 % à 30 % (337 millions d'euros) à horizon 2006, avec notamment 2 140 départs (sans licenciements) et diverses mesures portant sur la réduction des salaires et primes dans le cadre d'une réduction du temps de travail.

Selon EnBW, à la fin 2004, Top Fit est en avance sur les objectifs définis par le programme (réalisation cumulée à fin 2004 de 495 millions d'euros d'économies récurrentes pour un objectif initial prévu de 300 millions d'euros revu par la suite à 400 millions d'euros). L'année 2004 a été une année charnière pour EnBW. L'ensemble des actions entreprises a permis d'améliorer significativement sa performance et sa structure financière, en particulier avec une réduction de la dette financière nette de 47 % à 3,7 milliards d'euros au 31 décembre 2004. Les actionnaires d'EnBW ont soutenu activement le renforcement des fonds propres d'EnBW, et les opérations d'achat d'actions d'autocontrôle ont permis d'injecter près de 650 millions d'euros.

Tout en gardant comme objectif de maintenir la discipline financière sur les années à venir, l'ambition d'EnBW est de consolider et de développer sa position de troisième énergéticien allemand à fort enracinement régional. Dans ce cadre, la direction d'EnBW a indiqué que la priorité serait donnée à un renforcement de ses positions dans le Bade-Wurtemberg et à son développement en Allemagne. Certaines opportunités de croissance seront également étudiées, notamment en Europe centrale et orientale.

Il est précisé que l'acquisition de participations peut générer des engagements financiers pour EnBW pouvant s'élever à 1 299,8 millions d'euros au 31 décembre 2004 (Source : Rapport annuel EnBW 2004).

6.1.2.7 Synergies potentielles au sein du Groupe EDF

Depuis fin 2003, EDF et EnBW ont engagé un programme commun de réalisation de synergies. Dans ce cadre, une quarantaine de projets ont été développés. L'estimation des gains cumulés sur la période 2004-2006 s'élève à 30-40 millions d'euros pour les deux entreprises. De nouveaux projets sont en cours d'étude.

Ainsi dans le domaine des achats, les travaux engagés portent non seulement sur le groupement de volumes, mais plus largement sur les spécifications et le partage d'informations pour les produits tertiaires, les achats pour la distribution et la production. Un programme de réduction des coûts d'achats de systèmes informatiques (OPTEIS) a contribué à la réalisation de gains significatifs pour EDF et EnBW.

Dans le domaine de l'ingénierie, la coopération porte sur des projets internes au groupe : étude pour la construction de nouvelles centrales thermiques chez EnBW et analyse de projets hydrauliques communs sur le Rhin. Les deux ingénieries ont aussi remporté ensemble des appels d'offre à l'international pour la construction de moyens de production.

Dans l'exploitation des centrales nucléaires, des benchmarks sur les coûts de maintenance et la sûreté ont été réalisés. Mais de manière globale, les synergies produiront dans ce domaine des réductions de coûts limitées pour des raisons de réglementation et d'installations différentes.

Dans la production hydraulique, un projet pilote est en cours sur les centrales d'Iffezheim et de Gambsheim sur le Rhin pour mettre en place une exploitation et une maintenance commune. Dans le cadre de ce projet, la part d'EDF de la production de la centrale de Iffezheim est directement commercialisée par EnBW.

Dans le commercial, EDF et EnBW ont développé une stratégie commune à l'égard de certains grands clients industriels. Cela a permis à la fois d'accompagner les clients et de développer les ventes. Par ailleurs, dans certains pays, comme la Pologne et l'Italie, les équipes commerciales d'EnBW et EDF ont été regroupées.

Dans le domaine de la recherche et du développement, EDF et EnBW ont conclu en janvier 2003 un accord instituant un partage de résultats et d'informations dans les domaines touchant les énergies renouvelables, la production répartie et les piles à combustible.

Dans le domaine gaz, les relations entre EDF et EnBW sont amenées à se développer. Des opérations communes ont déjà été réalisées en matière d'approvisionnement et de transport.

6.1.3 ITALIE

Le Groupe EDF est principalement présent en Italie au travers de sa participation dans Edison, le deuxième acteur du marché italien de l'électricité. Au 31 décembre 2004, le Groupe détenait directement 2,27 % du capital d'Edison et 18,03 % du capital d'Italenergia bis (« IEB ») qui détenait à son tour 61,81 % du capital d'Edison. Le Groupe a conclu le 12 mai 2005 des accords avec la société AEM S.p.A., l'électricien de la région de Milan (« AEM Milan »), qui prévoient la prise de contrôle conjointe d'Edison par EDF et AEM Milan. Les modalités de cette prise de contrôle sont décrites au paragraphe 6.1.3.2.3 ci-dessous. L'opération est soumise à plusieurs conditions décrites ci-dessous, principalement l'approbation des autorités communautaires de la concurrence. En fonction du calendrier de cette procédure communautaire, l'opération devrait être réalisée d'ici la fin de l'année 2005.

Par ailleurs, le Groupe EDF est présent en Italie au travers des filiales et participations suivantes :

- Fenice : le Groupe détient 100 % de la société Fenice spécialisée dans la production d'électricité, la fourniture de services énergétiques, le traitement des déchets industriels solides et liquides, et les activités environnementales ;
- EDF Energia Italia : le Groupe détient 100 % de la société EDF Energia Italia, spécialisée dans la commercialisation d'électricité en Italie ;
- Siram : le Groupe détient via Dalkia et Dalkia International une participation de 50 % dans la société Siram. Siram est spécialisée dans les services énergétiques aux clients tertiaires, industriels et collectivités locales.

Le Groupe est également présent en Italie au travers de ses participations dans EDEV, Groupe TIRU et EDF Energies Nouvelles qui disposent de filiales locales (voir paragraphes 7.1.2 ci-dessous).

L'organigramme ci-dessous présente les principales filiales et participations du Groupe en Italie au 31 décembre 2004 :

6.1.3.1 Environnement de marché

Le processus d'ouverture à la concurrence des marchés italiens de l'électricité et du gaz a été entamé en 1999.

L'Autorité italienne de l'énergie électrique et du gaz (*Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas — AEEG*) est chargée de la régulation et du contrôle du secteur de l'énergie électrique et du gaz. Elle bénéficie notamment d'un pouvoir de

régulation dans le domaine de la fixation des tarifs, du niveau de qualité des services et des conditions technico-économiques d'accès aux interconnexions et au réseau de transport.

6.1.3.1.1 Ouverture à la concurrence du marché italien de l'électricité

Même si l'opérateur public historique ENEL reste à ce jour l'acteur dominant de l'électricité en Italie, la concurrence est largement encouragée par le gouvernement italien.

La première étape de l'ouverture du marché italien concernait la production. La disposition CIP6/92 a été adoptée pour stimuler la construction en Italie de moyens de production d'énergie renouvelable et assimilée (cogénération). Plusieurs producteurs indépendants ont, par le biais de cette disposition, pu signer avec ENEL (puis le Gestionnaire du Réseau de Transport National, « GRTN ») des contrats à long terme (8 ou 15 ans) leur permettant de vendre l'électricité qu'ils produisent à partir de ressources renouvelables et assimilées à des conditions avantageuses :

- priorité d'appel des centrales qui permet d'assurer les débouchés ;
- existence d'un tarif régulé calculé à partir d'un certain nombre de critères prédéfinis (incluant le coût de construction d'une nouvelle installation, le coût du combustible, le coût d'exploitation et de maintenance des installations), révisé annuellement par l'AEEG pour tenir compte de l'évolution de ces critères.

En outre, durant les huit premières années du contrat, les producteurs bénéficient d'un complément de rémunération intégré au tarif. A ce jour, environ deux tiers des installations CIP6/92 ne bénéficient plus de cet avantage.

L'ouverture du marché de la production d'électricité a également été favorisée par un décret en date du 16 mars 1999 (décret « Bersani »), qui interdit à un quelconque opérateur, à partir du 1er janvier 2003, de produire ou d'importer plus de 50 % du total de l'énergie électrique produite ou importée en Italie. En conséquence, ENEL a été obligée de céder entre juillet 2001 et janvier 2003 trois sociétés de production totalisant 15 GW de puissance installée : Elettrogen (environ 5,4 GW), Eurogen (environ 7 GW) et Interpower (environ 2,6 GW) (les « GenCos »).

Le marché italien de la commercialisation d'électricité s'ouvre, quant à lui, progressivement, conformément à la réglementation européenne et selon un processus comparable à celui mis en œuvre en France. Ainsi, depuis juillet 2004, environ 70 % de ce marché, correspondant à l'ensemble des professionnels, est ouvert à la concurrence. Jusqu'à l'ouverture totale du marché de la commercialisation prévue pour le 1er juillet 2007 par la loi « Marzano » du 23 août 2004, la fourniture d'énergie aux clients non-éligibles (ou aux clients éligibles n'ayant pas fait jouer leur éligibilité) continue à être effectuée par les distributeurs en monopole local. L'Acheteur Unique (Acquirente Unico SpA) détenu à 100 % par le GRTN a pour mission d'acheter l'électricité fournie aux clients non-éligibles (ou aux clients éligibles n'ayant pas fait jouer leur éligibilité) par les distributeurs en monopole local.

6.1.3.1.2 Spécificités du marché italien de l'électricité

(a) Consommation électrique

Le marché italien est le quatrième marché européen de l'électricité en terme de quantité d'électricité consommée.

La consommation totale d'électricité sur ce marché a représenté 322 TWh en 2004 (source : GRTN, données prévisionnelles 2004). Elle a connu une croissance de 0,4 % en 2004 et de 3,2 % en 2003, principalement liée au développement de l'usage résidentiel de la climatisation. Au total, la consommation d'électricité devrait croître en moyenne d'environ 3 % par an jusqu'en 2014 (source : GRTN *Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Transmissione Nazionale* 2005), soit une croissance supérieure à celle de la plupart des grands pays européens.

Le tableau ci-dessous présente la répartition de la consommation (nette des pertes et de l'autoconsommation) entre les différentes catégories de clients en 2003 :

	(EN TWh)
Entreprises	81,0
PME-PMI	50,3
Professionnels	72,6
Résidentiels	65,5

(source : Edison)

(b) Acteurs du marché italien électrique

Dans la production, ENEL est l'acteur principal avec près de la moitié du marché, les autres producteurs importants sont Edison, Endesa, Enipower et, dans une moindre mesure, Electrabel. Le marché de la distribution est dominé par ENEL. Sur le marché de gros, ENEL est l'acteur dominant. En outre, sur le marché de la commercialisation aux clients finals, la concurrence est beaucoup plus vive entre ENEL, Edison, Endesa, EGL, Enipower et d'autres acteurs de moindre taille. Enfin, le transport est assuré par le GRTN.

6.1.3.1.3 Détail du marché électrique italien par ses différents métiers

(a) La production électrique

En 2004, le parc de production électrique italien représente une puissance installée d'environ 70 GW, avec une capacité moyenne effectivement disponible en pointe (hors centrales en maintenance ou en cours de modification) de 53,7 GW pour une production totale nette de 286,6 TWh (source : Edison). Il s'agit d'un parc principalement thermique qui se caractérise par une absence de production d'énergie nucléaire en raison de son interdiction depuis 1987.

En 2004, la capacité moyenne effectivement disponible et la production totale du parc italien se décomposent comme suit :

	% DE LA CAPACITÉ	% DE LA PRODUCTION
Fioul et gaz	35 %	24 %
Hydraulique et autres énergies renouvelables	28 %	19 %
Cycle combiné à gaz	17 %	28 %
Charbon et orimulsion	11 %	15 %
CIP6	9 %	14 %

Les prix de l'électricité en Italie sont supérieurs à ceux de la plaque continentale. Une telle situation est due principalement à un parc de production qui utilise des combustibles chers (absence du nucléaire, rôle marginal du charbon). Cette situation est également due à des sous-capacités de production, même si des disparités très fortes existent au niveau régional, certaines zones connaissant une situation excédentaire (notamment la zone nord). En conséquence, un programme de construction de nouvelles capacités et de modernisation de capacités existantes d'environ 12 GW a été initié pour la période 2004-2008 (source : Edison). Edison est, avec ENI, le principal contributeur à ce programme.

La couverture de la demande électrique italienne est donc actuellement dépendante des importations. Celles-ci ont atteint 45,6 TWh en 2004 et couvert 14,2 % des besoins italiens (source : GRTN, données prévisionnelles). Sur 17 TWh (source : GRTN 2004) importés via les interconnexions France-Italie, une part significative a été livrée par EDF à l'Acheteur Unique au titre du contrat de fourniture conclu avec ENEL le 22 novembre 1988 et arrivant à échéance en 2007.

L'équilibre électrique du marché italien est, en raison de l'importance des importations, fortement dépendant de ses capacités d'interconnexions. Afin d'augmenter la sécurité d'approvisionnement, les autorités italiennes cherchent à mettre en œuvre le concept de lignes d'interconnexion privées (« *merchant lines*») entre l'Italie et ses pays limitrophes (France, Suisse, Autriche, Slovénie). Il s'agit de lignes construites et détenues par des investisseurs privés qui disposeraient de 50 % à 80 % de la capacité de transport pendant 10 à 20 ans, le solde étant alloué au marché. Edison compte participer au développement de ces lignes. EDF estime qu'environ 1 000 MW de « *merchant lines* » devraient être construites d'ici 2007/2008. Toutefois, le cadre réglementaire de ces interconnexions reste à définir.

(b) Marché de gros

Le marché italien de la commercialisation de l'électricité est organisé autour d'une bourse de l'électricité (« IPEX ») et de contrats bilatéraux entre les différents intervenants du marché (*over the counter* ou OTC). L'électricité échangée sur l'IPEX représente désormais environ 60 % des échanges au niveau national tandis que les 40 % restant sont couverts par des contrats bilatéraux (OTC). Le Gestore del Mercato Elettrico, filiale à 100 % du GRTN, est responsable de l'organisation et de la gestion du marché de gros.

L'IPEX a été ouverte le 1er avril 2004. Il s'agit d'un marché spot du jour pour le lendemain, la vente et l'achat à terme n'ayant pas encore été mis en place à ce jour. Depuis le 1er janvier 2005, les opérateurs de marché — notamment les grands consommateurs et les grossistes — peuvent faire des offres de vente et d'achat sur cette bourse alors qu'auparavant, le seul acheteur était l'Acheteur Unique.

Aujourd'hui, les prix de gros atteignent environ 60 euros/MWh et ne représentent que 60 % du tarif au client final (il faut rajouter environ 20 % de coût de transport et de distribution, 10 % de charges de système, 10 % de taxes — source : Edison).

(c) La commercialisation

Les clients éligibles et ayant fait jouer leur éligibilité s'approvisionnent auprès de différents fournisseurs en concurrence (ENEL, Edison, Endesa, Electrabel, Enipower, etc.). Les clients non-éligibles (les résidentiels) et les clients éligibles n'ayant pas fait jouer leur éligibilité, achètent leur électricité auprès des distributeurs locaux au tarif fixé par l'AEEG.

L'approvisionnement des distributeurs locaux pour la fourniture d'électricité à leurs clients non éligibles ou à leurs clients éligibles n'ayant pas fait jouer leur éligibilité, est assuré exclusivement par l'Acheteur Unique qui achète l'électricité (i) auprès de producteurs privés ou publics nationaux, (ii) auprès de fournisseurs étrangers, (iii) à partir d'installations CIP6/92 à des prix fixés par l'AEEG et (iv) sur l'IPEX.

(d) Le transport

Le GRTN a été constitué sous forme de société anonyme le 1er avril 2000 dans le cadre de la libéralisation du secteur de l'électricité. Le GRTN, dont le Ministère de l'économie et des finances italien est l'unique actionnaire depuis 2002, est le concessionnaire du réseau électrique à haute et très haute tension italien. Le GRTN garantit la sécurité, la fiabilité et la continuité du transport électrique sur ce réseau et ses interconnexions, et en assure, de manière non-discriminatoire, l'accès à tout opérateur.

Le réseau électrique à haute et très haute tension appartient à hauteur de 94 % à la filiale d'ENEL, Terna. Le décret du 11 mai 2004 a décidé de la privatisation de Terna. ENEL a ainsi introduit en bourse, en juin 2004, 50 % du capital de Terna et devrait réduire sa participation à 5 % d'ici la fin de l'année 2005. Le décret du 11 mai 2004 prévoit également l'unification de la propriété et de la gestion du réseau de transport avec la fusion de Terna et de GRTN qui devrait intervenir d'ici le 31 octobre 2005.

(e) La distribution

La distribution reste principalement assurée par ENEL qui conserve 85 % du réseau national, le solde étant détenu par des régies qui ont eu la possibilité de lui racheter les réseaux de distribution et les portefeuilles de clients finals situés sur leur zone d'influence. La distribution reste soumise à un régime des concessions et à un système de tarif régulé.

6.1.3.1.4 Structure des tarifs d'électricité fixés par l'AEEG

Les tarifs régulés d'électricité applicables aux clients italiens non-éligibles, et aux clients éligibles n'ayant pas fait jouer leur éligibilité, intègrent une part relative à la fourniture d'électricité et une part relative à son acheminement. Ils intègrent également une part destinée à répercuter les différentes charges liées aux obligations de service public qui pèsent sur l'industrie italienne de l'électricité (notamment les prix d'achat avantageux accordés aux producteurs d'électricité CIP6/92, les frais de recherche et développement, et le service universel). Les critères de détermination de la part du tarif relative à l'acheminement d'électricité sont fixés tous les quatre ans directement par l'AEEG et les tarifs sont révisés annuellement en fonction de l'évolution de ces critères. Les critères applicables jusqu'à fin 2007 sont en vigueur depuis le 1er février 2004.

Le tarif de fourniture d'électricité

La part du tarif intégré relative à la fourniture d'électricité applicable aux clients non-éligibles et aux clients éligibles n'ayant pas fait jouer leur éligibilité est, depuis le 1er avril 2004, déterminée trimestriellement par l'AEEG. Pour fixer ce tarif, celle-ci se fonde sur le coût moyen d'approvisionnement en électricité résultant des achats réalisés par l'Acheteur Unique sur l'IPEX ou au travers de contrats OTC.

Le tarif d'acheminement d'électricité

La part du tarif régulé relative à l'acheminement de l'électricité prend en compte les frais de transport et de distribution ainsi que la rémunération des actifs.

Les frais d'exploitation des sociétés italiennes de transport et de distribution sont plafonnés de manière à réduire progressivement ces frais en fixant des objectifs annuels d'efficacité. Ainsi pour la période 2004-2007, l'AEEG impose des baisses annuelles des charges d'exploitation et d'amortissement des services de transport et de distribution respectivement à hauteur de 2,5 % et 3,5 %.

6.1.3.1.5 Quotas d'émission de gaz à effet de serre et certificats verts

Quotas d'émission de gaz à effet de serre

A ce jour, Edison n'a pas connaissance de son allocation de quotas d'émission de CO_2 pour la période 2005-2007. En effet, la Commission européenne a approuvé le 25 mai 2005 le plan national d'allocation de quotas d'émission italien en y apportant néanmoins des modifications qui réduisent les émissions attribuées à l'Italie de 10 %. Le gouvernement italien procède actuellement à la répartition des quotas attribuables entre les différents secteurs puis acteurs soumis à cette législation.

Obligations d'achat d'électricité provenant de sources d'énergies renouvelables

La réglementation sur les certificats « verts » impose aux producteurs/importateurs de fournir une part minimum d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables. Cette part minimum est de 2,7 % pour l'année 2005 et passera à 3,05 % en 2006, les installations de cogénération étant actuellement en partie exemptées de cette obligation. Pour satisfaire à cette obligation, les producteurs/importateurs peuvent produire leur propre électricité verte, en acheter auprès de producteurs utilisant des sources d'énergies renouvelables, ou acquérir des certificats aujourd'hui principalement auprès du GRTN. Le prix d'achat des certificats verts auprès du GRTN était de 97,3 euros par MWh en 2004. La réglementation sur les certificats verts est en cours d'évolution, en particulier en ce qui concerne l'augmentation de la proportion minimum de production d'électricité verte à partir de 2007.

6.1.3.1.6 Ouverture du marché italien du gaz

A la suite du décret Bersani de 1999 relatif à l'ouverture du marché de l'électricité, le décret 164/2000 « Letta » de mai 2000, a procédé à la libéralisation du marché italien du gaz. Les principales caractéristiques du nouveau cadre réglementaire sont les suivantes :

- Accès des tiers aux infrastructures : le propriétaire d'une installation de transport, regazéification, stockage et distribution doit donner accès à son installation à un tarif régulé, aux autres acteurs du marché. Le dispositif réglementaire est complété par la loi « Marzano » d'août 2004 qui prévoit que les tiers doivent avoir accès aux infrastructures d'importation à hauteur d'au moins 20 % pendant 20 ans.
- Approvisionnement du marché du gaz : fixation d'une limite de part de marché pour une seule société à 75 %. Ce chiffre, décroissant de 2 % par an, atteindra 61 % en 2009. A ce titre, ENI (opérateur historique dont l'Etat italien possède encore 30,9 %) a dû céder certaines quantités de gaz ou de contrats long-terme à d'autres acteurs (Edison, Dalmine Energie, Energia et Plurigas).
- Transport : pour se conformer à l'obligation de séparation juridique, ENI a été amenée à filialiser son activité de transport de gaz en créant SNAM RETE GAS, actuellement détenue à 50,07 % par ENI et dont il ne pourra plus posséder que 20 % au maximum au 1er juillet 2007.
- Distribution : Les concessions sont attribuées par les autorités locales. Depuis le 1er janvier 2002, les activités de distribution doivent être séparées, sur le plan de l'organisation et de la décision, de toute autre activité de la chaîne gazière.
- Commercialisation : Depuis le 1er janvier 2003, tous les clients peuvent choisir leur fournisseur de gaz. En outre, aucun fournisseur n'est autorisé à détenir plus de 50 % de part de marché sur la vente aux clients finals. Enfin, un client le demandant doit pouvoir rester facturé au tarif régulé.

6.1.3.1.7 Spécificités du marché italien du gaz

(a) Données du marché

L'Italie est le troisième marché européen du gaz, après le Royaume-Uni et l'Allemagne, en terme de consommation annuelle avec environ 79 Gm^3 en 2004 (contre 76,4 Gm^3 en 2003) (source : ENI).

L'interdiction du recours au nucléaire de 1987 et les contraintes environnementales croissantes font du gaz naturel la principale source d'énergie pour la production électrique en Italie (30 % de la production électrique se fait à partir de gaz naturel), ce qui contribue à l'expansion de ce marché.

(b) Acteurs

ENI est le principal acteur du marché italien (50,4 Gm^3 de ventes en Italie en 2004) suivi de ENEL et Edison. ENI est un opérateur intégré d'hydrocarbures qui détient 85 % des contrats d'importation, 98 % des capacités de stockage, et la grande majorité des droits sur les gazoducs d'importation et les terminaux méthaniers existants.

Le secteur de la distribution est, hormis Italgas (groupe ENI) et Camuzzi (groupe ENEL), qui représentent respectivement 25 % et 12 % du secteur, morcelé en approximativement 500 compagnies locales. Certaines de ces compagnies, en cours de regroupement (acquisitions ou partenariats), ont fait émerger des acteurs plus importants.

6.1.3.1.8 Détail du marché gazier italien par ses différents métiers

(a) Production

La production domestique, en déclin, ne représente qu'environ 16 % des besoins du pays, l'Italie importe donc la grande majorité de son gaz de différentes sources (Algérie, Russie, Pays Bas, Norvège, Libye ...).

(b) Infrastructures d'importations

Aujourd'hui, l'Italie est alimentée par plusieurs gazoducs internationaux :

- Le TAG (Trans Austria Gazline) amenant du gaz russe,
- L'arrivée du gaz de la Mer du Nord et des Pays-Bas par le système suisse,
- Le Transmed reliant la Tunisie à la Sicile pour le gaz algérien,
- Greenstream (Lybie-Italie),

et, par un terminal de regazéification du GNL, à Panigaglia.

Une série de projets de gazoducs d'importation et de terminaux GNL devrait permettre à l'Italie de diversifier son approvisionnement et de se positionner comme un pays de transit pour l'approvisionnement de l'Europe en gaz, du Sud vers le Nord, dans les prochaines années :

- Renforcement de Transmed (Tunisie-Sicile),
- Renforcement du TAG,
- Terminal GNL à Rovigo.

(c) Transport

Le réseau de transport de gaz est détenu et exploité par SNAM RETE GAS.

(d) Stockage

La forte saisonnalité de la consommation en Italie nécessite d'importantes capacités de stockage. ENI, par l'intermédiaire de sa filiale à 100 % STOGIT, détient 98 % des capacités de stockage du pays, le solde appartenant à Edison. Les tarifs sont régulés et l'accès des tiers au stockage est réglementé par un système de priorité (priorité aux acteurs ayant un approvisionnement hors Union européenne et acteurs alimentant le segment du marché de masse).

(e) Distribution

La distribution de gaz est très fragmentée avec près de 500 distributeurs locaux (régies municipales, publiques ou privées). Le nombre total de compagnies de distribution a décru ces dernières années à la suite d'une phase de consolidation due à la libéralisation du marché et aux réformes du service public ainsi qu'aux besoins de ces acteurs de faire des économies d'échelle ou sur les achats d'énergie. Cette phase a permis la naissance d'entités importantes telles que Gruppo HERA (1,4 Gm^3, 137 municipalités), AEM Milan ainsi que des *joint ventures* comme Plurigas, assurant l'approvisionnement en gaz de ces regroupements.

6.1.3.2 Edison

Edison est la plus ancienne compagnie électrique italienne. Elle a participé à la construction de la première centrale électrique de la péninsule en 1883, la centrale de Santa Radegonda. Aujourd'hui, Edison est le deuxième acteur du marché italien de l'électricité (derrière l'acteur historique ENEL) et le troisième acteur du marché du gaz, après ENI et ENEL. En 2004, la production électrique nette d'Edison s'est élevée à 48 TWh, ce qui représente 16,8 % de la production nette d'électricité en Italie, et les livraisons de gaz en Italie ont porté sur 11,1 milliards de mètres cubes, soit 14 % de la demande italienne de gaz.

En 2004, le groupe Edison a réalisé un chiffre d'affaires de 6 497 millions d'euros (dont 4 581 millions d'euros avant élimination des opérations intragroupe pour l'électricité et 2 291 millions d'euros avant élimination des opérations intragroupe pour le gaz) et a généré une marge opérationnelle brute (*margine operativo lordo*) de 1 254 millions d'euros (source : Rapport annuel Edison).

Edison est cotée à la bourse de Milan et à ce titre publie un certain nombre d'informations (notamment ses comptes annuels) qui sont disponibles sur son site internet.

6.1.3.2.1 Intérêt stratégique de la participation dans Edison

Le marché électrique italien est, en termes de consommation, le quatrième marché de l'Union européenne avec un taux de croissance et des niveaux de prix élevés. Le développement de nouvelles capacités de production est un enjeu majeur. La concurrence est encouragée par le Gouvernement italien qui a pris plusieurs mesures pour réduire la position de l'opérateur historique.

Le positionnement actuel et les ambitions de développement d'Edison, second acteur du marché électrique en terme de production (derrière ENEL) et troisième acteur gazier en terme de volume manipulé, permettent au Groupe de mettre en œuvre une stratégie équilibrée en Italie basée sur les ambitions d'Edison de développer son parc de production électrique, son portefeuille clients et ses activités gazières.

Edison projette en effet d'accroître la puissance installée de son parc de production de 9,7 GW à 14 GW à horizon 2010 (dont part Edipower), principalement par la construction de cycles combinés gaz (« CCG »), et de convertir au gaz différentes tranches thermiques fonctionnant actuellement au fioul. Ces évolutions génèreront en outre une croissance des besoins gaziers d'Edison.

Dans le domaine de la commercialisation, Edison ambitionne, dans les années à venir, un développement significatif de ses ventes d'électricité et de gaz aux grands clients industriels. Par ailleurs, Edison a l'intention de développer une offre duale électricité/gaz auprès des clients professionnels et résidentiels (directement ou au travers de régies municipales avec lesquelles il a conclu des accords de partenariat) afin d'accroître significativement ses ventes sur ces segments de marché.

Au delà de l'intérêt stratégique que présentent pour le Groupe EDF la croissance d'Edison et du marché italien de l'électricité, le plan de développement d'Edison permet d'envisager des synergies à court terme avec le Groupe EDF en matière d'ingénierie, d'achats d'équipements, de commercialisation aux grands clients (en tenant compte, par exemple,

du portefeuille clients d'EDF Energia Italia décrit ci-après), de services, etc. Ces synergies devraient être renforcées au travers du partenariat avec AEM Milan, lui-même présent sur ces différents métiers. A terme, au fur et à mesure du développement de la fluidité du marché électrique européen, les différentes entités du Groupe pourront faire appel à un portefeuille de moyens de production et de contrats plus large.

Dans le domaine du gaz, Edison offre des opportunités de synergies et pourrait devenir le pivot de la stratégie gazière du Groupe. En effet, grâce à ses volumes gaziers actuels et leur perspective de croissance, Edison apportera au Groupe une capacité de négociation en matière de contrats d'approvisionnement. En effet, en procédant à l'intégration progressive des besoins d'approvisionnement en gaz d'Edison, EDF ambitionne de devenir un acteur majeur du gaz en Europe, considéré comme tel par les producteurs — en nombre limité — capables d'approvisionner le continent européen. L'accroissement prévu des volumes négociés favoriserait, à l'échelle du Groupe, une réduction du coût de ses approvisionnements (effet volume) et devrait créer des opportunités d'optimisation entre ses différentes positions gazières en Europe.

Edison développe de plus différents projets d'infrastructures d'acheminement de gaz naturel depuis des sites de production étrangers vers l'Italie. Edison est la seule entité du Groupe à disposer, à terme, d'infrastructures indépendantes d'importation (positionnées sur les points d'entrée possibles du gaz méditerranéen et de la mer Caspienne vers l'Europe continentale) permettant ainsi au Groupe de s'affranchir progressivement des infrastructures de ses principaux concurrents.

Enfin, le Groupe pourra bénéficier, dans le cadre de la mise en œuvre de sa stratégie gazière, des compétences développées depuis de nombreuses années par Edison sur l'ensemble de la chaîne allant de l'exploration/production à la commercialisation directe du gaz naturel.

6.1.3.2.2 Participation actuelle d'EDF dans Edison

(a) Historique

Au cours du 1er semestre 2001, le Groupe EDF a acquis sur le marché environ 20 % du capital de la holding de contrôle d'Edison, Montedison. En juillet 2001, le Groupe EDF, le groupe Fiat, le groupe Tassara et trois banques italiennes, Intesa, IMI Investimenti et Capitalia (« les Banques Italiennes ») ont constitué la holding Italenergia qui a procédé au lancement d'une offre publique portant sur les titres Montedison et, en application de la réglementation boursière italienne, également sur les titres Edison.

Au 1er mai 2002, Edison, les sociétés Fiat Energia S.p.A et Sondel S.p.A ont fusionné dans Montedison qui a alors pris la dénomination sociale d'« Edison ». Montedison s'était auparavant séparée d'une partie de ses activités hors énergie.

En juin-juillet 2002, un nouveau holding, Italenergia-bis (« IEB »), a été créé par les actionnaires de Italenergia par le biais d'un apport de leur participation dans cette société. En décembre 2002, Italenergia a absorbé Edison, dont elle a repris le nom, et la nouvelle Edison a été cotée à la bourse de Milan. Les groupes EDF, Fiat, Tassara et les Banques Italiennes, détenaient alors, directement ou au travers de IEB, la majorité du capital et des droits de vote d'Edison.

Parallèlement à la restructuration d'Edison et à la montée au capital d'EDF et de ses partenaires, l'Italie a adopté des mesures législatives dont l'objectif était d'empêcher toute prise de contrôle d'Edison par EDF :

- Décret-loi du 24 mai 2001 (« Loi 301 ») : la Loi 301 avait pour effet de limiter à 2 % les droits de vote d'EDF dans Edison et IEB aussi longtemps que le capital d'EDF ne serait pas ouvert, que ses titres ne seraient pas cotés sur un marché réglementé et qu'EDF serait en position dominante sur son marché national. En décembre 2003, la Commission européenne a décidé de poursuivre l'Italie devant la Cour de justice des Communautés européennes, la Commission considérant que cette législation constituait une restriction injustifiée à la libre circulation des capitaux, en violation de l'article 56 du traité CE. Le 2 juin 2005, la Cour de justice a rendu sa décision, donnant raison à la Commission. Préalablement, le 14 mai 2005, le Gouvernement italien avait adopté un décret-loi écartant l'application de la Loi 301 à certaines opérations. Ce décret-loi doit être validé par une loi dans un délai de 60 jours, c'est-à-dire d'ici le 14 juillet 2005. La prise de contrôle conjointe d'Edison par EDF et AEM Milan répond aux conditions du décret-loi du 14 mai 2005 et les droits de vote d'EDF dans IEB, TdE et Edison ne seront pas soumis à la limitation de la loi 301, sous réserve de la validation du décret-loi par une loi comme indiqué ci-dessus.
- Loi Marzano du 23 août 2004 : La loi Marzano, sur l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz, contient une disposition relative aux opérations de concentration d'entreprises opérant sur les marchés de l'énergie électrique et du gaz, auxquelles participent des entreprises ou des entités des Etats membres de l'Union européenne où n'existent pas de garanties adéquates de réciprocité. Cette disposition, toujours en vigueur, prévoit que le Gouvernement italien peut définir les conditions et charges auxquelles doivent se conformer les entreprises ou les entités des Etats membres intéressés dans le but de sauvegarder les exigences de sécurité des approvisionnements nationaux d'énergie, ainsi que la concurrence sur les marchés. Cette disposition confère au Gouvernement italien le pouvoir de prendre des mesures discrétionnaires à l'encontre d'EDF dans le contexte de sa montée au capital d'Edison, indépendamment de l'application de la Loi 301.

Dans le cadre des accords conclus le 12 mai 2005, le Gouvernement italien a indiqué le 6 mai 2005 par courrier au Gouvernement français son intention de ne pas prendre de mesures au titre de la loi Marzano à l'encontre du projet de prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et AEM Milan.

Les tableaux ci-dessous indiquent la répartition du capital d'IEB et d'Edison au 31 décembre 2004 :

Répartition du capital d'IEB :

	NOMBRE D'ACTIONS	% DU CAPITAL ET DES DROITS DE VOTE	NOMBRE DE WARRANTS[1]
Fiat Energia	223 151 568	24,61	83 681 838
EDF	163 441 279	18,03[2]	61 290 480
Groupe Tassara	181 372 815	20,01	68 014 806
Capitalia	128 854 528[3]	14,21	48 320 448
IMI Investimenti	113 165 008[3]	12,48	42 436 878
Intesa BCI	96 638 802[3]	10,66	36 239 551
Total	**906 624 000**	**100,00**	**339 984 001**

(1) Les warrants IEB donnent droit à la souscription de 1 action IEB par warrant au prix de 4,30 euros par action, et sont exerçables du 1er octobre 2005 au 30 juin 2007.

(2) En application de la Loi 301, les droits de vote du Groupe EDF dans IEB, étaient limités à 2 %.

(3) Dont 42 309 120 actions pour chacune des banques, soit, pour les trois banques, en totalité 14 % du capital d'IEB achetées à Fiat.

Répartition du capital d'Edison (Source : Rapport Annuel Edison 2004 — données au 16 mars 2005) :

PRINCIPAUX ACTIONNAIRES	NOMBRE D'ACTIONS	% DU CAPITAL	% DES DROITS DE VOTE[1]	NOMBRE DE WARRANTS[2]
IEB	2 631 976 000	61,70	63,35	240 000
Groupe Tassara	659 626 436	15,46	15,88	Information non disponible
EDF	96 796 470	2,27	2,33[3]	95 253 661
Autres actionnaires	766 550 325	17,98	18,45	Information non disponible
Actions d'épargne[4]	110 592 420	2,59	—	—
Total	**4 265 541 651**	**100,00**	**100,00**	**1 018 956 539**

(1) Hors actions d'épargne qui n'ont pas le droit de vote.

(2) Les warrants Edison donnent droit à la souscription de 1 action ordinaire Edison par warrant au prix de 1 euro par action, et sont exerçables du 1er septembre 2003 au 31 décembre 2007.

(3) En application de la loi 301, les droits de vote du Groupe EDF dans Edison étaient limités à 2 %.

(4) Actions à dividende prioritaire sans droit de vote, convertible en actions ordinaires dans certaines conditions.

(b) Contrats d'options de vente et d'achat conclus par EDF

EDF a conclu avec chacun des actionnaires d'IEB (Fiat Energia, Groupe Tassara et les Banques Italiennes) des contrats d'option portant sur leurs actions IEB et, pour certains, également sur leurs warrants IEB. EDF a en outre conclu avec les Banques Italiennes des contrats d'option portant sur leurs actions Edison et sur leurs warrants Edison, l'option sur les warrants faisant l'objet d'une contestation décrite ci-dessous.

Au cours du premier semestre 2005, les actionnaires d'IEB ont exercé leurs options de vente à EDF dans les conditions suivantes :

- Options sur les actions et les warrants IEB
  - Fiat a exercé son option de vente à EDF de sa participation de 24,6 % au capital d'IEB et de ses warrants permettant la souscription de 83,7 millions d'actions IEB. Cette option a été exercée au prix de 1 147 millions d'euros, soit 5,14 euros par action IEB.
  - Fiat a exercé son option de vente à EDF de sa participation de 14 % au capital d'IEB. Cette option a été exercée au prix de 653 millions d'euros, soit 5,14 euros par action IEB. La participation de 14 % de Fiat avait été cédée par Fiat aux Banques Italiennes en juin 2002, mais le contrat de cession prévoit que les actions correspondantes seront recédées à Fiat si celle-ci exerce son option de vente à EDF de sa participation de 24,6 % au capital d'IEB.
  - Les Banques Italiennes ont exercé leur option de vente à EDF de leur participation de 23,37 % au capital d'IEB (hors participation de 14 % visée par l'option ci-dessus) et de leurs warrants permettant la souscription de 79,4 millions d'actions IEB. Cette option a été exercée à un prix égal au coût historique d'acquisition de leur participation au capital d'IEB le 1er juillet 2001, soit, pour les actions, 741 millions d'euros (3,50 euros par action), plus 7 % d'intérêt annuel entre le 1er juillet 2001 et la date de règlement-livraison des titres après exercice de l'option, et pour les warrants environ 23 millions d'euros.
  - Le groupe Tassara a exercé son option de vente à EDF de sa participation de 20,01 % au capital d'IEB. Cette option a été exercée au prix de 800 millions d'euros, soit 4,41 euros par action IEB. Le contrat avec le groupe Tassara prévoit un mécanisme d'ajustement sur la base des comptes d'Edison au 31 décembre

2005 qui pourrait conduire au versement d'un complément de prix par EDF. Compte tenu de la formule de calcul du complément de prix, EDF estime à ce jour qu'il est peu probable qu'elle ait à verser un tel complément. Il est précisé que l'option de vente ne porte pas sur les warrants IEB détenus par le groupe Tassara (68 014 806 warrants) qui en reste propriétaire.

- Options sur les actions et les warrants Edison
  - Les Banques Italiennes ont exercé leur option de vente à EDF de leur participation de 2,9 % au capital d'Edison. Cette option a été exercée à un prix égal au coût historique d'acquisition de leur participation au capital d'Edison le 12 décembre 2002, soit 123 millions d'euros, plus 7 % d'intérêt annuel entre le 12 décembre 2002 et la date de règlement-livraison des titres après exercice de l'option.

(c) Procédures d'arbitrage relatives aux contrats d'option

EDF a initié en décembre 2004 des procédures d'arbitrage demandant la suspension et se réservant le droit de demander la résiliation de l'ensemble des contrats d'option (décrits ci-dessus), motivées par l'adoption de la loi Marzano.

Concernant les options des Banques Italiennes, le règlement-livraison des titres IEB et Edison couverts par les options est suspendu au règlement du litige au fond. Concernant les options Fiat, le règlement-livraison des titres IEB couverts par les options n'est pas encore intervenu. Concernant l'option du groupe Tassara, le règlement-livraison interviendra d'ici la fin du mois de juillet 2005, le contrat d'option prévoyant spécifiquement que son exécution ne peut être suspendue par une telle procédure qui se poursuivra néanmoins.

Afin de permettre la prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et AEM Milan (voir paragraphe 6.1.3.2.3 ci-dessous), EDF abandonnera ces procédures et acceptera de procéder au règlement-livraison des titres couverts par les options (les contrats prévoient que l'ensemble des réglements-livraison doit intervenir au plus tard à la fin du mois de septembre 2005, sous réserve de la levée des procédures arbitrales), dès lors qu'EDF aura eu la certitude qu'aucune mesure ne sera prise par les autorités italiennes à l'encontre du projet de prise de contrôle en application de la Loi Marzano. Les autorités italiennes disposent de 30 jours pour prendre, le cas échéant, de telles mesures. Ce délai de 30 jours court à compter de la date à laquelle l'autorité italienne de la concurrence reçoit copie de la notification de l'opération de prise de contrôle faite à la Commission européenne. EDF estime que ces conditions devraient être remplies au cours de l'été 2005. Dans l'attente de l'accord des autorités communautaires sur l'opération de prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et AEM Milan, et pour se conformer à la réglementation italienne sur les offres publiques obligatoires, la propriété des actions et des warrants IEB acquise par l'exercice des options de vente sera détenue par des fiduciaires désignés par EDF, qui exerceront les droits de vote correspondants. Une fois l'accord de la Commission européenne obtenu, EDF sera en mesure de demander aux fiduciaires de faire procéder à la cession des titres Edison détenus par IEB à la société commune formée par EDF et AEM Milan (voir paragraphe 6.1.3.2.3 ci-dessous).

En outre, les Banques Italiennes contestent devant le Tribunal arbitral le fait que leur option de vente au Groupe EDF de leur participation de 2,9 % au capital d'Edison couvre aussi les 123 396 768 warrants Edison qu'elles ont souscrits dans le cadre de l'augmentation de capital décidée fin 2002. EDF soutient au contraire que l'exercice de l'option lui permet d'acquérir les actions et les warrants Edison.

Si les procédures décrites ci-avant relatives à la résiliation des contrats d'option sont abandonnées, EDF entend néanmoins poursuivre celle relative à cette contestation des Banques Italiennes sur les warrants Edison.

6.1.3.2.3 Prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et AEM Milan

Le 12 mai 2005, EDF, AEM Milan, WGRM Holding 4 S.p.A. (« WGRM », filiale à 100 % d'EDF), et Delmi S.p.A. (« Delmi », filiale à 95 % d'AEM Milan) ont signé un *Structure Agreement* et un *Shareholders' Agreement* de droit italien relatifs à la mise en œuvre de leur projet de prise de contrôle conjoint d'Edison et à l'exercice de ce contrôle. A cet effet, une société holding commune, Transalpina di Energia S.p.A. (« TdE »), dont WGRM et Demi détiendront chacun 50 % du capital, a été constituée.

AEM Milan est un opérateur italien intégré avec des activités de production, d'importation, de commercialisation, de transport, de distribution et de vente au client final d'électricité et de gaz. Le groupe AEM Milan propose également des services de chauffage et d'éclairage public. AEM Milan est contrôlée à 43 % par la municipalité de Milan, ville dans laquelle elle exerce une part importante de ses activités. Les autres principaux actionnaires d'AEM Milan sont Edison (5,1 %), UBS AG (5,3 %, au travers de ses filiales ATEL Italia Holding S.r.l et AAR and Ticino S.a. di Elettricità — Atel). Le solde du capital (46,6 %) est détenu par le public. AEM Milan est cotée à la bourse de Milan.

A la date du présent document de base, AEM Milan détient 95 % du capital de Delmi, le solde étant détenu par SEL S.p.A. (« SEL »), une société locale d'électricité contrôlée par la Province Autonome de Bolzano. AEM Milan négocie actuellement avec d'autres sociétés locales d'électricité et des institutions financières en vue de les faire entrer au capital de Delmi, étant entendu que le *Structure Agreement* prévoit qu'AEM Milan doit conserver la majorité des droits de vote de Delmi.

(a) Acquisition du contrôle conjoint d'Edison

A la suite de l'acquisition par EDF du contrôle d'IEB via l'exercice des options tel que décrit au paragraphe 6.1.3.2.2 ci-dessus, EDF pourvoira à la cession par IEB à TdE des actions et des warrants Edison détenues par IEB au prix de 1,55 euros par action et de 0,59 euro par warrant. TdE contrôlera ainsi 61,7 % du capital et environ 63,35 % des droits

de vote d'Edison[1] (2 631 976 000 actions) plus 240 000 warrants Edison. EDF conservera la propriété des actions Edison qu'elle détient en direct (y compris celles acquises à la suite de l'exercice de l'option des Banques Italiennes décrites ci-dessus), soit 5,16 % du capital et 5,3 % des droits de vote d'Edison, ainsi que 218 650 429 warrants Edison (dont 123 396 768 warrants dont le transfert de propriété à EDF en cas d'exercice de leur option est contesté par les Banques Italiennes — voir paragraphe 6.1.3.2.2. ci-dessus).

La cession des actions Edison par IEB à TdE interviendra une fois l'accord des autorités de la concurrence communautaires sur la transaction obtenu. (voir également paragraphe 6.1.3.2.3 (b) ci-dessous)

Après l'acquisition par TdE de toutes les actions Edison détenues par IEB, TdE lancera une offre publique d'achat obligatoire sur les actions Edison encore en circulation ainsi qu'une offre publique d'achat volontaire sur les warrants Edison. Il n'y aura pas d'offre publique sur les actions d'épargne Edison. Les actions et les warrants Edison détenus directement par EDF ne seront pas apportés aux offres.

Le prix de l'offre publique d'achat obligatoire sur les actions Edison dans le projet d'offre publique déposé auprès de la Consob par EDF et AEM Milan est de 1,86 euro par action. Ce prix a été calculé, en cohérence avec la méthode fixée par la réglementation italienne, en effectuant la moyenne arithmétique des deux prix par action suivants : (i) 1,53 euros, montant égal à la moyenne pondérée du cours des actions Edison durant les 12 mois précédant la date de conclusion du *Structure Agreement* et (ii) 2,18 euros, montant égal à la valorisation implicite des actions Edison résultant du prix d'exercice des options de vente d'actions IEB de Fiat à EDF (voir paragraphe 6.1.3.2.2 ci-dessus). Le prix de l'offre publique d'achat volontaire sur les warrants Edison dans le projet d'offre publique déposé auprès de la Consob par EDF et AEM Milan est de 0,87 euro. Sur la base de ces prix, si l'intégralité des actions et des warrants Edison non détenus par TdE ou EDF sont apportés aux offres, le montant total à verser par TdE sera de 3 241 millions d'euros (2 438 millions d'euros pour les actions et 803 millions d'euros pour les warrants).

Le *Structure Agreement* prévoit la manière dont les actions et les warrants Edison acquis par TdE seront ensuite répartis entre TdE, EDF et Delmi (ou un tiers désigné par Delmi). L'objectif final de ces répartitions, selon un ordre de priorité défini dans le *Structure Agreement*, est que, à la suite des offres publiques, la répartition du capital d'Edison soit la suivante :

- TdE détiendra entre 51 % au moins et 60 % au plus du capital et des droits de vote d'Edison, sur une base totalement diluée (c'est à dire en supposant l'exercice de tous les warrants et la conversion de toutes les actions d'épargne et de tous autres titres donnant accès au capital à l'exception des options de souscription) ;
- EDF détiendra, directement et indirectement, 50 % du capital et des droits de vote d'Edison sur une base totalement diluée ;
- le solde éventuel des actions et des warrants acquis dans le cadre des offres publiques, après allocation à EDF puis TdE en application des principes ci-dessus, sera alloué à Delmi.

EDF versera à TdE une somme égale à 0,15 euro par action et 0,12 euro par warrant pour l'ensemble des titres Edison acquis dans le cadre des offres publiques et alloués à TdE et Delmi en application du mécanisme ci-dessus. Par ailleurs, EDF versera à TdE une somme égale à 0,075 euro par action et 0,055 euro par warrant pour chaque action ou warrant Edison attribué à Delmi dépassant le nombre total d'actions ou warrants attribués à EDF. Cette dernière clause ne pourra jouer au maximum qu'à hauteur de 6 % des titres Edison.

Le *Structure Agreement* prévoit que Delmi pourra renoncer au profit d'EDF à une partie des titres qui devraient lui être alloués correspondant au maximum à 0,6 % de ses actions et à 1,3 % de ses warrants Edison à EDF.

EDF et AEM Milan sont convenues qu'Edison continuerait à être cotée à la bourse de Milan. Si le nombre d'actions Edison en circulation devenait inférieur au minimum requis pour une telle cotation, Delmi céderait des titres pour reconstituer ce flottant minimum.

(b) Conditions à la réalisation de l'opération

La mise en oeuvre des différentes étapes de l'opération de prise de contrôle d'Edison est soumise à la condition préalable de l'abandon par EDF des procédures d'arbitrage visant à la résiliation des contrats d'options.

Tel que mentionné précédemment, cet abandon est lui-même conditionné par l'absence effective de prise de mesures contraires à la réalisation de l'opération par le gouvernement italien au titre de la loi Marzano. Le gouvernement italien dispose de 30 jours à compter de la date à laquelle l'autorité italienne de la concurrence reçoit communication du projet d'opération de prise de contrôle pour prendre, le cas échéant, de telles mesures. Le projet de prise de contrôle d'Edison a été pré-notifié à la Commission européenne le 2 juin 2005. La notification définitive est intervenue le 7 juillet 2005 et devait être communiquée par la Commission européenne à l'autorité italienne de la concurrence dans les 3 jours ouvrés suivant cette dernière date.

---

(1) Sur la base du nombre d'actions au 16 mars 2005 tel que publié dans le rapport annuel 2004 d'Edison, étant entendu que des warrants ont été exercés depuis. A la connaissance d'EDF, sur la base des informations disponibles à la date d'enregistrement du présent document de base sur le site internet de la Consob, 135 580 warrants ont été exercés entre le 16 mars 2005 et le 30 avril 2005, ayant entraîné la création de 135 580 actions nouvelles Edison portant le capital total d'Edison à 4 265 677 231 actions (dont 110 592 420 actions sans droit de vote), et la participation d'IEB à 61,70 % du capital et 63,34 % des droits de vote.

En outre, la mise en œuvre de l'opération, et notamment la réalisation de la cession des titres et warrants Edison par IEB à TdE dépend, aux termes du Structure Agreement, de la réalisation des conditions suspensives suivantes :

1. la réduction par Edison de sa participation au capital d'AEM Milan de 5,1 % actuellement à moins de 2 %, pour se conformer à la réglementation italienne relative aux participations croisées ; le Conseil d'administration d'Edison a déjà autorisé la cession des actions AEM Milan correspondantes qui sera effectuée avant le lancement des offres publiques ; et

2. l'approbation des autorités communautaires de la concurrence ;

La première phase d'examen du dossier par la Commission européenne dure 25 jours ouvrés (auxquels peuvent, le cas échéant s'ajouter 10 jours supplémentaires) à compter de la réception de la notification mentionnée ci-dessus. Au terme de cette première phase, qui devrait intervenir le 12 août 2005, la Commission donnera son accord sur l'opération ou entamera une deuxième phase d'examen d'une durée de 90 jours ouvrés (105 si EDF et AEM proposent des mesures correctives) ; il est précisé que les délais ci-dessus sont interrompus en cas de question par la Commission et durant le temps de réponse pris par EDF et AEM Milan.

Par ailleurs, les conditions figurant ci-dessous constituent des conditions résolutoires (*Termination Events*) au *Structure Agreement* permettant à EDF (pour les deux premières) et à Delmi (pour la troisième), en cas de réalisation, de dénouer l'ensemble des opérations mises en œuvre dans le cadre de cet accord :

1. le gouvernement italien n'a pas, avant le 27 mai 2005, (i) pris une décision confirmant que les dispositions de la loi Marzano sont inapplicables à EDF dans le cadre du projet de prise de contrôle conjoint d'Edison avec AEM, et (ii) adopté un décret rendant inapplicable la Loi 301 à EDF.

Le 6 mai 2005, le gouvernement italien a indiqué par courrier au Gouvernement français son intention de ne pas prendre de mesures dans le cadre de la loi Marzano.

Le 14 mai 2005, le gouvernement italien a adopté et publié un décret-loi rendant la loi 301 inapplicable à EDF. Ce décret-loi doit être confirmé par une loi dans les 60 jours de sa publication, soit d'ici le 14 juillet.

2. les prix des offres publiques tels qu'annoncés au marché par EDF et AEM le 13 mai 2005 sont remis en cause à la hausse par décision de l'autorité boursière italienne (Consob) ou d'un tribunal compétent ou à la suite d'un changement de loi ou de réglementation.

EDF et AEM Milan ont indiqué que, si la Commission européenne donnait son accord sur l'opération au terme de la première phase d'examen, les offres publiques d'achat pourraient, sous réserve de l'accord de la Consob, être lancées en septembre 2005, avec un règlement-livraison qui interviendrait en octobre 2005.

3. TdE ne détient pas, à la suite du lancement des offres publiques, un minimum de 51 % du capital d'Edison sur une base totalement diluée

(c) Impact financier de l'opération sur la dette du Groupe EDF

Sur la base des prix des offres publiques indiqués ci-dessus et dans l'hypothèse où elles conduiraient EDF à détenir, directement ou indirectement, 50 % des actions ordinaires et warrants Edison, l'opération globale de montée au capital d'Edison par EDF se traduirait par un accroissement estimé de la dette financière nette du Groupe supérieur à 7 milliards d'euros au 31 décembre 2005.

Un peu moins de la moitié de cet accroissement serait due à la consolidation de la dette nette de TdE et du groupe Edison dans les comptes consolidés du Groupe (en cas d'intégration proportionnelle à 50 %), le solde étant lié au financement de l'opération globale de montée au capital d'Edison par EDF (incluant notamment le coût d'achat des actions et warrants IEB et Edison à la suite de l'exercice des puts, le coût du lancement des offres publiques et les versements des soultes liés à la répartition des titres à l'issue des offres).

En ce qui concerne EDF, ce financement sera assuré par la trésorerie disponible du Groupe et par ses lignes de crédit disponibles.

(d) Dispositions spécifiques du Structure Agreement

Le *Structure Agreement* prévoit que la cession des titres Edison par IEB à TdE doit intervenir au plus tard 25 jours après la prise de contrôle d'IEB par EDF et au plus tard le 31 décembre 2006.

Le *Structure Agreement*, dont les stipulations resteront en vigueur jusqu'au 31 décembre 2020, intègre une disposition relative au changement de contrôle d'AEM Milan. Dans l'hypothèse où les actionnaires de contrôle actuels d'AEM Milan viendraient à détenir moins de 50 % des droits de vote de cette société ou dans d'autres cas assimilés concernant AEM Milan et Delmi, cette clause impose à Delmi, sur option d'EDF, de céder sa participation dans TdE à EDF. Le *Structure Agreement* contient une disposition similaire en ce qui concerne EDF et WGRM. Il est toutefois rappelé que conformément aux dispositions de l'article 24 de la Loi du 9 août 2004 et à l'article 6, alinéa 2 des statuts, l'Etat français ne peut détenir moins de 70 % du capital d'EDF.

(e) Exercice du contrôle conjoint sur Edison

Le *Shareholders Agreement* régit à la fois les relations des actionnaires de TdE, l'exercice du contrôle sur Edison et les relations d'EDF et AEM Milan vis à vis de TdE et d'Edison.

Il prévoit que dans la mesure du possible et pour le bénéfice d'Edison, d'EDF, d'AEM Milan, et le cas échéant des autres actionnaires industriels de Delmi, la stratégie d'Edison sera orientée de manière à permettre des synergies avec les activités d'EDF, d'AEM Milan et des autres actionnaires industriels de Delmi dans les domaines de l'énergie, de l'électricité et du gaz.

Concernant TdE

Le Conseil d'administration de TdE sera composé de 10 membres élus par l'assemblée des actionnaires, cinq désignés par EDF et cinq désignés par Delmi. Delmi désignera l'Administrateur Délégué (fonction pouvant être comparée à celle exercée par un directeur général en droit français) de TdE et EDF le Président du Conseil d'administration. Les réunions du Conseil d'administration nécessiteront un quorum de huit membres et les décisions seront prises à la majorité qualifiée de huit membres. Aucun des administrateurs ne dispose de droit de vote prépondérant.

Le Conseil d'administration aura compétence exclusive notamment pour :

- toute cession de titres Edison par TdE qui aurait pour effet de lui faire perdre le contrôle d'Edison,
- toute décision relative au capital de TdE (par exemple augmentation/réduction de capital, fusion, scission etc.),
- l'exercice des droits de vote au sein des assemblées d'Edison (y compris s'agissant de l'élection des administrateurs et du choix des auditeurs),
- l'approbation des comptes,
- l'acquisition de titres Edison déclenchant l'obligation de lancer une offre publique (autre que l'offre publique devant être lancée aux termes du *Structure Agreement*),
- les émissions d'obligations ne donnant pas accès au capital de la société.

En cas de désaccord entre EDF et Delmi sur l'un des sujets ci-dessus ou sur une résolution soumise au vote des actionnaires de la société en assemblée générale, le *Shareholders Agreement* prévoit une procédure de règlement : le Président du Conseil d'administration de TdE, l'Administrateur Délégué de TdE ou deux administrateurs de TdE ensemble, convoqueront une réunion du Conseil d'administration de TdE, qui pourra convoquer le cas échéant une assemblée générale pour résoudre le désaccord. Si à la suite de cette réunion, le désaccord persiste, la discussion sera portée devant les Présidents du Conseil d'administration d'EDF et d'AEM Milan, qui pourront avoir recours à des experts pour présenter des solutions. Après la réunion des Présidents du Conseil d'administration d'EDF et d'AEM Milan, le Président du conseil de TdE, l'Administrateur Délégué de TdE ou les deux administrateurs de TdE ensemble, devront convoquer une nouvelle réunion du Conseil d'administration de TdE, qui pourra convoquer le cas échéant une assemblée générale pour résoudre le désaccord. Si aucune solution n'est trouvée, il sera procédé à la dissolution de TdE.

En cas de dissolution de TdE, le liquidateur nommé en application avec le droit italien, procédera à une vente aux enchères des actifs de TdE. EDF et AEM Milan (avec Delmi) pourront chacun participer aux enchères, seuls ou avec des partenaires. Les actifs seront vendus à celui proposant la meilleure offre. EDF et AEM, auront chacun le droit de surenchérir une fois et d'au moins 5 %, sur cette meilleure offre. Si EDF et AEM proposent chacun une surenchère, les actifs seront vendus à celui proposant la plus élevée.

Concernant Edison

Le Conseil d'administration d'Edison sera composé de 12 membres élus par l'assemblée des actionnaires. Ces membres seront les cinq administrateurs de TdE désignés par EDF, les cinq administrateurs de TdE désignés par Delmi et deux administrateurs indépendants, EDF et Delmi en désignant chacun un. Delmi désignera le Président du Conseil d'administration et le Directeur Financier d'Edison (qui pourra également être administrateur), EDF l'Administrateur Délégué et le Directeur Général Opérationnel (qui pourra également être administrateur). Les réunions du Conseil d'administration nécessiteront un quorum de dix membres et les décisions seront prises à la majorité qualifiée de dix membres. Aucun des administrateurs ne dispose de droit de vote prépondérant.

Le Conseil d'administration aura compétence exclusive notamment pour :

- l'approbation des comptes,
- toute décision relative au capital d'Edison (par exemple augmentation/réduction de capital, fusion, scission, etc.),
- l'approbation et la modification du plan d'affaires ou du budget,
- dans la mesure ou cela ne sera pas couvert par le plan d'affaires ou le budget, les acquisitions ou cessions d'actifs ou autres investissements, contrats ou transactions pour un montant total excédant 300 millions d'euros par an.

En cas de désaccord entre EDF et Delmi sur l'un des sujets ci-dessus, le *Shareholders Agreement* prévoit une procédure de règlement : le Président du Conseil d'administration d'Edison, l'Administrateur Délégué d'Edison ou deux administrateurs d'Edison ensemble, convoqueront une réunion du Conseil d'administration d'Edison. Si à la suite de cette réunion, le désaccord persiste, la discussion sera portée devant les Présidents du Conseil d'administration d'EDF et d'AEM Milan, qui pourront avoir recours à des experts pour présenter des solutions ; après la réunion des Présidents du Conseil d'administration d'EDF et d'AEM Milan, le Président du Conseil d'administration d'Edison, l'Administrateur Délégué d'Edison ou les deux administrateurs d'Edison ensemble, devront convoquer une nouvelle réunion du Conseil d'administration d'Edison. Si aucune solution n'est trouvée, il sera procédé à la dissolution de TdE dans les conditions décrites ci-dessus.

Autres dispositions du Shareholders Agreement

Le *Shareholders Agreement* prévoit comme principe fondamental que la gouvernance d'Edison sera déterminée au niveau de TdE exclusivement. Dès lors, EDF, WGRM, AEM Milan et Delmi ont convenu, au titre des actions d'Edison qu'ils détiennent ou pourront détenir en propre (ou au travers de leurs filiales) :

- d'exercer leur droit de vote (ou de s'abstenir de voter ou de participer aux assemblées générales d'Edison), en conformité avec la position de TdE,
- de ne pas utiliser leurs droits d'actionnaires d'une manière qui serait incohérente avec une décision de TdE ou qui serait contraire au principe énoncé ci-dessus, ou encore pour poursuivre leurs propres intérêts.

Dans le cadre des négociations actuelles d'AEM Milan avec d'éventuels partenaires minoritaires au sein de Delmi, il est envisagé que ces partenaires minoritaires puissent disposer du droit de nommer certains des administrateurs de TdE et d'Edison dans le contingent d'administrateurs nommés par Delmi. Il est toutefois entendu que le nombre de ces administrateurs nommés par les actionnaires minoritaires de Delmi sera limité, afin qu'ils ne disposent pas d'un droit de veto au sein des conseils d'administration de TdE et d'Edison. Ainsi, en aucun cas ces actionnaires minoritaires ne pourront être considérés comme exerçant un contrôle conjoint sur TdE ou Edison.

Le *Shareholders Agreement* entrera en vigueur à la date d'acquisition par TdE de l'ensemble des actions Edison détenues par IEB. Il a une durée minimale de trois ans (cinq ans si Edison cesse d'être cotée) et est ensuite renouvelable automatiquement pour la même durée, sauf dénonciation par l'une des parties, auquel cas il est procédé à la dissolution de TdE dans les conditions décrites ci-dessus.

Durant la période initiale de trois ans, aucune des parties ne peut céder sa participation dans TdE à un tiers. Les statuts de TdE contiendront en outre un droit de préemption qui s'appliquera durant toute la vie de la société, mais qui ne joue pas en cas de transfert par WGRM à EDF de l'intégralité de sa participation.

Il sera automatiquement mis fin au *Shareholders Agreement* si EDF, directement ou indirectement à travers de WGRM, ou si AEM Milan indirectement à travers de Delmi, ne détient plus 50 % au moins des droits de vote pouvant être exercés aux assemblées d'actionnaires de TdE ou si Delmi est liquidée. EDF pourra également mettre fin au *Shareholders Agreement* si AEM Milan cesse de détenir la majorité des droits de vote de Delmi ou cesse de désigner la majorité des membres du Conseil d'administration de Delmi. AEM pourra également résilier ce *Shareholders Agreement* si EDF cesse de détenir directement 100 % du capital de WGRM ou si WGRM exerce une quelconque activité substantielle autre que la gestion de sa partipation dans TdE ou Edison.

6.1.3.2.4 Activités d'Edison dans le secteur de l'électricité

Edison occupe — derrière ENEL — la deuxième position sur le marché italien de la production et de la commercialisation d'électricité.

(a) Production

La capacité de production installée du groupe Edison représente environ 14 % de la puissance totale installée en Italie et s'élevait au 31 décembre 2004 à 9,7 GW (dont 50 % d'Edipower) pour une production nette d'électricité de 48 TWh en 2004 (source : Edison).

Cette production inclut 12,4 TWh provenant des capacités de production d'Edipower dont Edison dispose au titre d'un contrat de *tolling* (droit de tirage sur les capacités de production à un prix convenu) en date du 3 septembre 2003. En vertu de ce contrat, Edison bénéficie d'un droit à 50 % des capacités de production thermique existantes et futures d'Edipower entre le 1er janvier 2004 et le 31 décembre 2011. Les 50 % résiduels sont répartis entre Atel (20 %), AEM Milan (20 %) et la société municipale de Turin (« AEM Torino ») (10 %), étant précisé que les contractants sont engagés solidairement à l'égard d'Edipower et seraient, en cas de défaillance de l'un d'entre eux, obligés d'acheter la quantité d'énergie revenant au contractant défaillant à hauteur de leur quote-part respective.

Edipower est une société détenue par Edison (40 %), AEM Milan (16 %), Atel (16 %), AEM Turin (8 %), et les banques Unicredito Italiano (10 %), Interbanca (5 %) et The Royal Bank of Scotland (5 %). Elle a été constituée, pour l'acquisition, le 31 mai 2002, d'Eurogen, société de production mise en vente par ENEL dans le cadre de l'ouverture du marché italien de la production. Edipower dispose d'une capacité de production de 7,4 GW.

Les capacités de production d'Edison sont principalement mobilisées pour répondre aux besoins de base et semi-base du marché italien. Edison a recours aux importations et aux autres producteurs et négociants italiens pour couvrir le solde de

ses besoins (3,5 TWh en 2004). Un tel recours a été réduit de plus de la moitié par rapport à 2003 et a été largement compensé par un recours croissant aux capacités de production d'Edipower.

Le parc de production d'Edison (incluant sa part dans Edipower) dans l'Union Européenne est le suivant :

	CAPACITÉ INSTALLÉE 2004 DU GROUPE EDISON (MW)			
	EDISON[1]	EDIPOWER (50 % D'EDIPOWER)[2]	TOTAL	%
Thermoélectrique	4 575	3 314	7 889	80,8
Hydroélectrique[3]	1 240	391	1 631	16,7
Eolien	240	—	240	2,5
Total	**6 055**	**3 705**	**9 760**	**100,0**

(1) Source : Edison
(2) Estimations EDF
(3) Ne comprend pas 130 MW situés en Suisse

En 2004, la production d'Edison (et d'Edipower) à partir de leur parc situé dans l'Union Européenne se répartit comme suit :

	PRODUCTION 2004 DU GROUPE EDISON (TWH)			
	EDISON[1]	EDIPOWER (50 % D'EDIPOWER)[2]	TOTAL	%
Thermoélectrique	31,9	11,3	43,2	90,0
Hydroélectrique	3,3	1,1	4,4	9,2
Eolien	0,4	—	0,4	0,8
Total	**35,6**	**12,4**	**48,0**	**100,0**

(1) Source : Edison
(2) Estimations EDF

Edison a engagé un programme d'investissements portant sur le développement de son parc de production :

- Développement de 3,4 GW de capacités nouvelles par la construction de centrales à cycle combiné gaz. Edison développe cinq nouvelles centrales, dont quatre sont en cours de construction, en s'appuyant sur ses propres compétences d'ingénierie et celles d'EDF, avec pour objectif d'assurer la montée en capacité de son parc à environ 14 GW (dont part d'Edipower) à horizon 2010. A ces capacités viennent s'ajouter environ 200 MW d'éolien.
- Modernisation et renforcement de puissance (« repowering ») d'une partie de la capacité du parc d'Edipower et des centrales CIP6/92. Concernant Edipower, ce programme industriel comprend la conversion de tranches thermiques au fioul en cycles combiné gaz. Edison pourra profiter des effets de ce programme de « repowering » sur les capacités de production d'Edipower dans le cadre du contrat de *tolling* du 3 septembre 2003.

Le parc hydroélectrique d'Edison et d'Edipower est exploité selon un régime de concessions attribuées par les autorités italiennes pour une période de temps limitée. Les concessions relatives à ce parc doivent, à ce jour, être renouvelées entre 2008 et 2020.

Le décret Bersani, qui fixait les modalités et délais de renouvellement des concessions hydrauliques italiennes, prévoyait notamment l'attribution d'un droit de préférence au concessionnaire sortant en présence d'offres équivalentes.

En janvier 2004, la Commission européenne a estimé que les modalités d'attribution et de renouvellement des concessions prévues par le décret Bersani étaient contraires au droit européen de la concurrence. Le parlement italien a donc adopté en 2005 une loi autorisant le gouvernement italien à modifier par décret les dispositions litigieuses. Le gouvernement italien pourrait ainsi remettre en cause l'attribution d'un droit de préférence au concessionnaire sortant et pourrait modifier les dates d'expiration actuelles des concessions bénéficiant aux différents acteurs du marché.

(b) Commercialisation

Edison a commercialisé 16 % (51,5 TWh, dont 48 TWh de production et 3,5 TWh d'achats sur le marché de gros italien et à l'import) de l'électricité sur le marché italien en 2004. Les ventes d'Edison se répartissent comme suit :

- 23,3 TWh sur les marchés (Acheteur Unique, grossistes, clients finaux)
- 5,3 TWh directement à des clients finaux au terme de contrats long terme (principalement production d'électricité sur le site du client dans une centrale construite par Edison), et
- 22,9 TWh au titre des contrats de vente CIP6/92.

L'activité de commercialisation d'Edison est concentrée sur les clients entreprises et les PME/PMI. Concernant les clients professionnels et résidentiels, Edison envisage de développer une offre duale électricité/gaz aux clients gaz des régies municipales avec lesquelles il a conclu une alliance (voir paragraphe 6.1.3.2.5 ci-dessous).

6.1.3.2.5 Activités d'Edison dans le secteur du gaz

Edison occupe après ENI et ENEL la troisième position sur le marché italien pour l'approvisionnement et la commercialisation du gaz, avec une part de marché de 14 % en 2004 (source : Edison).

En 2004, Edison a acheté pour 12,1 Gm^3 de gaz, auxquels viennent s'ajouter 1,3 Gm^3 de production propre (dont 1 Gm^3 en Italie) et 0,3 Gm^3 de variations de stocks. Sur les 12,4 Gm^3 d'achats, 2 Gm^3 sont fournis par ENI directement pour alimenter les centrales d'Edison, 3,7 Gm^3 sont achetées sur le marché de gros italien, essentiellement auprès d'ENI et 6,7 Gm^3 sont des importations (dont 2,3 Gm^3 en provenance d'Algérie et de Libye, 1,8 Gm^3 en provenance de Russie et 1,8 Gm^3 en provenance de Norvège, au titre de contrats long terme dont la plupart détenus historiquement par l'ENI).

En 2004, Edison a consommé 8,3 Gm^3 de gaz dans sa propre centrale et a vendu 1,7 Gm^3 de gaz à des clients industriels, 3,2 Gm^3 à des clients professionnels et résidentiels et 0,3 Gm^3 hors d'Italie.

L'importance des quantités de gaz auto-consommées par Edison est due au fait que le gaz est la source principale de sa production d'électricité en raison de l'abandon progressif du fioul lourd.

La sécurisation à moyen et long termes de l'approvisionnement en gaz constitue en conséquence un enjeu majeur pour Edison. Ainsi, le groupe participe au développement d'un terminal Gaz Naturel Liquéfié (« GNL ») à Rovigo (8 Gm^3/an) qui sera réalisé d'ici 2008 à travers une société commune avec ExxonMobil (45 %) et Qatar Petroleum (45 %), Edison détenant les 10 % restants. L'accord conclu en mai 2005 avec les deux partenaires donne à Edison un accès à un volume de gaz annuel de 6,4 Gm^3 pendant une durée de 25 ans.

Par ailleurs :

- Edison a conclu en 2003 un accord avec la société Sonatrach visant à sécuriser l'importation de 4 Gm^3/an de gaz naturel algérien à partir de fin 2006. Cet accord est conclu sous condition suspensive de la disponibilité des capacités de transport nécessaires qui sont contrôlées par ENI.
- Edison participe, à hauteur de 18 %, au consortium GALSI regroupant également Sonatrach (36 %), ENEL (13,5 %), Wintershall AG (13,5 %) et groupe Hera, qui conduit des études de faisabilité concernant la construction du nouveau gazoduc destiné à relier l'Algérie, la Sardaigne et l'Italie.
- Edison mène avec DEPA (la compagnie historique de gaz grecque) des études de faisabilité relatives à la construction d'un nouveau gazoduc destiné à relier la Grèce et l'Italie (IGI Interconnector Greece-Italy) pour une capacité de 8 à 10 Gm^3 par an.

A moyen terme, l'Italie pourrait devenir un pays de transit pour le transport et l'acheminement du gaz entre le Sud et le Nord. Dans cette perspective Edison poursuit son développement et sa consolidation dans l'acheminement du gaz afin de réduire sa dépendance vis-à-vis d'ENI et d'améliorer la compétitivité de ses approvisionnements.

Edison mène ses activités de commercialisation au travers de trois canaux de commercialisation :

- Pour les clients entreprises les plus importants, Edison emploie ses propres forces de ventes ;
- Pour les clients PME/PMI, Edison a principalement recours à des agents commerciaux ;
- Pour les clients professionnels et résidentiels, Edison a principalement formé des alliances avec des régies municipales qui se fournissent en gaz auprès d'Edison :
  - Blumet (dont Edison détient 19,7 % du capital), qui dessert 250 000 clients en Emilie Romagne ;
  - ETA3 (dont Edison détient 33 % du capital), qui dessert 86 000 clients en Toscane ;
  - Estgas (dont Edison détient 22 % du capital), qui dessert 210 000 clients dans la région de Frioule, Venise et Julie ;
  - Prometeo (dont Edison détient 21 % du capital), qui dessert 126 000 clients dans les Marches.

Edison entend développer ce type d'alliances.

6.1.3.2.6 Eléments financiers d'Edison

(a) Évolution des résultats

(Figure ci-dessous un extrait du Rapport annuel 2004 d'Edison, dont sont issus les indicateurs financiers mentionnés)

Activités électricité et gaz

L'augmentation en volumes des ventes d'électricité (+14,3 %) et de gaz naturel (+13,7 %) réalisée par les activités électricité et gaz du Groupe ont généré une augmentation du chiffre d'affaires net de 527 millions d'euros en 2004, soit +10,3 % par rapport à 2003.

La marge opérationnelle brute (*margine operativo lordo*) s'est élevée à 1 226 millions d'euros en 2004, contre 1 087 millions d'euros en 2003, soit une augmentation de 139 millions d'euros (+12,8 %). La marge opérationnelle nette (*risultato operativo*) s'est élevée à 592 millions d'euros en 2004, contre 439 millions d'euros en 2003, soit une augmentation de 34,9 %.

Ces résultats reflètent la performance élevée des activités industrielles, affichant une augmentation significative des ventes d'électricité et de gaz naturel.

Les activités électricité et gaz du Groupe ont généré fin 2004 un résultat avant impôt et éléments exceptionnels (*risultato prima delle imposte e dei componenti straordinari*) de 342 millions d'euros, soit plus du double par rapport à 2003 (167 millions d'euros). Ces améliorations ont été rendues possibles en partie par une réduction des frais financiers résultant d'une réduction de l'endettement, d'une amélioration de la structure de l'endettement et d'une diminution du coût de la dette du fait de l'amélioration de la notation financière. Le résultat net (*utile/perdita d'esercizio di comptenza del Gruppo*) s'est élevé à 132 millions d'euros, en diminution par rapport à 2003 (339 millions), exercice au cours duquel ce poste avait bénéficié d'éléments exceptionnels non récurrents (vente des réserves de gaz WDDM en Egypte) pour un montant net de 320 millions d'euros.

Autres activités

Ingénierie

En 2004, la rentabilité des activités d'ingénierie était, dans l'ensemble, comparable à celle enregistrée en 2003, en dépit d'une diminution du chiffre d'affaires net (*ricavi netti*) et de la marge opérationnelle nette imputable au taux de change défavorable du dollar américain. Le chiffre d'affaires net s'est élevé à 802 millions d'euros (-9,3 %) et la marge opérationnelle brute à 24 millions d'euros en 2004, soit une diminution d'environ 4 millions d'euros par rapport à 2003. A l'inverse, la situation financière nette (*indebitamento finanziario netto*) a progressé de 55 millions d'euros (+40,4 %), passant de 136 millions d'euros au 31 décembre 2003 à 191 millions d'euros au 31 décembre 2004.

La faiblesse du dollar américain a également eu des répercussions sur le carnet de commande, dont la valeur a diminué à 568 millions d'euros au 31 décembre 2004. Cependant, ce montant ne reflète pas la valeur des contrats qui ont déjà été signés mais qui n'ont pas encore été mis en œuvre, comme une commande à Yanbu (en Arabie Saoudite) et le terminal GNL à Brindisi, qui représentent une valeur totale d'environ 337 millions d'euros.

Eau

Les activités dans le secteur de l'eau ont généré une marge opérationnelle brute supérieur à 4 millions d'euros fin 2004, ce qui constitue une amélioration significative par rapport aux résultats enregistrés en 2003.

Résultats du Groupe

Le Groupe Edison a clôturé l'année 2004 par un chiffre d'affaires net de 6 497 millions d'euros, soit une amélioration de 3,3 % par rapport à l'année 2003. Grâce à une bonne performance à la fois des activités électricité et gaz et des activités hors électricité et gaz, le résultat avant impôt et éléments exceptionnels s'élève à 380 millions d'euros en 2004 (contre 111 millions d'euros en 2003), la marge opérationnelle brute a augmenté de 13,7 %, passant à 1 254 million d'euros en 2004 (contre 1 103 millions d'euros en 2003), et la marge opérationnelle nette a augmenté de 48,2 % pour atteindre 615 millions d'euros en 2004 (contre 415 millions d'euros en 2003).

Le Groupe a clôturé l'année 2004 avec un bénéfice net (*utile/perdita d'esercizio di competenza del Gruppo*) de 155 millions d'euros, contre 144 millions d'euros au 31 décembre 2003, lorsque le Groupe avait enregistré 300 millions d'euros de résultats nets exceptionnels.

L'endettement net (*indebitamento finanziario netto*) du Groupe a diminué de 288 millions d'euros, passant de 4 143 millions d'euros au 31 décembre 2003 à 3 855 millions d'euros au 31 décembre 2004. Les flux de trésorerie générés par les activités électricité et gaz du Groupe, nets des dépenses d'investissement et des frais financiers, constitue la principale raison de l'amélioration de la situation financière nette du Groupe.

(b) Renforcement de la structure financière d'Edison

A la fin 2001, le groupe Edison présentait un endettement net (*indebitamento finanziario netto*) de 13,5 milliards d'euros.

Edison a en conséquence poursuivi un programme de renforcement de sa structure financière, au travers :

- d'une augmentation de capital de 2,1 milliards d'euros effectuée entre mars et mai 2003, souscrite par IEB à hauteur d'un milliard d'euros,
- d'un programme de cession d'actifs de 9 milliards d'euros pour se recentrer sur les métiers de l'énergie, initié dès 2002,
- d'émissions obligataires pour un montant total de 2,6 milliards d'euros, dont 1,4 milliards d'euros à échéance 2007 et 700 millions d'euros à échéance 2010 et 500 millions d'euros à échéance 2011.

Par ailleurs, au 31 décembre 2004, Edison bénéficiait de lignes de crédit confirmées non-utilisées pour un montant total de 1,6 milliards d'euros à échéance 2009.

Au 31 décembre 2004, Edison a pratiquement achevé son programme de cession d'actifs à hauteur des 9 milliards d'euros envisagés. A cette date, les activités non liées à l'énergie (ingénierie, traitement et distribution d'eau), représentaient encore 12,5 % du chiffre d'affaires consolidé. La cession de la filiale d'ingénierie Tecnimont du groupe devrait intervenir d'ici la fin de l'année 2005.

A ce jour, le programme de renforcement de la structure financière d'Edison lui a permis de réduire sa dette nette au 31 décembre 2004 à 3,85 milliards d'euros pour des fonds propres de 5,4 milliards d'euros. Le renforcement de la structure financière d'Edison a permis d'allonger la maturité moyenne de sa dette d'un an et demi à fin 2001 à 4 ans à fin 2004. Il est à noter qu'à compter de 2005, Edison devra consolider, en application des mesures IFRS, 50 % de la dette d'Edipower, soit un impact d'environ 1,1 milliards d'euros sur la base de la dette d'Edipower au 31 mars 2005. Par ailleurs, les banques actionnaires d'Edipower disposent d'une option de vente à Edison de leurs actions Edipower portant sur 10 % du capital exerçable à compter de 2007 et valorisée dans les engagements hors-bilan d'Edison au 31 décembre 2004, à 223 millions d'euros.

(c) Fin des contrats CIP6/92

Les contrats de vente CIP6/92 d'Edison conclus avec le GRTN ont une durée de 15 ans et viennent à échéance entre décembre 2007 et 2016. Ces contrats constituent un élément important de la rentabilité d'Edison, de par :

- leur tarif de vente attractif au regard des prix moyens de marchés ;
- la priorité d'appel des centrales ;
- la présence d'un complément de rémunération sur les 8 premières années du contrat.

En 2004, les contrats CIP6/92 ont contribué à 55 % de la marge opérationnelle brute d'Edison.

La disparition progressive du complément de rémunération d'ici à 2009, puis des contrats CIP6/92 eux-mêmes d'ici à 2017, présente pour Edison un enjeu en termes de marge et de débouchés. Edison estime qu'en 2008 les contrats CIP6/92 ne représenteront plus que 25 % de la marge opérationnelle brute du groupe. En conséquence, Edison a engagé, depuis plusieurs années, une adaptation de son outil industriel (développement de nouveaux cycles combinés gaz, réduction de la dépendance par rapport à ENI pour l'approvisionnement en gaz, programme de repowering des centrales CIP6/92) et de sa politique commerciale (développement de la clientèle entreprises et PME/PMI et alliances avec des régies municipales, visant notamment à la fourniture d'offres duales gaz/électricité pour la clientèle professionnelle et résidentielle). Les dépenses d'investissement des années 2005-2008, seront principalement couvertes par la marge opérationnelle brute générée par les contrats CIP6/92 (source : EDF).

6.1.3.3 Fenice

En octobre 2001, le Groupe EDF a acquis 100 % de la société Fenice dans le cadre de la restructuration du groupe Fiat. Fenice regroupe des installations de production électrique, des réseaux électriques et des actifs environnementaux associés aux sites industriels du groupe Fiat.

En 2004, Fenice a réalisé un chiffre d'affaires contributif de 454 millions d'euros (dont 51,2 millions d'euros en Espagne et en Pologne), en stabilité par rapport à 2003. Le groupe a comptabilisé une perte nette de 41 millions d'euros en 2004 après une perte nette de 137 millions d'euros en 2003.

Fenice a engagé fin 2003 un plan de réduction des coûts sur la période 2004-2006. Ce plan, qui concerne principalement la maintenance des installations, les coûts de main d'œuvre et les achats a permis de dégager dès 2004 des gains de productivité significatifs.

Au 31 décembre 2004, le Groupe Fenice employait 1 830 salariés.

6.1.3.3.1 Activités de Fenice dans le secteur de l'énergie

Fenice intervient principalement dans le domaine de la gestion externalisée et l'exploitation de centrales de co-génération, de postes électriques, de centrales thermiques avec production de vapeur et d'eau surchauffée pour usage industriel ou chauffage de locaux, de centrales de production de froid, d'unités de production d'air comprimé et de réseaux de distribution internes en électricité, chaud ou froid, air comprimé et gaz industriels.

En termes d'actifs énergétiques, Fenice possédait, au 31 décembre 2004 :

- 26 installations de production combinée d'énergie électrique d'une puissance de 282 MW et d'énergie thermique d'une puissance de 525 MWth,
- 114 installations de production de vapeur d'eau surchauffée et d'eau chaude (7 900 MW), et
- 43 centrales de production d'air comprimé (920 000 m^3/h).

Par ailleurs, Fenice exploitait et entretenait 6 centrales de production à cycle combiné en « CIP 6/92 » pour le compte de tiers (500 MW au total).

Ces activités ont représenté 86 % du chiffre d'affaires 2004 de Fenice en Italie.

Les relations commerciales avec le groupe Fiat contribuent à hauteur de 78 % au chiffre d'affaires de Fenice en raison de la localisation de ses actifs et des liens historiques avec le groupe Fiat.

Le principe du maintien et du développement des relations industrielles et commerciales avec le groupe Fiat a été fixé lors de la cession de Fenice à EDF. Le groupe Fiat a ainsi conclu avec Fenice en 2002 des contrats de prestation de services d'une durée minimale de 8 ans qui ont entraîné des transferts d'actifs à Fenice. A l'issue de cette période de 8 ans, Fiat s'est engagée à racheter à Fenice l'ensemble des actifs utilisés au titre desdits contrats pour un montant correspondant à la part non-amortie de ces actifs. Ceci compenserait en grande partie la réduction des *cash flows* futurs de Fenice. Le personnel correspondant serait retransféré à Fiat.

Depuis son acquisition par le Groupe EDF, Fenice a initié une politique de diversification de sa clientèle. Ainsi, Fenice propose à des clients autres que Fiat des offres de cogénérations industrielles et des offres élargies en matière de services environnementaux tout en cherchant à favoriser le renouvellement de ses contrats de prestations de services avec Fiat dont 50 % arrivent à échéance entre 2008 et 2010.

6.1.3.3.2 Autres activités de Fenice

- Environnement : Fenice intervient notamment dans la conception, la construction et l'exploitation de centrales de traitement de déchets solides et liquides, d'usines de traitement des eaux industrielles primaires et secondaires, de systèmes de collecte, sélection et dans l'évacuation des déchets industriels, de plate-formes de pré-traitement des déchets et îlots écologiques et d'usines d'incinération avec génération d'électricité ou de chaleur. Ces activités ont représenté 11 % du chiffre d'affaires 2004 de Fenice en Italie.
- Services écologiques : analyses certifiées ISO-9000-EN45001, audits et tests environnementaux de sites, conseils en certification environnementale, planification et tests d'impacts environnementaux de projets, mise en oeuvre de systèmes de contrôle environnemental sur site et à distance et assistance juridique spécialisée. Ces activités ont représenté environ 3 % du chiffre d'affaires 2004 de Fenice en Italie.

6.1.3.4 EDF Energia Italia

EDF Energia Italia (« EEI ») est une société spécialisée dans la commercialisation d'électricité aux clients éligibles italiens. En 2004, EEI a vendu 7,7 TWh d'énergie pour un chiffre d'affaires contributif de 430 millions d'euros.

EEI a été créée dans le cadre d'une stratégie d'EDF d'accompagnement de ses grands clients en Europe. Les clients industriels constituent la part essentielle de son portefeuille (environ 40 clients représentant 350 sites en 2004).

EEI importait, notamment de France, une part importante de l'électricité qu'elle commercialise. L'évolution en 2004 du cadre réglementaire italien qui a mis un terme à la possibilité d'approvisionnement privilégié d'EEI auprès EDF l'a conduit en 2005 à s'approvisionner essentiellement sur le marché italien à des prix plus élevés.

Le portefeuille de clients d'EEI est complémentaire de celui d'Edison.

6.1.3.5 SIRAM (groupe Dalkia)

Les activités de services énergétiques de SIRAM regroupent la gestion thermique et multitechniques, la gestion des utilités et des fluides industriels, l'exploitation des réseaux de chauffage et de froid urbain. SIRAM propose également des services de facility management. Les principaux clients de SIRAM sont les collectivités publiques (administrations, collectivités locales, hôpitaux), des industriels et des entreprises tertiaires ou commerciales.

En 2004, SIRAM a réalisé un chiffre d'affaires de 620 millions d'euros, la positionnant en leader sur le marché des services énergétiques en Italie. (Source : EDF)

SIRAM emploie 2 544 salariés au 31 décembre 2004.

6.1.4 RESTE DE L'EUROPE

6.1.4.1 Pays d'Europe centrale et orientale

Présence du Groupe dans les pays d'Europe centrale et orientale

Le Groupe est présent dans trois pays d'Europe centrale et orientale (PECO) : la Pologne (production d'électricité, cogénération), la Hongrie (cogénération, distribution) et la Slovaquie (distribution).

Par ailleurs, EnBW dispose de participations minoritaires en Pologne (production d'électricité, cogénération et distribution de chaleur), Hongrie (production d'électricité, distribution) et République Tchèque (distribution d'électricité, cogénération). Le Groupe EDF est également présent dans ces pays à travers sa filiale Dalkia International, principalement dans le domaine de la cogénération adossée aux grands réseaux urbains de chaleur.

Environnement de marché

Les PECO constituent une zone stable politiquement, bénéficiant d'un contexte macro-économique favorable avec une croissance supérieure à la moyenne européenne, une diminution de l'inflation, et une baisse sensible de la pression

fiscale. Cette zone est en voie d'intégration dans le marché européen de l'électricité, intégration accélérée depuis l'adhésion de la Pologne, la Hongrie, la République Tchèque et la Slovaquie à l'Union Européenne.

EDF estime que les prix sur les marchés polonais, tchèques, slovaques et hongrois devraient progressivement, avec des rythmes qui leur seront propres, s'aligner sur ceux du marché allemand. Ce sont par ailleurs des pays où la privatisation de certains acteurs du marché est encore en cours (production en Slovaquie et distribution en Pologne par exemple).

Ces marchés présentent certaines similitudes : les actifs de transports sont détenus par l'Etat, la concurrence est à l'état embryonnaire et l'ouverture réelle du marché final est très éloignée de l'ouverture théorique. Des spécificités existent cependant : l'opérateur historique public est resté largement intégré verticalement en République Tchèque, et il existe une ouverture conséquente du marché de gros en Pologne.

Perspectives d'avenir

EDF considère que les PECO constituent un relais de croissance potentiel à moyen terme dans le cadre de la fin des programmes de privatisation déjà engagés et à plus long terme dans le cadre du renouvellement et du développement des parcs de production.

A court terme, la stratégie du Groupe EDF dans cette zone est de recentrer ses positions actuelles sur un noyau dur pérenne pouvant constituer une base future de développement, continuer à améliorer les performances de ses filiales et développer des synergies entre elles. Des opportunités sont offertes par l'ouverture des marchés qui est renforcée par l'adhésion de ces pays à l'Union Européenne (possibilités d'intégration commerciale, amorce de commerce trans-frontalier de l'énergie lié à la fin des monopoles d'import-export).

6.1.4.1.1 Pologne

Le marché de l'électricité polonais

Avec 38,6 millions d'habitants, la Pologne est le plus grand pays d'Europe centrale. Elle dispose d'une capacité installée de 35 GW. La consommation finale représente 113 TWh en 2004 (correspondant à des ventes de 106 TWh et à de l'autoproduction pour 7 TWh) pour une production brute de 154 TWh (Source : Agencja Rynku Energii SA). La Pologne est actuellement structurellement exportatrice, pour des quantités d'environ une dizaine de TWh (jusqu'à l'horizon 2010 en fonction des contraintes environnementales). La politique énergétique à long terme adoptée par le Gouvernement polonais est fondée sur l'hypothèse que la consommation devrait croître de 2,5 % par an sur la période 2005-2030, ce qui implique un doublement de la demande sur la période.

EDF estime que les niveaux de prix actuellement observés (en moyenne de 28,5 euros/MWh pour la base en 2004), sont appelés à remonter à court terme sous l'effet d'un durcissement des contraintes réglementaires liées à l'environnement (nouveaux investissements de dépollution voire création de nouvelles capacités) et d'un accroissement du prix des combustibles. Le différentiel existant avec les prix du marché allemand devrait donc se réduire et, à terme, disparaître.

Ouverture du marché polonais de l'électricité

(a) Production électrique

Le marché de la production électrique est composé à ce jour d'un secteur destiné à rester sous contrôle public (principalement les sociétés BOT et PKE) représentant 65 % de l'électricité vendue sur le marché de gros, et d'un secteur privé (qui comprend des centrales déjà privatisées, notamment Elektrownia Rybnik SA (« ERSA ») pour EDF et Polaniec pour Electrabel, et trois sociétés en cours de privatisation) représentant 35 % de l'électricité vendue sur le marché de gros.

La production cogénérée a été presque totalement privatisée (les acteurs principaux étant notamment EDF, Vattenfall, SNET, Dalkia). Ces sociétés assurent au niveau national l'offre concurrentielle d'électricité cogénérée, et au niveau local la fourniture de chaleur, souvent monopolistique et régulée, des réseaux de chauffage urbain.

La production d'énergie renouvelable, encore embryonnaire, est principalement assurée aujourd'hui par le parc hydraulique de PSE-SA (opérateur public) et de certains distributeurs.

(b) Le marché de gros

Le marché de gros est réparti en trois segments (électricité normale « noire », électricité cogénérée « rouge », électricité issue de sources renouvelables « verte ») et est largement ouvert à la concurrence (60 % environ de la production totale d'électricité vendue sur ce marché peut être achetée par des opérateurs non publics), laquelle s'exerce séparément sur chacun des trois segments. En vertu de la réglementation existante, des obligations d'achat imposent aux commercialisateurs finals de s'approvisionner selon un mix énergétique intégrant de l'électricité cogénérée (13,7 % en 2005, 16 % en 2010) et de l'électricité « verte » (3,1 % en 2005, 9 % en 2010).

En ce qui concerne les 40 % résiduels du marché de gros, ils correspondent à des contrats à long terme liant l'ancien opérateur du système PSE (acheteur unique de 1991 à 1998) à certains producteurs ; ces contrats PPA, signés à la fin des années 90, devraient soit venir à échéance, pour la plus grande partie entre 2008 et 2013, soit faire l'objet d'une résiliation contre indemnisation, conformément à un projet de loi en cours de discussion au Parlement polonais. Ce projet, en conformité avec les règles européennes, prévoit une compensation du manque à gagner de producteurs dont

le PPA serait résilié par anticipation. Cette compensation serait versée en partie en numéraire et en partie en titres de restructuration (titres obligataires émis sur le marché international). Le Parlement polonais ne devrait pas se prononcer sur le texte de ce projet de loi avant l'automne 2005.

(c) Commercialisation-distribution

Le seuil d'éligibilité est de 1 GWh depuis le 1er janvier 2004, correspondant à une ouverture théorique de 59 % de la consommation totale d'électricité. En conformité avec la réglementation européenne, cette ouverture du marché de la commercialisation sera totale en 2007. L'ouverture réelle est encore très faible (5 % environ), en raison du poids conservé par les opérateurs historiques restés publics et par le rôle prépondérant des PPA.

Les sociétés de distribution/commercialisation d'électricité, déjà privatisées, représentent 15 % du marché (Vattenfall et RWE) ; les 85 % restant le seront à partir du dernier trimestre 2005, 6 groupements de distribution (représentant chacun de 6 à 19 % du marché) devant être mis progressivement en vente. La séparation juridique des activités de distribution et de commercialisation n'est prévue qu'à l'échéance 2007.

Les nouveaux acteurs de la commercialisation sont au nombre d'une vingtaine et sont liés à des producteurs ou à des distributeurs. Ainsi le Groupe EDF commercialise la production d'électricité de l'ensemble de ses filiales par l'intermédiaire d'une société dédiée, EVEREN, principalement aux distributeurs et marginalement à des clients éligibles jugés stratégiques pour le Groupe (grands comptes).

PSE Energia est la société filiale de la holding PSE-SA (holding issue du PSE) en charge d'activités de commerce (au travers des PPA et d'exportation) et de production/services système et énergies renouvelables (hydraulique, éolien).

(d) Transport

PSE Operator (société filiale de PSE-SA) est le gestionnaire du réseau de transport (opérationnel depuis l'adhésion de la Pologne à l'Union Européenne, le 1er mai 2004).

Activités du Groupe EDF en Pologne

Par le contrôle direct de 4 sociétés de production, EDF détient 12 % de parts de marché dans la production, se décomposant en 28 % du marché de l'électricité cogénérée et 9 % du marché de l'électricité « noire ». EDF est ainsi le troisième producteur polonais après les deux groupes publics BOT et PKE.

En outre, avec ses centrales de cogénération, EDF détient aussi environ 20 % de parts de marché de la production centralisée de chaleur en Pologne (c'est-à-dire livrée aux réseaux de chauffage urbain).

Cette activité se décompose aussi entre secteur ouvert à la concurrence et secteur non ouvert à la concurrence :

- Activités ouvertes à la concurrence :
  - production d'électricité et d'électricité cogénérée, par les sociétés ERSA, Kogeneracja, EC Wybrzeze (80 % de l'électricité produite par le Groupe en Pologne) ;
  - commercialisation de cette électricité (principalement marchés de gros, marginalement auprès des clients éligibles) par la société EVEREN ;
  - achat groupé de charbon par la société ENERGOKRAK.
- Activités non ouvertes à la concurrence :
  - production d'électricité sous contrat à long terme (au total 20 % de l'électricité produite par le Groupe en Pologne), électricité non ouverte à la concurrence par EC Zielona-Gora (filiale contrôlée par Kogeneracja) et électricité cogénérée par ECK ;
  - production et vente de chaleur aux réseaux urbains par Kogeneracja, ECK, EC Wybrzeze, EC Zielona-Gora.

Le Groupe est principalement présent dans les quatre filiales principales suivantes :

- Le Groupe contrôle le cogénérateur EC Wybrzeze de la region de Gdansk. En 2004, l'outil de production fonctionnant principalement au charbon a produit 1,6 TWh d'électricité et 3,5 TWh de chaleur. ECW dispose d'une capacité électrique installée de 353 MW.
- Le Groupe contrôle la société de production d'électricité ERSA dans la région de Rybnik. La capacité installée est de 1 775 MW, et la production d'électricité en 2004 a été de 10 TWh.
- Le Groupe contrôle également le cogénérateur de la ville de Cracovie ECK. En 2004, les centrales au charbon d'ECK ont produit 1,8 TWh d'électricité et 2,4 TWh de chaleur. ECK dispose d'une capacité electrique installée de 460 MW. ECK vend sa production à PSE via un contrat long terme (PPA) expirant en 2012.
- Le Groupe est actionnaire de Kogeneracja (49,82 % conjointement avec EnBW et ECK), cogénérateur de la région de Wroclaw-Czechnica. En 2004, Kogeneracja a produit 1,27 TWh d'électricité et 2,54 TWh de chaleur. Sa capacité de production électricité installée est de 398 MW. Ce cogénérateur détient 74,6 % de la société de production d'électricité et de chaleur EC Zielona Gora. Cette dernière, au travers d'un cycle combiné au gaz

naturel mis en service commercial en août 2004, vendra 1,36 TWh d'électricité par an à PSE via un contrat long terme expirant en 2004.

Le graphique ci-dessous présente la structure des filiales et participations du Groupe EDF en Pologne.

Perspectives d'avenir

L'accroissement de la demande, conjugué avec les déclassements d'un parc de production accélérés par la contrainte environnementale rendront nécessaire la mise en œuvre d'un important programme de développement de nouvelles capacités (35 GW installés aujourd'hui, autant à mettre en service sur la période 2010-2025).

La situation du marché polonais de l'électricité offre au Groupe des perspectives d'évolution vers l'aval (distribution/commercialisation) autour de son portefeuille d'actifs recentré dans les métiers de la production.

6.1.4.1.2 Hongrie

La Hongrie dispose actuellement d'une capacité totale installée de 8,3 GW. La consommation hongroise représente 41 TWh pour une production de 34 TWh. La Hongrie est donc importatrice d'électricité.

Ouverture du marché de l'électricité hongrois

Le secteur électrique hongrois a été profondément restructuré en 1992. Il est passé d'une structure monopolistique avec la société d'Etat MVM (Magyar Villamos Müvek) à un marché composé de plusieurs acteurs constitué de sociétés publiques et privées, dans le domaine de la production et de la distribution d'électricité.

(a) Production

Seule la centrale nucléaire de Paks (d'une puissance de 1 866 MW), quelques centrales hydrauliques et thermiques de taille modeste ainsi que les centrales destinées à assurer les services du réseau sont encore détenues par MVM. Au travers de ces contrats, l'Etat contrôle environ 40 % de la production. Les autres centrales, qui fonctionnent principalement au gaz et au lignite, sont détenues par des investisseurs privés.

Electrabel est le plus gros producteur indépendant d'électricité avec 26 % de la capacité installée, suivi par AES avec 15 %, RWE avec 10 % puis Atel et EDF avec 5 % chacun.

Les producteurs indépendants ont la possibilité de vendre l'énergie sur le marché de gros. Cependant la plupart d'entre eux ont signé des contrats long terme (PPA) avec MVM, qui assure par ce biais les besoins en électricité du service public. MVM contrôle ainsi 85 % de la puissance installée.

(b) Commercialisation

Le marché hongrois de la commercialisation d'électricité est libéralisé depuis le 1er juillet 2004 à l'exception des clients résidentiels. Ces derniers deviendront éligibles à compter du 1er juillet 2007.

En pratique toutefois, l'ouverture du marché est limitée, notamment pour les deux raisons suivantes :

- la quantité d'énergie libre sur le marché reste faible car la majeure partie de l'électricité produite est vendue au travers des contrats long terme (PPA) conclu avec MVM ;
- les capacités d'interconnexion restent limitées et les prix de passage des frontières élevés.

Seule une baisse importante des tarifs d'interconnexion conjuguée à une diminution du nombre de PPA (par exemple arrivée à échéance) pourrait relancer la concurrence sur le marché de gros et inciter les clients à quitter le service public.

(c) Transport et distribution

La Hongrie a été le premier pays des PECO à mener à bien un programme de privatisation de sociétés régionales de distribution. Six d'entre elles sont aujourd'hui contrôlées par des investisseurs internationaux (E.On, RWE, EDF et EnBW). E.On détient 46 % des parts de marché, suivi par RWE (39,5 %) et EDF (14,5 %).

Le réseau de transport de l'électricité appartient à MVM et le gestionnaire du réseau est MAVIR Rt, société détenue par l'Etat.

Activité du Groupe EDF en Hongrie

En Hongrie, le Groupe développe ses activités dans la production, la commercialisation et la distribution, en s'appuyant sur trois filiales principales : BERt, DÉMÀSZ et D-ENERGIA.

- BERt. EDF détient 95,6 % de cette société de production d'électricité et de chaleur par cogénération implantée dans la région de Budapest (les autres actionnaires sont le Ministère de l'Economie et la municipalité de Budapest). En 2004, BERt a vendu pour 1,11 TWh d'électricité soit 36 % de la production électrique hongroise) pour une puissance installée de 417 MW et 1,6 TWth de chaleur dans ses trois principales centrales. Son chiffre d'affaires (tel que publié par BERt et contributif) sur l'exercice 2004 a été de 144 millions d'euros. BERt commercialise la majeure partie (83 %) de l'électricité produite par ses centrales à MVM via trois contrats de fourniture de type « PPA ». Le PPA de la centrale de Kelenföld arrive à échéance en 2011 et ceux des centrales de Ujpest et Kispest respectivement en 2021 et 2024. Par ailleurs, BERt cède toute la chaleur produite par ses centrales à Fötàv, société de distribution de chaleur de Budapest, en état de monopole, entièrement détenue par la municipalité, dans le cadre d'un contrat long terme d'enlèvement de chaleur, assurant la stabilité des revenus de la société. Fournissant 160 000 logements sur 240 000 (source site internet de Fötàv), BERt est le leader de la production de chaleur pour la région de Budapest (60 % de part de marché).
- DÉMÀSZ, société cotée à la bourse de Budapest et du Luxembourg est détenue par le Groupe EDF, à hauteur de 60,9 % (le Ministère de l'Economie détenant une action spécifique et le solde étant détenu par le public). Cette société de distribution et de commercialisation d'électricité de la région Sud Est du pays (19,6 % du territoire) compte en 2004 752 000 clients — clientèle principalement résidentielle qui ne deviendra éligible qu'au 1er juillet 2007. Démàsz compte 18 014 kilomètres de lignes basse tension. Son chiffre d'affaires (tel que publié par DÉMÀSZ) sur l'exercice 2004 a été de 308 millions d'euros. Démàsz a commercialisé 3,8 TWh d'électricité en 2004, soit 11,5 % du total national hongrois. Un nouveau décret tarifaire d'une validité de quatre ans est paru en février 2005 entrainant une baisse du chiffre d'affaires.
- D-ENERGIA. En 2003, DÉMÀSZ a créé D-ENERGIA, filiale aujourd'hui à 100 % de Démàsz en charge de la commercialisation d'électricité aux clients éligibles ayant opté pour le marché libre. Au 31 décembre 2004, D-ENERGIA comptait 23 clients éligibles sur 19 sites et avait commercialisé pour 320 GWh d'électricité sur l'exercice.

EnBW possède par ailleurs dans le pays les participations minoritaires suivantes :

- 21,7 % dans le producteur Matrai (détenu majoritairement par RWE) qui possède une capacité installée de 800 MW en 2004 ;
- 27,2 % dans le distributeur ELMÜ détenu à hauteur de 55,25 % par RWE (1 343 000 clients au 31 décembre 2004) et 26,8 % dans le distributeur EMASZ détenu à hauteur de 54,2 % par RWE (704 000 clients au 31 décembre 2004).

Perspectives d'avenir

L'année 2006 devrait voir l'aboutissement du processus de modernisation de l'outil de production de Bert. La Hongrie pourrait être une zone de croissance à moyen terme pour le Groupe.

6.1.4.1.3 Slovaquie

Le marché slovaque de l'électricité

Le secteur électrique slovaque est constitué majoritairement de cinq entreprises, le producteur-commercialisateur en gros (Slovenské Elektrázne (SE) — l'opérateur historique), le transporteur (SEPS) et trois distributeurs (ZSE, SSE et VSE), ainsi que d'un certain nombre de centrales de cogénération et de petites centrales hydrauliques privées.

La Slovaquie dispose au 31 décembre 2004 d'une capacité installée de 8,3 GW. La consommation slovaque représente 28,8 TWh pour une production totale de 26,6 TWh. La Slovaquie est donc faiblement importatrice d'électricité.

Ouverture du marché

La production est dominée par l'opérateur historique, qui détient 85 % de la puissance installée et produit 90 % de l'énergie produite en Slovaquie. ENEL a remporté l'appel d'offre de la vente par l'Etat de 67 % du capital de SE. La clôture de la transaction est prévue avant la fin de l'année 2005.

La production électrique est en grande partie fournie par les centrales nucléaires de Bohunice et Mochovce. Il est prévu l'arrêt de la première tranche nucléaire de Bohunice d'une puissance de 880 MW en 2006 et 2008. TEKO (société d'Etat en cours de privatisation) et PPC, les deux plus gros producteurs indépendants, vendent leur production à SE via des contrats long terme (PPA).

Commercialisation

L'électricité est commercialisée majoritairement par les trois distributeurs historiques (ZSE, SSE et VSE).

Depuis le 1er janvier 2005, l'ensemble de la clientèle est éligible à l'exception de la clientèle résidentielle qui ne le sera qu'à compter du 1er juillet 2007 (soit environ 66 % du marché ouvert à la concurrence).

Hormis pour quelques clients très importants, les changements de fournisseurs sont encore quasiment inexistants.

Transport et distribution

Le transport et la gestion du système électrique sont assurés par SEPS, issu de l'opérateur historique SE et dorénavant indépendant. SEPS a vocation à rester dans le secteur public.

Les trois distributeurs historiques ont été privatisés partiellement en 2002 chacun à hauteur de 49 %, l'Etat conservant 51 % du capital. E.On est l'actionnaire de référence de ZSE, EDF de SSE et RWE de VSE.

En volume transité (et également vendu, étant donnée la très grande stabilité de la clientèle), les parts de marché des distributeurs sont respectivement de 44 %, 30 % et 26 %.

Activité du Groupe EDF en Slovaquie

Le Groupe est présent en Slovaquie au travers d'une participation de 49 % du capital de la société de distribution et de commercialisation Stredoslovenská energetika, a.s. (« SSE »), implantée au centre de la Slovaquie (province de Zilina) et qui couvre environ le tiers de la superficie du pays. Au 31 décembre 2004, SSE comptait 687 000 clients pour des ventes représentant 6,8 TWh, soit 30 % du marché slovaque. En 2004, elle a réalisé un chiffre d'affaires de 507 millions d'euros (Source: EDF). 61 % des ventes sont réalisées auprès des clients industriels. SSE a effectué en 2004 73 % de ses approvisionnements auprès du producteur national SE le solde étant importé de République Tchèque et de Pologne, notamment de la filiale du Groupe, EVEREN.

Bien que ne détenant que 49 % des actions, le Groupe, en application du pacte d'actionnaires conclu le 25 juin 2002 avec le Fonds National de la Propriété slovaque, détient le contrôle opérationnel de la société et nomme trois des cinq membres du directoire de SSE, dont le président. Le Groupe dispose d'un représentant sur les neuf que compte le Conseil de surveillance. A l'assemblée générale, les décisions sont prises à l'unanimité par les deux actionnaires.

Dans le cadre de la poursuite du processus de privatisation qui devrait intervenir en 2006, le pacte d'actionnaires précité confère au Groupe un droit de préemption sur 2 % des actions de SSE et prévoit que le Fonds National de la Propriété slovaque dispose d'une option de vente exerçable sur le Groupe. Cette option de vente porte sur une portion de 18 à 51 % du capital de SSE pour un prix d'exercice qui sera déterminé par un expert indépendant. Cette option de vente est exerçable jusqu'au 31 octobre 2008 et a donné lieu à l'inscription d'un engagement hors bilan du Groupe de 167 millions d'euros.

Perspectives d'avenir

De nouveaux projets de production pourraient voir le jour, auxquels le Groupe pourrait contribuer.

6.1.4.1.4 République Tchèque

Le marché de l'électricité tchèque

Le marché tchèque est caractérisé par l'existence d'un producteur dominant, la société CEZ, propriété de l'Etat à hauteur de 67 %. La République Tchèque dispose d'une capacité installée de l'ordre de 18 GW. CEZ détient environ 12 GW de

puissance installée principalement à base de lignite (5,5 GW), de charbon (1 GW) et deux centrales nucléaires totalisant une puissance de 3,7 GW et produit environ 60 GWh par an. L'hydraulique représente une part importante dans la production tchèque avec une capacité installée de l'ordre de 1,8 GW.

Huit sociétés régionales se partagent la distribution. CEZ contrôle cinq d'entre elles, représentant environ 65 % de parts de marché. E.On est présent dans deux distributeurs (JCE et JME). Enfin EnBW est présent dans le distributeur de la ville de Prague PRE.

Le réseau de transport CEPS est détenu par l'Etat.

Activité du Groupe EDF en République Tchèque

Le Groupe est présent dans la production et la distribution d'électricité en République Tchèque à travers les participations minoritaires d'EnBW suivantes :

- EnBW détient 34 % de PRE-Holding (les autres actionnaires étant la municipalité de Prague et RWE à hauteur de respectivement 51 % et 15 %), qui détient à son tour 51 % de la société de distribution de Prague, PRE, qui compte 690 000 clients en 2004.
- EnBW détient 49 % de PT Holding (les autres actionnaires étant la municipalité de Prague et International Power), qui détient à son tour 47,21 % de la société de cogénération Pražská Teplárenská (« PT »). La cogénération de PT possède une capacité installée de 502 MWe et 2529 MWth en 2004.

Le Groupe opère également sur le marché tchèque de la cogénération et des réseaux de chaleur au travers de Dalkia Ceska Republika : leader sur le marché, il occupe des positions importantes dans l'Est du pays en Moravie et en Bohême.

Perspectives d'avenir

La République Tchèque représente pour le Groupe une zone de partenariats privilégiés potentiels.

6.1.4.2 Péninsule ibérique

Le marché de l'électricité de la péninsule ibérique

La péninsule ibérique souffre d'un isolement dû à des capacités d'interconnexions électriques insuffisantes. Sur le plan gazier, elle est située sur l'une des routes qui pourrait être l'une des plus importantes de l'approvisionnement de l'Europe de l'ouest.

Le marché de l'électricité espagnol est le cinquième marché européen derrière l'Allemagne, la France, le Royaume-Uni et l'Italie. Il est en forte croissance et en pleine mutation. Pour faire face à une croissance de la consommation de l'ordre de 4,6 % par an entre 1993 et 2002, l'Espagne a investi dans de nouveaux moyens de production. Pour ce faire, le pays, dont le parc est à près de 50 % basé sur du thermique conventionnel, a fait le choix délibéré des énergies renouvelables et du gaz pour être en mesure de respecter ses engagements issus de l'accord de Kyoto. Avec 8 133 MW en 2004, l'Espagne est désormais le deuxième pays en Europe en terme de puissance installée en éolien.

Au Portugal, on observe également une croissance forte de la demande de l'ordre de 5,7 % en 2004, soit 45,6 TWh (source : Ministère portugais des affaires économiques).

Ouverture des marchés espagnols et portugais de l'électricité

Les marchés ibériques de l'électricité et du gaz sont totalement ouverts depuis le 1er janvier 2003 pour l'Espagne et depuis le 1er juillet 2004 pour le Portugal, avec la libéralisation progressive des activités de production et de commercialisation. Tous les clients sont désormais éligibles.

Toutefois, malgré ce processus de libéralisation entamé en 1998, le secteur électrique espagnol demeure dominé par quatre opérateurs historiques intégrés (Endesa, Iberdrola, Union Fenosa et Hidrocantábrico) avec toutefois deux nouveaux principaux intervenants, Viesgo et Gas Natural, qui se partagent l'essentiel du marché. Le secteur électrique est composé de deux marchés laissés au choix des consommateurs : un marché régulé ou un marché libéralisé.

Le développement de nouveaux entrants sur ce marché est freiné principalement par :

- l'existence de mécanismes d'indemnisation des opérateurs historiques au titre des investissements réalisés avant l'ouverture du secteur ;
- l'existence de mécanismes incitatifs pour le développement d'investissements réservés aux producteurs historiques nationaux ; et
- l'influence des opérateurs historiques sur la fixation des prix de gros.

Par ailleurs, l'Espagne a adopté une législation (Disposition Additionnelle n° 27 de la loi du 29 décembre 1999 modifiée par l'article 94 de la loi du 31 décembre 2003) qui prévoit qu'en cas de prise de participation de plus de 3 % dans toute société espagnole opérant dans le secteur de l'énergie (électricité ou gaz) par une entité contrôlée ou détenue majoritairement par un organisme de droit public, l'exercice des droits de vote dans cette société au-delà du seuil des 3 % du capital est soumis à l'autorisation du Conseil des Ministres.

Acteurs des marchés espagnols et portugais de l'électricité

Endesa et Iberdrola sont les deux principaux groupes électriques en Espagne, représentant ensemble, plus des deux tiers de chacun des segments (production, distribution, commercialisation), avec des parts de marché à la fin de l'année 2004 de 36,7 % (28 873 GWh) et 37,8 % (29 790 GWh) respectivement pour l'activité commercialisation sur le marché libéralisé.

Union Fenosa et Hidrocantabrico, de taille intermédiaire, occupent les troisième et cinquième positions au niveau de la commercialisation avec 7 535 GWh et 4 523 GWh vendus respectivement.

Gas Natural, opérateur gazier historique, s'est lancé dans la commercialisation d'électricité en 2000 et a mis en service depuis 2002 deux centrales produisant de l'électricité à partir de gaz naturel, utilisant les technologies de cycles combinés. Sa part de marché 2004, sur le marché libre, est de 6 %.

Le marché portugais, quant à lui, est fortement dominé par EDP, producteur et distributeur d'électricité.

Activités du Groupe EDF dans la péninsule ibérique

Le Groupe est présent en Espagne dans les domaines de la production et de la commercialisation d'électricité et au Portugal dans le domaine de la production seulement, au travers des filiales ou participations suivantes.

Activités du Groupe en Espagne

• Hispaelec Energia SA

Hispaelec, créée en 1999, filiale à 100 % du Groupe EDF exerce une activité de commercialisation et ne dispose donc pas d'un parc de production propre. Hispaelec a été créée dans le cadre de la stratégie d'EDF d'accompagner ses grands clients en Europe. Elle offre des services personnalisés de fourniture d'électricité, de conseil et d'optimisation.

• Elcogas

Le Groupe EDF détient, 31,9 % du capital de la société Elcogas. Elcogas exploite à Puertollano un projet innovant de « charbon propre » dans une centrale d'une puissance brute de 335 MW alimentée, en mode GICC (Gazéification de Charbon intégrée à un cycle combiné), grâce à la gazéification de charbon et de petcoke local. Outre le gaz naturel, cette installation permet en effet d'utiliser du charbon et des cokes de pétrole, et ce avec des émissions atmosphériques très inférieures aux normes européennes. Cette centrale est actuellement la plus grande centrale en combustible solide de ce type au monde. En 2004, Elcogas a produit 1744 GWh, dont 1293 GWh en mode GICC.

• EDF Ibérica SA

Le Groupe EDF détient 100 % de EDF Ibérica créée en 2003, qui a pour objet la prestation de services de promotion et d'appui aux filiales et, le cas échéant, la mise en place de projets dans le domaine de la production d'énergie électrique et de gaz. EDF Ibérica S.A. assure un rôle de représentation du Groupe EDF sur la Péninsule Ibérique.

Activités du Groupe au Portugal

• Tejo Energia

Le Groupe EDF détient, depuis 1993, 10 % des actions de la société Tejo Energia — Produçao e Distribuiçao S.A, propriétaire d'une centrale à charbon de 600 MW au Portugal. Il détient également 10 % des actions de la société Pegop — Energia Electrica S.A., en charge de l'exploitation de la centrale, et 33,3 % des actions de la société Carbopego Abastecimento de Combustiveis S.A ., en charge de l'approvisionnement en charbon de la centrale.

Perspectives d'avenir

En raison de l'absence d'une libéralisation effective des marchés de la péninsule ibérique, et conformément à ses priorités stratégiques en Europe le Groupe a décidé de céder ses principales participations (Tejo Energia, etc). Toutefois la péninsule ibérique représente un marché dont la croissance est plus forte que la moyenne européenne tant pour l'électricité que pour le gaz. La présence d'EDF pourrait évoluer à la suite de la publication du Livre blanc commandité par le gouvernement espagnol à un groupe d'experts du secteur dans le but de renforcer la concurrence sur le marché espagnol.

6.1.4.3 Autriche

L'Autriche est située au centre des interconnexions électriques et, surtout, gazières, de la plaque européenne. Elle est fortement intégrée au marché de la plaque germanique et, à ce titre, suscite un intérêt pour les investisseurs étrangers. Le parc de production électrique autrichien est composé à 70 % de centrales hydrauliques.

Environnement de marché

Le marché électrique est libéralisé depuis 2001 et est dominé par le Verbund, entreprise fédérale, premier producteur autrichien, qui exploite les réseaux très haute tension. Le marché gazier est libéralisé depuis 2002 et l'acteur dominant

dans le domaine des approvisionnements, du stockage et du grand transport, est OMV. Au niveau régional, 9 sociétés, (une par Land) sont présentes dans la production, la distribution et la commercialisation tant de l'électricité que du gaz. Au niveau local le secteur comprend 260 régies municipales qui sont des acteurs de la distribution et de la commercialisation (*Stadtwerke*) et des sociétés privées.

E-control est l'autorité de régulation autrichienne commune de l'électricité et du gaz.

Activités du Groupe EDF en Autriche

Le Groupe EDF détient 80 % (et Gaz de France 20 %) de la Société d'Investissement en Autriche (SIA) qui détient elle-même 25 % plus une action du holding ESTAG (correspondant à la minorité de blocage en droit autrichien). Le Land de Styrie détient le solde des actions d'ESTAG et a conclu avec SIA un pacte d'actionnaires qui donne à SIA des pouvoirs plus étendus que sa minorité de blocage. ESTAG est à la tête d'un groupe de 41 filiales autrichiennes intervenant dans les domaines de l'énergie, de l'eau, du traitement des déchets et des services associés, mais dont la stratégie est de se recentrer sur les métiers de l'énergie. Centré sur la Styrie, le groupe ESTAG développe ses activités dans les autres *länder* autrichiens et dans certains pays voisins. Ses deux principales filiales sont :

- Steweag-Steg : ESTAG détient 65,43 % du capital de Steweag-Steg, le principal distributeur et commercialisateur d'électricité du *land* de Styrie. Steweag-Steg comptait environ 560 000 clients directs et indirects au 31 décembre 2004. Verbund, le principal producteur d'électricité du pays, détient les 34,57 % du capital restants et fournit Steweag-Steg en électricité.
- Steierische Gas Wärme (STGW) : ESTAG détient 100 % du capital de STGW, transporteur, distributeur et commercialisateur de gaz et de chaleur dans la même région et qui comptait 33 000 clients gaz (directs et indirects) et environ 10 000 clients directs alimentés en chaleur au 31 décembre 2004.

ESTAG détient par ailleurs 100 % de AVG Steirische Abfallverwertung (société dont l'activité est principalement la gestion de déchets), 74,9 % de PW Stromversorgung (société dont l'activité est principalement la distribution locale d'électricité) et 49 % d'Energie Gaz (société dont l'activité est principalement la distribution et commercialisation d'électricité, de gaz et de chaleur dans la ville de Graz). ESTAG a réalisé au 31 décembre 2004 un chiffre d'affaires (tel que publié par ESTAG) d'environ un milliard d'euros (Source : Rapport annuel ESTAG 2004).

Par ailleurs, EnBW est présente en Autriche, via :

- une participation minoritaire dans Energie-Versorgung Niederösterreich (EVN), société de transport, de commercialisation et de distribution d'électricité, de gaz et de chaleur dans le Land de Basse-Autriche, qui est majoritairement détenue à 51 % par ce même *land* ; cette société est le premier distributeur-commercialisateur d'Autriche en nombre de clients ;
- la gestion des contrats de livraison et d'achat d'électricité avec TIWAG et VKW, deux sociétés de transport et de distribution d'électricité opérant respectivement dans les länder du Tyrol et du Vorarlberg.

Perspectives d'avenir

Le Groupe se fixe comme objectif de rationaliser ses positions en Autriche, marché dont la reconfiguration se poursuit.

6.1.4.4 Suisse

La Suisse représente un intérêt industriel pour le Groupe en matière d'accès à des infrastructures de transit et de production de pointe.

Environnement de marché

Ouverture à la concurrence du marché de l'électricité suisse

Bien que n'étant pas incluse au sein de l'Union européenne, la Suisse prévoit la mise en œuvre d'une Loi « de transposition » avec l'objectif de permettre une ouverture du marché partielle en 2007 et totale vers 2012.

Spécificités du marché suisse de l'électricité

La Suisse constitue la plaque tournante du transport d'électricité en Europe et le principal marché de modulation.

Grâce à leur parc de production à dominante hydraulique de pointe et aux capacités privilégiées importantes dont ils disposent sur les interconnexions, en particulier sur l'interconnexion Suisse Italie, les électriciens suisses exploitent le différentiel de prix base, pointe des marchés européens et le différentiel de prix France Italie. Ainsi, l'électricité produite en Suisse est essentiellement utilisée à des fins d'exportation vers des pays qui ont besoin d'une production de pointe, et l'approvisionnement de la Suisse en électricité de base se fait principalement par le biais d'importations.

Les opérateurs suisses importent chaque année environ 50 TWh, soit un volume d'énergie équivalent à la consommation locale. L'essentiel provient d'achats réalisés auprès d'électriciens européens, dont EDF, avec lequel ils ont conclu des contrats de fourniture à long terme et cofinancé des tranches nucléaires en France (voir paragraphe 5.1.1.2.1 ci-dessus).

Activités du Groupe EDF en Suisse

Le Groupe est présent en Suisse au travers :

- Des participations du Groupe EDF dans les ouvrages de production hydraulique frontaliers qui ont généré pour EDF 0,6 TWh de droits d'énergie en 2004.
- De la participation d'EDF de 21,93 % dans Motor Columbus, qui détient elle même 58,5 % d'ATEL. EDF détient par ailleurs directement 1,23 % d'ATEL. UBS a acquis auprès de RWE 20 % du capital de Motor-Columbus le 1er juillet 2004, devenant ainsi l'actionnaire majoritaire (avec 55,6 % du capital). EDF estime que les conditions de cette acquisition contreviennent à la Convention de Constitution de Consortium conclue en novembre 1996 entre UBS, EDF et RWE. Le 5 novembre 2004, EDF a engagé une procédure d'arbitrage à l'encontre d'UBS et de RWE, avec lesquels elle recherche également en parallèle une solution amiable. En effet, UBS ayant annoncé vouloir céder la totalité de sa participation, EDF recherche avec les acteurs électriciens de l'Ouest de la Suisse un rachat des parts d'UBS, qui permettrait de constituer un tour de table équilibré, aboutissant à la création du pôle électrique de la Suisse occidentale et préservant les intérêts d'EDF.
- ATEL (Aare Tessin Electricité) est l'un des 6 électriciens suisses gestionnaires du réseau très haute tension. ATEL est une entreprise électrique intégrée, très active dans le négoce européen d'électricité. ATEL se classe au premier rang des électriciens suisses par son chiffre d'affaires (tel que publié par ATEL) avec 7 milliards de CHF en décembre 2004 (Source : Rapport annuel ATEL 2004). En 2004, ATEL a vendu 93 TWh principalement sur les marchés de gros et aux grands clients européens principalement du sud de l'Europe et des PECO. ATEL assure par ailleurs la desserte d'une centaine de milliers de clients dans le nord-ouest de la Suisse. Cette activité est adossée à des actifs de production et de transport importants en Suisse (12 % de la production et 15 % du réseau de transport suisse) et dans les pays où ATEL développe sa présence. En 2004, ATEL dispose d'une puissance installée totale de 3 459 MW, répartie comme suit : 1 577 MW en Suisse (744 MW d'hydraulique accumulée, 125 MW d'hydraulique au fil de l'eau et 707 MW de nucléaire), 1 180 MW en Italie et 702 MW dans les PECO.

  ATEL a récemment engagé une diversification de ses métiers en développant en Suisse une activité de services énergétiques au travers de sa filiale AIT et en procédant à l'acquisition de la société de services énergétiques allemande GAH. En 2004, le chiffre d'affaires services (tel que publié par ATEL) s'est élevé à 1,4 milliards de CHF (Source : Rapport annuel ATEL 2004).
- De EnAlpin, filiale à 100 % d'EnBW, qui produit de l'électricité hydraulique au fil de l'eau sur les barrages valaisans du Rhône (1,2 TWh en 2004).
- De la participation de 77,75 % au 31 décembre 2004 d'EnBW dans EnergieDienst (anciennement KLW) qui produit de l'électricité hydraulique au fil de l'eau sur les barrages du Rhin (1,3 TWh en 2004).
- Des filiales à 100 % de Dalkia, CGCE (exploitation) et CGCM (maintenance), présentes en Suisse occidentale (voir paragraphe 7.1.1.2 ci-dessus).

Outre cette présence commerciale et capitalistique, le Groupe a entrepris depuis plusieurs années de développer sa présence sur le marché électrique suisse au travers de collaborations avec les principaux acteurs suisses (ATEL et EOS notamment).

La constitution envisagée d'un ensemble regroupant les actifs industriels des électriciens de la Suisse occidentale et du Groupe EDF présenterait une cohérence industrielle forte et une taille significative sur le marché européen et ce dans chacun des différents métiers (production, réseaux, négoce, commercialisation).

6.1.4.5 Benelux

Le Benelux constitue une plaque électrique homogène avec des prix plus élevés que le reste de l'Europe continentale. Par ailleurs, il constitue un nœud important du marché gazier européen (hub de Zeebrugge, marché de gaz établi sur un point de jonction d'infrastructures de transport où arrive du gaz en provenance de diverses sources offrant la possibilité d'échanges physiques de gaz.

Environnement de marché

En Belgique, le marché de la commercialisation est aujourd'hui ouvert à environ 90 %, l'ouverture n'étant pas uniforme selon les régions. Il existe quatre régulateurs différents qui interviennent tant sur le marché de l'électricité que sur celui du gaz. Le marché électrique se caractérise par la prééminence d'Electrabel, acteur opérant sur l'ensemble des marchés de l'électricité, et par la limitation des capacités d'interconnexion. Il est toutefois prévu de développer ces capacités dans le cadre d'accords entre les gouvernements français, belge et néerlandais. Ces caractéristiques freinent l'accès à un approvisionnement compétitif pour les nouveaux entrants.

La Belgique a une position très importante de plate-forme de transit de gaz pour l'Europe grâce à sa position géographique et au hub de Zeebruge qui relie l'Angleterre au continent. L'organisation du marché du gaz est similaire à celui de l'électricité avec une position forte pour Distrigas, filiale de Tractebel, qui importe le gaz en provenance principale des Pays-Bas, de Norvège et d'Algérie.

Aux Pays-Bas, le marché de l'électricité est entièrement libéralisé depuis 2004. Quatre acteurs majeurs interviennent sur le marché de la production (Electrabel, Nuon, EPZ et EZH). Pour la commercialisation trois compagnies (Nuon, Essent et Eneco) se partagent 90 % du marché.

Les Pays-Bas sont un producteur majeur de gaz naturel et exportent 50 % de leur production en Europe. Le secteur gazier est organisé comme celui de l'électricité.

Activités du Groupe EDF au Benelux

Dans le cadre d'une coopération nucléaire de longue date avec Electrabel, EDF détient 50 % de la centrale nucléaire de Tihange 1, au travers de sa filiale belge détenue à 100 %, EDF Belgium S.A. La puissance revenant à EDF représente 3 % des capacités de production belges. La production de Tihange 1 qui revient à EDF Belgium S.A. est vendue en Belgique à un opérateur belge au travers d'un contrat à long terme expirant en 2015.

Au delà de ses activités de production, EDF Belgium S.A. reprendra en juin 2005, les activités de commercialisation d'EDF en Belgique orientées vers le marché des clients industriels et celui des PME-PMI. Les ventes en 2004 ont atteint un volume de 1,7 TWh et devraient se développer significativement dans les années à venir.

La Belgique représente un enjeu d'exportation et de transit pour des volumes d'environ 9 TWh en 2003. EDF assure environ le tiers des importations belges (la Belgique importe 5 % à 10 % de sa consommation). En outre, EDF exporte dans le cadre d'un contrat commercial de long terme de l'énergie électrique à destination des Pays-Bas (puissance concernée 700 MW) dont 50 % transitent par la Belgique.

Perspectives d'avenir

L'ambition d'EDF est de parvenir à développer au Benelux, sur la base de ses actifs actuels, encore modestes, une présence durable d'acteur énergéticien intégré, fondée sur une position équilibrée entre la production de base et de pointe et une commercialisation sur l'ensemble des segments de clientèle.

6.2 Amérique Latine et Etats-Unis

Présence du Groupe EDF en Amérique Latine

Le Groupe est présent en Amérique Latine depuis près de quarante ans, d'abord en tant que conseil aux gouvernements puis, à partir des années 90, comme investisseur direct, période à laquelle les pays d'Amérique latine recherchaient des capitaux, notamment par la voie du programme de privatisation de leurs entreprises de service public. Présentant un potentiel de croissance, cette zone géographique a constitué pour EDF une opportunité manifeste.

Le tableau ci-après synthétise les chiffres clés de l'activité du Groupe EDF dans les pays d'Amérique Latine :

NOM DE LA SOCIÉTÉ	ACTIVITÉS PRINCIPALES	PUISSANCE INSTALLÉE (MW)/PRODUCTION ANNUELLE (GW)	NOMBRE DE CLIENTS	MODE DE CONSOLIDATION/ % DE DÉTENTION
Argentine				
Edenor	Distribution Commercialisation	—	2,3 millions	Par intégration globale 90 %
Distrocuyo	Transport	—	—	Hors périmètre
Hidisa/Hinisa	Production	660 MW	—	Hors périmètre
Brésil				
Light	Distribution Commercialisation	830 MW	3,4 millions	Par intégration globale 94,78 %
UTE Norte Fluminense	Production	820 MW	—	Par intégration globale 90 %
Mexique				
IPP	Production	2 230 MW	—	Par intégration globale à 100 % (sauf Altamira 51 %)

En 2004, le Groupe EDF a réalisé dans cette zone un chiffre d'affaires s'élevant à environ 2 milliards d'euros. Près de 6 700 salariés sont employés sur cette zone au 30 avril 2005.

Perspectives d'avenir

Les positions en Amérique latine ne présentent pas de synergies avec le reste du Groupe et contribuent négativement aux résultats d'EDF. Conformément à sa stratégie de recentrage sur l'Europe, le Groupe étudie par conséquent les possibilités de réduction de ses engagements dans ces pays. Pour y parvenir dans les meilleures conditions, l'objectif du Groupe consiste à ce jour à continuer d'améliorer les performances opérationnelles des sociétés au sein desquelles le Groupe détient des participations.

6.2.1 ARGENTINE

6.2.1.1 Environnement de marché

Ouverture du marché de l'électricité à la concurrence

Le secteur électrique argentin est aujourd'hui totalement ouvert à la concurrence pour la production, depuis la réforme du système électrique argentin opérée en 1991. En outre, les clients de plus de 30 KW ont la possibilité de s'approvisionner en électricité aurpès des distributeurs, concessionnaires au prix régulé ou directement sur le marché de gros.

En 2005, 74 % de l'énergie est produite dans des centrales du secteur privé, 13 % par l'Etat (national ou provincial) et 13 % importés du Brésil et de l'Uruguay. Pour la distribution, 66 % de l'énergie est fournie par le secteur privé et 34 % par des entreprises ou coopératives provinciales (Source Secrétariat à l'énergie — *Informe del sector electrico — 2003*). Cependant, depuis la crise et l'arrivée du gouvernement Kirchner en 2003, les réformes dans le secteur énergétique témoignent d'une reprise forte du pouvoir et du contrôle de l'Etat (création d'une entreprise publique de production, distribution et commercialisation, obligation et suivi des investissements, etc.).

Acteurs du marché argentin de l'électricité

Parmi les différents acteurs présents en Amérique latine, Endesa détient une part de marché prépondérante dans l'activité de production. Petrobras est l'entreprise leader en matière de transport. EDF est l'acteur le plus important, au travers de sa participation dans Edenor, en matière de distribution et de commercialisation.

Spécificités du marché argentin de l'électricité

La capacité totale de production d'électricité en Argentine représente 23,7 GW au 31 décembre 2004 (source : Secrétariat à l'énergie argentin). Elle est sensible aux conditions climatiques (40 % de production hydraulique) et dépendante de l'approvisionnement gazier (55 % de la production est effectuée par turbine à gaz et par cycle combiné). Or, l'approvisionnement gazier constitue une source d'incertitude en Argentine. En effet, longtemps plafonnés par le gouvernement, les tarifs gaziers n'ont pas permis la mise en œuvre, de manière économiquement rentable, des investissements nécessaires au renouvellement et au développement de réseaux de transport de gaz.

Si le réseau de transport électrique est relativement intégré avec les grandes régions d'Argentine et avec le Brésil et l'Uruguay, il est cependant en voie de saturation du fait du faible volume d'investissements réalisés ces dernières années et de l'insuffisance des interconnexions avec les pays limitrophes.

Le marché argentin de la consommation électrique a représenté un total de 70 TWh en 2004. Les industriels, les clients résidentiels, les professionnels et les collectivités locales/services publics constituent respectivement 39 %, 31 %, 18 % et 12 % des débouchés sur ce marché en 2004. De 1991 à 2000, la demande électrique augmentait en moyenne de 4,5 % par an. La crise économique s'est traduite par une diminution de la consommation électrique en 2002. La consommation électrique a néanmoins repris en 2003 et le Groupe estime qu'un rythme de croissance d'environ 4 % par an devrait pouvoir se maintenir après 2 années de croissance de 5,5 % et 6 % en 2003 et 2004.

Le marché des clients éligibles (consommation supérieure à 30kW) représente environ 39 % du marché total en 2004.

Conséquences économiques et réglementaires de la crise économique de 2001

Confronté à la crise économique en 2001, le gouvernement argentin a unilatéralement mis en place en 2002 une loi d'urgence gelant et libellant en pesos les tarifs de distribution-commercialisation des services publics (gaz, électricité, eau, train, bus,...), malgré les termes des contrats de concession qui stipulaient des tarifs en dollar USD indexés sur l'inflation aux Etats Unis. Par ailleurs, bien que les termes des contrats de concession le prévoyaient, aucune révision tarifaire n'est intervenue depuis début 2002. Ainsi, le tarif de distribution-commercialisation, dévalué par trois lors de la conversion des tarifs du dollar USD en peso, n'a toujours pas été réévalué en pesos alors que l'augmentation des prix de gros depuis cette date a atteint 127 % au 31 décembre 2004.

En situation de quasi-faillite, les différentes entreprises de distribution-commercialisation ont, pour survivre, diminué fortement leurs investissements et réduit la maintenance au strict minimum. La demande en électricité continue néanmoins de croître et, à moins que d'importants investissements n'interviennent dans les deux prochaines années, l'Argentine devrait faire l'objet de coupures d'électricité.

Malgré cette situation, les autorités publiques refusent d'entamer de véritables négociations sur d'éventuelles révisions tarifaires ; en revanche, elles examinent attentivement le respect de leurs obligations par les concessionnaires, notamment en terme de qualité de service.

A la fin de l'année 2004, le gouvernement a transmis aux trois distributeurs de la Province de Buenos Aires — Edenor, Edesur et Edelap — un projet d'accord transitoire pour sortir de l'impasse. Cet accord, accepté par Edelap, a été rejeté par Edenor et Edesur car il ne rétablissait pas, selon eux, l'équilibre économique des concessions.

En outre, des discussions sur un projet de loi relatif au Régime National des Services Publics de l'eau, de l'électricité et du gaz sont en cours. Ce projet est défavorable aux investisseurs étrangers puisque ceux-ci perdraient toute possibilité de recours devant des tribunaux internationaux en cas de litige. Ce projet prévoit également un réajustement discrétion-

naire de la marge de distribution et de commercialisation par l'Etat et une possibilité de révocation unilatérale de la concession pour cause d'intérêt public (avec indemnisation cependant).

6.2.1.2 Edenor

Détail de la participation du Groupe EDF dans Edenor

Le Groupe EDF détient 90 % du capital d'Edenor. Concernant l'acquisition par EDFI de la participation d'Endesa dans Edenor et EASA, le Groupe EDF a engagé en 2002 une procédure arbitrale contre les vendeurs, à savoir Endesa Internacional et YPF (Argentine), dans le cadre du Règlement d'Arbitrage de la CCI. Cette procédure vise à obtenir un réajustement du prix d'acquisition de ces actions sur la base d'un document contractuel prévoyant un réajustement de prix en cas de décrochage du Peso argentin par rapport au dollar US avant le 31 décembre 2001, pour un montant de 300 millions de dollars US. La sentence arbitrale devrait être rendue durant le premier semestre 2006.

Cession d'Edenor

Le Groupe a décidé de céder le contrôle d'Edenor en cédant ses participations indirectes via EASA et une partie de sa participation directe.

Le Groupe EDF et Dolphin Energia SA (« Dolphin ») ont ainsi conclu le 10 juin 2005 un contrat de cession par lequel le Groupe EDF s'est engagé à céder à Dolphin pour un prix total de 100 millions de dollars US, payable en une seule fois, d'une part, 100 % des actions de la société EASA qui détient 51 % du capital et des droits de vote d'Edenor et, d'autre part, 14 % du capital et des droits de vote d'Edenor (la « Cession »).

Le Conseil d'administration d'EDF a approuvé le projet de cession au cours de sa réunion en date du 29 juin 2005.

Préalablement à la Cession, le Groupe EDF détenait 90 % du capital et des droits de vote d'Edenor. A l'issue de la Cession, le Groupe EDF conservera directement 25 % du capital et des droits de vote d'Edenor. Les actions Edenor de catégorie C qui représentent 10 % du capital d'Edenor, sont détenues par les salariés d'Edenor.

Contrat de Cession

La réalisation de la Cession est soumise à des conditions suspensives, incluant notamment : (i) l'approbation des termes et conditions de la Cession et des contrats liés à la Cession par les conseils d'administration respectifs d'EDFI (filiale à 100 % d'EDF qui détient les 90 % d'Edenor), d'EDF et de Dolphin, (ii) son autorisation par l'autorité de la concurrence argentine ainsi que l'absence d'opposition préalable par l'autorité de régulation de l'énergie argentine (ENRE), (iii) la réalisation par le repreneur d'une offre publique obligatoire, conformément à la réglementation argentine, au profit des détenteurs d'actions de catégorie C d'Edenor ou l'obtention d'une dérogation à l'obligation de devoir déposer une telle offre, et (iv) la conclusion de certains contrats relatifs à la Cession (en particulier, un pacte d'actionnaires à conclure entre le Groupe EDF, Dolphin et EASA, un accord à conclure entre le Groupe EDF, Dolphin et EASA relatif à la dette d'Edenor et un engagement de conclure un contrat d'assistance technique d'EDF au profit d'Edenor) dont les termes et conditions ont été annexées au contrat de Cession.

En outre, conformément aux dispositions de l'article 20 de la loi n° 86-912 du 6 août 1986, la cession de la participation majoritaire d'EDF au capital d'Edenor devra être autorisée par décret.

Dolphin ne dispose d'aucune garantie de passif au titre du contrat de cession.

Le contrat de cession peut être résilié par chacune des parties, notamment, si le conseil d'administration de l'autre partie n'a pas approuvé l'opération dans un délai de 60 jours à compter de la conclusion du contrat de cession ou si, à l'issue d'une période de 180 jours à compter de la conclusion dudit contrat, les autres conditions suspensives n'ont pas été réalisées.

Pacte d'actionnaires à conclure entre le Groupe EDF, Dolphin et EASA

Les termes de ce pacte figurent, dans une version finalisée qui sera signée au moment de la clôture de la transaction, en annexe au contrat de cession.

Gouvernance

Aux termes du projet de pacte d'actionnaires à signer entre le Groupe EDF, Dolphin et EASA, il est prévu que, tant que la participation du Groupe EDF au capital d'Edenor restera supérieure à 15 %, (i) le Groupe EDF pourra nommer deux administrateurs au conseil d'Edenor (un seul administrateur si la participation du Groupe EDF descend entre 7,5 % et 15 %) sur un nombre total de 9 administrateurs, et (ii) toutes les décisions diluant la participation du Groupe EDF dans Edenor, ainsi que certaines décisions spécifiques (par exemple, modification des statuts, cession d'une partie significative des actifs d'Edenor, fusion, acquisition ou conclusion de tout contrat portant sur un montant supérieur à 50 millions de dollars US) devront recevoir l'accord écrit préalable du Groupe EDF.

Cessions des actions Edenor — Options d'achat et de vente

Aux termes du projet de pacte d'actionnaires, le Groupe EDF bénéficiera, en cas de projet de cession à un tiers par Dolphin de sa participation dans Edenor, de la possibilité de céder sa participation dans la société aux mêmes termes et

conditions (droit de sortie conjointe). Par ailleurs, le Groupe EDF dispose sous certaines conditions, et en particulier en cas de manquement de la part de Dolphin à certaines de ses obligations (notamment dans l'hypothèse du non paiement du prix en cas d'exercice par EDF de l'option de vente décrite ci-dessous), du droit de contraindre Dolphin de céder sa participation dans Edenor à un tiers (droit de cession forcée). Dans une telle hypothèse, le Groupe EDF disposerait du droit de céder sa participation aux mêmes conditions à ce tiers. En outre, si le Groupe EDF décidait de céder sa participation dans Edenor, Dolphin disposerait, sous certaines conditions, d'un droit de préemption sur les actions devant être cédées (droit de préemption).

Aux termes de ce même projet de pacte, le Groupe EDF disposera également d'une option de vente de sa participation dans Edenor à Dolphin (ou des entités affiliées à Dolphin) exerçable à tout moment entre le 1er avril 2013 et le 30 avril 2013 et entre le 1er avril 2014 et le 30 avril 2014. Dolphin disposera par ailleurs d'une option d'achat de la participation du Groupe EDF dans Edenor exerçable à tout moment entre le 1er avril 2015 et le 30 avril 2015 et entre le 1er avril 2016 et le 30 avril 2016. Le prix d'exercice de chacune des options d'achat et de vente sera égal à (i) l'EBITDA d'Edenor (au 31 décembre de l'année précédant l'exercice de l'option) multiplié par 6 et diminué du montant de la dette nette d'Edenor (hors dette résultant des pénalités et frais liés au litige PCB — voir ci-dessous) à la date de l'exercice de l'option, (ii) multiplié par le pourcentage de participation du Groupe EDF dans Edenor, (iii) diminué d'un montant égal à (a) 50 % de tous les frais juridiques, amendes, peines et pertes liés au litige PCB et supportés par Edenor à compter de la réalisation de la Cession, moins (b) le cas échéant, 50 % de toutes les indemnités d'assurance reçues par Edenor et des économies d'impôt réalisées par Edenor à l'occasion de ce litige.

Transferts des droits du Groupe EDF

Aux termes du projet de pacte d'actionnaires, le Groupe EDF dispose d'un droit de sortie conjointe, d'un droit de cession forcée et d'options de vente.

L'ensemble de ces droits dont disposera le Groupe EDF aux termes du pacte est transférable à un tiers en cas de cession de sa participation résiduelle dans Edenor sous réserve des conditions suivantes :

- ce transfert ne peut bénéficier qu'à deux cessionnaires ;
- ce transfert n'est possible qu'au profit de cessionnaires amenés à détenir à minima 5 % du capital d'Edenor à la suite de la cession.

Issue des contentieux en cours entre Dolphin, EASA et le Groupe EDF

En 2004, Dolphin, en sa qualité de principal créancier d'EASA, a introduit une action judiciaire contre EASA en reconnaissance et en paiement de créances. Dans cette procédure, Dolphin représente également un groupe de créanciers obligataires d'EASA qui souhaitent se garantir contre un défaut de paiement de cette dernière. La décision rendue contre EASA en décembre 2004 par un juge de la province de Buenos Aires visant à la saisie des actions de catégorie A d'Edenor détenues par EASA n'a jamais été notifiée par Dolphin.

Aux termes du contrat de Cession, Dolphin a pris l'engagement, en son nom et également au titre de ses filiales et des créanciers qu'elle représente, que, dès que la Cession sera intervenue, (i) toute action ou mesure judiciaire en cours qui pourrait être préjudiciable aux participations du Groupe EDF (directes ou indirectes) dans Edenor soit suspendue, et (ii) de nouvelles actions ayant les mêmes effets ne soient pas engagées.

Accord relatif à la dette d'Edenor à conclure entre le Groupe EDF et Dolphin

Aux termes du projet d'accord relatif à la dette d'Edenor (figurant en annexe au contrat de cession) à conclure entre le Groupe EDF et Dolphin, il est prévu que les parties s'engagent à poursuivre le processus de renégociation de la dette d'Edenor. Le Groupe EDF s'est engagé à ne pas céder ou transférer les créances envers Edenor dont il est titulaire durant les dix-huit mois suivant la réalisation de la Cession. En revanche, le Groupe EDF pourra céder ou transférer tout ou partie de ses créances sur Edenor si aucun accord permettant la restructuration de la dette n'était intervenu dans les dix-huit mois qui suivent la Cession. Dolphin disposerait alors d'un droit de préemption sur les créances devant être cédées. Le montant nominal de la dette du Groupe EDF sur Edenor est à ce jour de 88 millions de dollars US.

Il est par ailleurs prévu dans cet accord que le Groupe EDF s'engage à voter en faveur de tout projet de résolution soumis en assemblée générale concernant la restructuration de la dette d'Edenor et à faire en sorte que les administrateurs nommés par elle votent en faveur de toute proposition de restructuration de la dette proposée par les administrateurs nommés par EASA.

Activités d'Edenor en Argentine

Edenor est une société exerçant une activité de distribution-commercialisation d'électricité sur une zone de concession de 4 637 km^2. Avec plus de 2,3 millions de clients au 31 décembre 2004, représentant 14,8 TWh de ventes sur l'exercice, Edenor est le premier distributeur-commercialisateur d'électricité du pays avec un chiffre d'affaires 2004 (tel que publié par Edenor et constitutif) de 305 millions d'euros (source : Rapport annuel Edenor 2004).

Edenor détient une concession conclue avec les autorités gouvernementales argentines relative à son activité de distribution-commercialisation pour une durée de 95 ans depuis 1992. Aux termes de ce contrat de concession, la première révision tarifaire devait intervenir en 2002, puis tous les cinq ans. Cependant la crise économique qui a frappé le pays a conduit l'Etat à ne pas procéder à une telle révision tarifaire. Le Groupe EDF a engagé en 2003 deux procédures

arbitrales auprès du CIRDI (Centre International de Règlement des Différents relatifs aux Investissements) visant à obtenir une indemnisation à l'encontre de l'Etat argentin. Ces procédures portent respectivement sur Edenor (concernant cette société, la procédure a été engagée conjointement avec EASA) et sur Edemsa (dont le contrôle a été cédé en 2005 par le Groupe EDF à IADESA). Le Groupe EDF considère que l'Etat argentin n'a pas respecté les engagements de révision tarifaire résultant des contrats de concession de distribution conclus entre ce dernier et les sociétés Edenor et Edemsa, rompant ainsi l'équilibre économico-financier desdits contrats. Le Groupe EDF réclame une indemnisation en réparation des préjudices subis et évalue le montant de ces demandes entre 500 millions et 1 milliard de dollars US. En application d'un accord en date du 9 juin 2005 conclu entre Dolphin et le Groupe EDF, EDFI et EASA (sa filiale à 100 %) se sont engagés à interrompre la procédure d'arbitrage devant le CIRDI relative à Edenor en cas de signature (avec l'accord de Dolphin) d'un *Memorandum of Understanding* entre Edenor et le gouvernement argentin fixant les modalités de renégociation du contrat de concession relatif aux activités de distribution d'Edenor.

Edenor s'approvisionne en électricité sur le marché de gros argentin. Les résidentiels, professionnels, industriels et les collectivités locales/services publics représentent en 2004 respectivement 42 %, 27 %, 25 % et 6 % des clients d'Edenor.

Situation opérationnelle actuelle

La situation opérationnelle d'Edenor reste saine et sous contrôle malgré la crise. L'année 2004 (+6 % en volumes) a confirmé la reprise des ventes constatée en 2003 (+5,5 %) et cette tendance semble se prolonger en ce début de 2005.

Malgré le mauvais état des réseaux, Edenor a su améliorer la qualité de service à un bon niveau. A cet égard, la durée de coupure moyenne a été divisée par cinq à 4,3 heures/MW installé en 2004 contre 22,1 heures/MW installé en 1992 et la fréquence de coupure est passée à 2,6 par an par client en 2004 contre 13,6 en 1992 (source : indicateurs de qualité de service Edenor controlé par le régulateur). Associés à un travail important sur la qualité de services, ces résultats ont permis une progression sensible du taux de satisfaction client de 73 % à 87 % en dix ans (source : enquête satisfaction Edenor réalisée par un organisme certifié).

La lutte contre les impayés, qui représentent 6,9 jours de chiffre d'affaires en 2004 (soit environ 7,3 millions d'euros) contre 9,7 jours en 2003 et 11,6 jours en 2002, constitue l'un des axes de travail prioritaires de la Direction d'Edenor. Le niveau des pertes techniques et non techniques (notamment vols d'énergie) après une hausse en 2002, est reparti à la baisse en 2004 pour atteindre 11,5 % des volumes d'électricité distribués.

Situation financière actuelle

Le niveau de la dette financière brute d'Edenor et de son holding de tête EASA s'élève à 599 millions de dollars US au 31 décembre 2004 (la dette financière nette de l'ensemble étant évaluée à cette même date à 508 millions de dollars US). Edenor est endettée à hauteur de 500 millions de dollars US (dont 88 millions correspondants à des prêts intra groupe) et EASA est endettée à hauteur de 99 millions de dollars US. Comme la plupart des distributeurs-commercialisateurs argentins qui ont opté pour un mode de financement reposant sur l'endettement, Edenor est actuellement en situation financière critique. Depuis juin 2002, Edenor est en défaut sur le principal de sa dette. Toutefois, Edenor et EASA continuent à payer les intérêts dus au titre de leur dette.

Litiges en matière de PCB

Edenor est en outre actuellement partie à une procédure pénale pour d'éventuelles contaminations par du polychlorobiphényle (PCB). Le PCB est un liquide utilisé dans les transformateurs électriques. A l'issue d'une enquête initiée en 2000, le juge fédéral de la ville de Campana (Province de Buenos Aires) a rendu le 24 mai 2005 une décision qui ordonne la mise en examen de trois cadres techniques d'Edenor ainsi qu'une caution préventive de 500.000 pesos à l'encontre des trois cadres intéressés et de 150 millions de pesos sur les actifs industriels d'Edenor (y compris des biens de la concession). Cependant, de nombreuses expertises judiciaires ont été réalisées à la demande du juge fédéral sans qu'aucune trace de PCB n'ait été révélée dans la terre, les végétaux, les eaux superficielles ou profondes. Même si le Groupe ne peut garantir qu'Edenor et les trois cadres techniques mis en examen obtiendront gain de cause, Edenor entend faire appel de cette décision.

6.2.1.3 Distrocuyo

EDF détient 21 % de Electrigal, société détentrice de 51 % du capital de Distrocuyo, une entreprise de transport d'électricité opérant, dans le cadre d'une concession exclusive de 95 ans, sur la province de Mendoza et celle de San Juan. Distrocuyo gère aujourd'hui 7 % de l'activité de transport électrique en Argentine.

6.2.1.4 Hidisa et Hinisa

Le Groupe EDF détient indirectement 51 % de Hinisa et 59 % de Hidisa, sociétés de production hydro-électrique situées dans la Province de Mendoza, détenant et exploitant des barrages au fil de l'eau de 390 MW et 270 MW de puissance respective. Ces deux sociétés bénéficient d'un contrat de concession de 30 ans conclu avec la Province de Mendoza en vigueur jusqu'en 2024, puis renouvelable.

6.2.1.5 Edemsa

Le Groupe a finalisé, le 30 mars 2005, la cession de sa participation dans la société argentine de distribution d'électricité Edemsa, située dans la province de Mendoza, à un investisseur local, Iadesa.

6.2.2 BRÉSIL

6.2.2.1 Environnement de marché

Ouverture du marché de l'électricité à la concurrence

L'Etat est aujourd'hui très présent dans le secteur énergétique soit directement, soit par l'intermédiaire de la société publique Eletrobras. L'Etat détient ainsi respectivement 68 % de la production (dont 39 % au travers d'Eletrobras), 100 % du transport (dont 80 % au travers d'Electrobras) et 34 % de la distribution-commercialisation (dont 3 % au travers d'Electrobras).

Le secteur électrique brésilien est aujourd'hui organisé autour de trois institutions : l'ANEEL (Agence nationale d'énergie électrique) qui est le régulateur, la Chambre de commercialisation d'énergie électrique qui organise le marché de gros de l'électricité et l'ONS (Organisme national du système) qui est l'opérateur national de transport d'électricité.

Depuis janvier 2003, le nouveau gouvernement s'est engagé dans une réforme du marché électrique brésilien qui se traduit par un interventionnisme étatique accru. Ainsi, une loi et les décrets d'application instituant les nouvelles règles du secteur sont entrés en vigueur en juillet 2004. Les objectifs affichés de cette réforme sont notamment la modération tarifaire et la création d'un contexte stable favorisant les investissements, de manière à assurer l'indépendance énergétique du Brésil et l'adéquation à long terme entre demande et production. Elle conduit à une séparation des activités de production, de transport, de distribution et de commercialisation. Les principales caractéristiques de cette réforme sont :

- la création d'un « *pool* » de producteurs d'électricité géré par l'Etat, auprès duquel l'Etat organise des mises aux enchères pour acheter l'énergie produite ;
- l'obligation pour le distributeur de signer des contrats d'achats pluri-annuels auprès du *pool* pour 100 % de leurs besoins tout en respectant leurs contrats d'achat bilatéraux préexistants ;
- la mise en place d'un mécanisme de « *pass-through* » généralisé par lequel les distributeurs répercutent intégralement les évolutions des prix de production auprès des clients finals.

Le système ainsi mis en place fait encore l'objet de nombreuses discussions politiques dans un contexte de relative instabilité et le Groupe considère qu'il pourrait donc à nouveau être modifié.

Acteurs du marché électrique brésilien

EDF est présente, par l'intermédiaire de ses filiales, sur les marchés de la production et de la distribution-commercialisation. Electrobrás possède une part prépondérante des marchés de la production, distribution-commercialisation et transport.

Spécificités du marché brésilien de l'électricité

Les moyens de production électrique au Brésil représentent une capacité totale installée de 91,3 GW et sont marqués par une prépondérance des moyens hydrauliques qui représentent, à eux seuls, 76,2 % de la capacité totale (source : Agência Nacional de Energia Elétrica-ANEEL, mars 2005). Par ailleurs, le besoin d'importations gazières est croissant pour répondre à la consommation d'un parc thermique en forte croissance. Les centrales thermiques à gaz représentent 9 % de la capacité totale de production. Le Brésil dispose par ailleurs d'une centrale nucléaire dont deux tranches sont en service pour une capacité de 2000 MW, soit un peu plus de 2 % de sa capacité installée.

Le pays souffre d'un phénomène « d'isolation électrique » du fait d'un sous-investissement en interconnexions Nord-Sud débouchant sur une pénurie d'électricité.

Le marché brésilien de la consommation électrique représente un total de 319 TWh en 2004. Les industriels, les résidentiels, les professionnels et les collectivités locales/services publics constituent respectivement 46 %, 24 %, 15 % et 15 % du marché (source : ANEEL-2004). Seul le marché des très grands clients (supérieur à 3 000 KW), soit 20 % des volumes distribués transitant sur le réseau brésilien, est ouvert à la concurrence.

Le rationnement d'électricité imposé par le gouvernement, à la suite de la sécheresse de 2001, sur la période 2001-2002 a entraîné une baisse de la consommation de 18 % qui tarde encore aujourd'hui à se résorber.

A ce contexte se sont ajoutées des problématiques opérationnelles liées, d'une part, aux impayés des entités publiques qui ont atteint des niveaux records au Brésil, et, d'autre part, à la hausse des pertes non techniques d'électricité reflétant en partie les difficultés macro-économiques du pays et leur impact sur les entreprises et les ménages.

6.2.2.2 Light

Participation du Groupe EDF

Le Groupe EDF détient 94,79 % du capital et des droits de vote de la société Light.

Activités de la société

Cette société possède une activité de production, distribution, et commercialisation d'électricité. Elle est située dans l'Etat de Rio de Janeiro sur une zone de concession de 10 970 km^2 et dessert 31 villes (dont Rio de Janeiro). Avec plus de 3,4 millions de clients au 31 décembre 2004, représentant 18,1 TWh de ventes sur l'exercice, Light est le premier distributeur-commercialisateur de l'Etat de Rio et représente 6 % du marché brésilien de la distribution. Light détient également des actifs de production, essentiellement hydrauliques, d'une puissance installée de 852 MW (soit 1 % de la puissance disponible au Brésil).

Un contrat de concession a été signé avec les autorités gouvernementales brésiliennes en 1996 pour une période de 30 ans renouvelable. Ce contrat prévoit un processus de révision tarifaire global tous les cinq ans. Il prévoit également un ajustement tarifaire annuel sur la base d'indicateurs macro-économiques, sous-tendu par un principe tarifaire de « *pass-through* », c'est-à-dire que toutes les évolutions des prix d'achat de l'énergie sont répercutées sur les clients finals du distributeur.

Light a réalisé un chiffre d'affaires (tel que publié par Light et contributif) de 1 104 millions d'euros durant l'année 2004 (source : Rapport annuel Light 2004).

Les résidentiels, industriels, professionnels et les collectivités locales/services publics représentent respectivement 36 %, 19 %, 29 % et 16 % de la consommation d'électricité distribuée par Light (source : Rapport annuel Light 2004).

Bilan des négociations tarifaires

Le régulateur et Light sont engagés depuis 2003 dans un processus de définition de la base d'actifs à rémunérer par les tarifs de distribution (c'est-à-dire la valeur des installations et des biens nécessaires à la prestation de service de distribution).

- En 2003, pour les besoins de la révision tarifaire périodique, la valeur de la base d'actifs de Light a été provisoirement arrêtée à 4,9 milliards de reals (1,36 milliards d'euros).
- En novembre 2004, lors de la révision tarifaire périodique suivante et faute d'accord définitif sur la valeur de la base d'actifs, cette dernière a été provisoirement, et à titre de précaution, revue à la baisse par le régulateur à 3,5 milliards de reals (0,97 milliards d'euros).
- Cette révision s'est accompagnée d'une révision rétroactive (provisoire) de la rémunération perçue par Light au titre de l'exercice 2004. Le « trop perçu » de facto constaté a été pour moitié compensé avec le mouvement tarifaire arrêté en novembre 2004 pour l'exercice 2005. Ainsi, au lieu d'une hausse de 17,61 %, résultant de l'application formelle du contrat en novembre 2004, Light a obtenu, à cette date, une hausse tarifaire moyenne de 5,02 %, soit une perte de recettes annuelles de plus de 500 millions de reals.
- Light a introduit un recours administratif auprès du régulateur demandant la reconsidération de la décision et présentant des informations complémentaires pour la détermination, définitive cette fois, de la base de rémunération. Le 2 février 2005 le régulateur a revu sa décision, certifiant une base de rémunération de 4,3 milliards de reals et revoyant à la hausse l'augmentation concédée en novembre 2004. L'application de cette décision n'interviendra que lors du prochain ajustement tarifaire prévu en novembre 2005.

Redressement de la rentabilité

Light a réduit ses coûts d'exploitation sur les cinq dernières années (–22 %) en reals courants, malgré un contexte inflationiste et entend poursuivre sa politique de maîtrise des coûts d'exploitation d'ici 2006. En l'absence de hausse tarifaire significative, les dépenses d'investissement ont été limitées à environ l'équivalent de 85 millions d'euros en 2004 et le Groupe EDF estime qu'elles seront maintenues à ce niveau en 2005 et 2006.

Light a fortement progressé en terme de qualité de services : alors qu'en 1996, elle occupait la quatorzième place du classement des distributeurs/commercialisateurs, Light se classe désormais troisième en termes de durée et quatrième en termes de fréquence de coupure d'électricité (source : Association Brésilienne des Distributeurs d'Energie Electrique « ABRADEE » 2004).

Les pertes non techniques et les impayés sont les deux enjeux opérationnels majeurs auxquels est confronté Light. Depuis 1998, le taux de pertes non-techniques a connu une progression constante qui s'est accélérée lors de la récession économique. La mise en place d'un plan volontariste de lutte contre les pertes à la mi 2003, a permis leur stabilisation à environ 19,1 % (pertes techniques et non-techniques) des volumes d'électricité distribués en 2004. Parallèlement, les impayés ont eux aussi fortement augmenté pour atteindre environ 266 millions d'euros au 31 décembre 2004, soit l'équivalent de 33,4 jours de chiffre d'affaires. La part d'impayés imputables aux entités publiques représente environ 94 millions d'euros, soit près de 35 % du montant total des impayés.

EDF a retenu une banque d'affaires pour analyser les différentes alternatives stratégiques possibles pour Light.

Amélioration de la situation financière de Light

Light est confronté depuis près de deux ans à une crise de liquidités et a des arriérés de paiement vis-à-vis de certains de ses fournisseurs. Cette société est en défaut sur le principal de sa dette non assortie de garantie depuis juin 2003 et sur les intérêts y afférents depuis octobre 2003. Le montant de la dette en cours de restructuration s'élève à environ 500 millions de dollars US (pour une dette totale nette contributive de 1 172 millions d'euros). Par ailleurs, EDF détient directement ou indirectement près de 300 millions d'euros de créances envers Light.

Cette situation n'est toutefois pas un cas isolé au Brésil puisque les principales sociétés de distribution d'électricité, toutes très endettées, sont aujourd'hui en grande difficulté financière. Toutefois, à l'exception du cas très spécifique de la société CEMAR, aucune société n'a déposé son bilan.

Le 17 mai 2005, Light a publié un communiqué sur l'accord conclu avec les banques créancières. Cet accord prévoit notamment que la dette en défaut (environ 550 millions de dollars US) sera refinancée en trois tranches dont les conditions de taux et d'amortissement sont différentes. La date de maturité finale de la dette restructurée se situe en 2013, mais avec une maturité moyenne légèrement inférieure à 6 ans. La dette refinancée continuera d'être majoritairement libellée en dollars US (67 % en dollars, le solde en reals). Cet accord était notamment conditionné à l'octroi par la BNDES (Banque de Développement du Brésil) du programme d'aide au secteur à Light. Le 28 juin 2005, la BNDES a approuvé l'octroi de ce programme d'aide au secteur qui consiste pour Light en un apport de fonds de la BNDES d'environ 727 millions de reals, la BNDES se réservant, sous certaines conditions, la possibilité de convertir jusqu'à 50 % de ce prêt à taux d'intérêt bonifié sous forme de capital. La finalisation et la mise en oeuvre de la restructuration financière de Light sont prévues au cours de l'été 2005.

Contentieux relatif à un schéma de financement de Light

Light a mis en place en 1997 un schéma de financement impliquant la création de deux filiales immatriculées aux Iles Cayman : Light Overseas Investment Limited (LOI) et Lir Energy Limited (LIR), créées pour souscrire à l'émission par Light d'obligations à long terme, à charge pour ces filiales de se refinancer à plus court terme sur le marché international des capitaux.

En 1999, la capacité de refinancement de LOI et de LIR ayant été réduite à la suite de la crise brésilienne des années 1998-1999, Light a dû procéder à une recapitalisation de ses deux filiales avant de finalement réduire respectivement le capital de LIR et de LOI de 75 et de 150 millions de dollars US. Face à ces différentes opérations, la Banque Centrale du Brésil, qui avait dûment approuvé les financements initiaux en 1997, a, en 2001, retiré son approbation avant de conclure en 2004 que les certificats approuvant ces opérations devaient finalement être rétablis.

Les décisions de la Banque Centrale du Brésil ont été à l'origine de trois procédures fondées sur les modalités de financement de Light :

- Une enquête fiscale lancée en avril 2002 ; cette procédure a conduit à une demande de redressement d'environ 481 millions de reals brésiliens soit environ 160 millions d'euros (base plus pénalités de 150 %). Ce montant a été contesté devant les tribunaux brésiliens et n'a pas été provisionné.
- Une enquête de la police fédérale qui a débuté en avril 2003 : un rapport d'enquête établi par l'officier fédéral en charge de cette enquête a conclu à l'absence de fait matériel susceptible de laisser penser que Light et ses dirigeants avaient commis des irrégularités de nature pénale. Cette affaire a été transmise à un juge pénal qui est actuellement en charge de son instruction.

Une enquête boursière initiée au printemps 2005 : cette enquête diligentée par le régulateur des marchés financiers brésilien vise à connaître la chronologie détaillée des faits ayant abouti à l'enquête de la police fédérale et à évaluer si les intérêts des actionnaires minoritaires de Light ont été lésés à l'occasion des opérations de financement décrites ci-dessus.

6.2.2.3 Norte-Fluminense

EDFI détient 90 % de Norte-Fluminense, société qui a construit et exploite la centrale à cycle combiné gaz de Norte-Fluminense située dans l'Etat de Rio de Janeiro. Cette centrale possède une capacité de 820 MW. Norte-Fluminense écoule toute sa production auprès de Light aux termes d'un *power purchase agreement* (PPA). Le début de mise en exploitation de la première turbine à combustion est intervenu en mars 2004 et l'exploitation commerciale en cycle combiné a démarré le 9 décembre 2004.

Norte-Fluminense est un actif dont le coût de production, en période d'hydraulicité normale, est supérieur au prix du marché spot. Toutefois, il présente un intérêt majeur en période de sécheresse pour assurer l'équilibre du système.

6.2.3 MEXIQUE

Le Groupe est présent au Mexique depuis 1998 en tant qu'industriel à travers des projets de production indépendante d'électricité (Independent Power Plants, « IPP »). La participation à ces projets d'IPP à cycle combiné gaz permet au Groupe d'exercer son savoir-faire d'architecte ensemblier et d'opérateur sur ce type de centrales.

Depuis 1998, le Groupe a ainsi intensifié sa présence locale au Mexique. Il constitue aujourd'hui l'un des principaux acteurs étrangers avec une capacité installée de 2 230 MW et une part de marché estimée à 5 % en 2004 sur la totalité du parc de production mexicain, et à 25 % du segment des producteurs privés (source : EDF).

Les IPP

Les IPPs du Groupe ont été mis en œuvre exclusivement suite à des appels d'offres internationaux, sous la forme de projets BOO (*Build, Own, Operate*), adossés à des PPA (*Power Purchase Agreement*).

Les projets IPPs sont conduits par des sociétés ad hoc fonctionnant selon le mode de financement de projet. Elles contractent, sur la base d'un plan d'affaires, les emprunts nécessaires à la réalisation des investissements. Le principe de ces projets repose sur un montage contractuel adapté dont la logique est de permettre aux seuls cash flows générés par l'activité des actifs de rémunérer l'ensemble des parties. Les dettes levées par la société projet sont ainsi assises sur ses cash flows et bénéficient d'une sûreté sur les actifs de la société sans garantie de la part des actionnaires. La répartition cible entre dettes et capitaux propres pour les projets mexicains est d'environ 75 % et 25 %.

Le Groupe dispose des compétences clés pour optimiser le rendement de ses projets IPP, à savoir l'ingénierie de construction, l'exploitation/maintenance, la capacité d'analyse des systèmes électriques, l'ingénierie juridique et contractuelle, la maîtrise de l'approvisionnement en combustible, l'ingénierie financière et le pilotage de projets.

Environnement de marché

Le système électrique mexicain dispose d'une capacité installée de 50 679 MW (thermique : 67,7 %, hydraulique : 21,6 %, nucléaire : 3 %, autres : 7,7 %).

Le secteur de la production d'électricité mexicaine est partiellement ouvert aux capitaux privés depuis 1992 à travers des schémas de production indépendante comprenant la conclusion de Power Purchase Agreements (PPA) d'une durée de 25 ans, d'autoproduction, de cogénération, d'exportation et d'importation d'électricité. En revanche, les secteurs du transport et de la distribution/commercialisation restent aux mains d'acteurs contrôlés par l'Etat.

Pendant les dix dernières années, le secteur de la production a bénéficié de 17 projets privés qui ont représenté 8 099 MW et 4 milliards d'euros. Ces investissements ont contribué à hauteur de 18 % à la production totale du Mexique.

Acteurs du marché mexicain de l'électricité

Les principaux énergéticiens présents sur ce marché sont Iberdrola (4 192 MW), EDF (2 230 MW), Union Fenosa (1 491 MW), Mitsubishi (1 485 MW), Intergen (984 MW), Transalta (477 MW), AES, Calpine et Kyushu Electric Power.

Activités du Groupe EDF au Mexique

Le Groupe EDF détient les centrales à cycle combiné gaz suivantes :

- *Rio Bravo 2* : capacité de 495 MW, mise en service en janvier 2002.
- *Saltillo* : capacité de 247 MW, mise en service en novembre 2001.
- *Altamira 2* (centrale détenue à 51 % par EDF et à 49 % par Mitsubishi Corporation) : capacité de 495 MW, mise en service en mai 2002.
- *Río Bravo 3 et Río Bravo 4* : capacités respectives de 495 MW et 500 MW, mises en service en avril 2004 et en avril 2005.

Afin d'assurer l'approvisionnement en gaz de la centrale de Rio Bravo 3, le Groupe EDF a créé en février 2002 la société Gasoducto del Rio qui a construit et exploité un gazoduc d'une longueur de 54 km (gazoduc mis en service en août 2003). Les principaux utilisateurs de ce gazoduc sont EDF, CFE et PEMEX. Ce projet intégré gaz-électricité a été le premier projet de ce type pour EDF au niveau international.

Après quelques difficultés techniques suivant la mise en service, le niveau de performance atteint en 2003 (première année complète d'exploitation en régime de croisière des trois premières centrales) a été confirmé en 2004 (Taux de disponibilité des centrales supérieurs à 90 %).

Toutefois, l'effet d'apprentissage d'une nouvelle technologie, ainsi que certaines difficultés techniques initiales, ont eu un impact négatif sur l'économie des premiers IPPs. Le retour d'expérience sur les deux premiers IPP (Rio Bravo 2 et Saltillo) a été utilisé avec profit sur les projets suivants.

6.2.4 ÉTATS-UNIS D'AMÉRIQUE

La présence du Groupe aux Etats-Unis se justifie par un besoin de veille industrielle et stratégique. Les Etats-Unis constituent le plus important marché énergétique au monde avec 3 850 TWh de consommation annuelle (source : Edison Electric Institute « EEI », 2004) et une croissance anticipée de 2,5 % par an. Il s'agit par ailleurs d'un marché très innovant dans le domaine de l'énergie avec une intense activité de recherche et développement, tant en amont qu'en aval, où siègent de nombreux groupes et organisations internationales et où sont présents certains concurrents d'EDF.

Dans ce contexte, la présence d'EDF, via un bureau de représentation et de veille, est indispensable. Basé à Washington, ce bureau coordonne la veille institutionnelle, commerciale, industrielle et technologique, et assure le support des activités d'EDF aux Etats-Unis.

A ce titre, EDF a participé à la constitution du consortium NuStart Energy Development LLC créé en mars 2004 et qui regroupe de grands électriciens nucléaires (Constellation Energy, Duke Power, Entergy, Exolon Generation, Florida Power & Light, Progress Energy et Southern Company) et des constructeurs (General Electric, Westinghouse). Le but de ce projet est de relancer et développer le nucléaire aux Etats-Unis à l'horizon 2014, en travaillant sur deux projets de réacteurs « passifs », l'AP 1000 (Advanced Passive 1000 MW Reactor) de Westinghouse et l'ESBWR (Economic Simplified Boiling Water Reactor) de General Electric. Grâce à cette participation, EDF pourra acquérir les éléments complémentaires (éléments techniques et de coût) sur ces réacteurs de nouvelle génération susceptibles d'être présents sur le marché lors du renouvellement du parc nucléaire français. La participation dans ce projet conduit EDF à verser 1 million de dollars USD par an sur cinq ans (de 2004 à 2008).

Le Groupe est également présent aux Etats-Unis au travers d'EDF Energies Nouvelles dans le domaine de l'exploitation et de la maintenance de parcs d'éoliennes pour compte de tiers (voir paragraphe 7.1.2.1.1 ci-dessous).

6.3 Asie/Pacifique

Les activités du Groupe EDF sur la zone Asie-Pacifique sont conduites par la Branche Asie-Pacifique de la Direction des Participations Internationales du Groupe EDF. Elles sont essentiellement concentrées sur la Chine en raison du fort développement du marché de l'électricité dans ce pays.

Le principal enjeu pour le Groupe EDF sur cette zone est la sécurisation à long terme de sa maîtrise industrielle. En effet, d'ici 2020, l'essentiel des constructions de centrales de production d'électricité dans le monde se fera en Asie (source : International Energy Outlook 2004).

La présence d'EDF depuis 20 ans en Asie lui donne l'opportunité de participer au développement de cette zone et d'assurer ainsi son avenir industriel en lui permettant de valoriser et de développer son savoir-faire tant dans le domaine nucléaire que dans les autres technologies de production (charbon propre, cycle combiné gaz, hydraulique) et de se préparer aux enjeux de renouvellement du parc.

6.3.1 CHINE

6.3.1.1 Environnement du marché de l'électricité

Ouverture à la concurrence

Après quelques années de réflexion et de débats au sein du gouvernement central, la Chine a décidé de lancer en 2002 une réforme profonde du secteur de l'électricité. L'objectif de cette réforme consiste à :

- modifier la situation de quasi-monopole dominée par l'ancienne State Power Corp. et mettre en place une concurrence organisée et contrôlée par l'Etat ;
- introduire la compétition par les prix dans la production d'électricité pour diminuer les coûts et établir un marché de l'électricité ouvert, compétitif et équilibré ; et
- optimiser l'allocation des ressources et développer un réseau national interconnecté entre les provinces.

Deux ans après le lancement de cette réforme, les décisions suivantes ont été prises :

- la séparation entre les activités de production et les activités de transport et distribution. L'ancienne State Power Corp. a ainsi été scindée pour donner naissance à :
  - State Grid et South Grid qui se concentrent désormais sur les réseaux de transport et de distribution ; et
  - cinq grands producteurs indépendants (les « GENCOs ») : Huaneng, Guodian, Huadian, CPI et Datang.
- l'établissement d'une Commission de régulation pour orchestrer et contrôler la compétition entre les producteurs.

Les autorités chinoises établissent actuellement les réglementations et dispositifs permettant l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité. Aujourd'hui, la priorité est donnée à la sécurité et à la fiabilité de la fourniture d'électricité.

Spécificités du marché chinois de l'électricité

D'après la Commission d'Etat chinoise pour le Développement et la Réforme (*National Development and Reform Commission*), les moyens de production en Chine devraient atteindre, en 2020, une capacité de production de 950 GW contre 385 GW aujourd'hui, soit un rythme de croissance de 35 GW/an, en raison de l'accroissement significatif de la consommation d'électricité (+14,7 % en 2004). En comparaison avec le parc de production français installé (101 GW au 31 décembre 2004), cela signifie que le gouvernement chinois entend construire, tous les ans, sur les 15 ans à venir, l'équivalent d'un peu plus du tiers du parc français installé.

Selon cette Commission, tous les types de production devraient être utilisés pour faire face au rythme soutenu de croissance de la demande. Ainsi, bien que le charbon devrait représenter encore 68 % du parc électrique d'ici 2020, il est prévu de construire en Chine des centrales nucléaires pour une capacité totale d'au moins 40 GW (soit 90 % des

nouvelles centrales nucléaires du monde et un peu plus de la moitié du parc français), des centrales à charbon d'une capacité de 400 GW (soit 22 fois le parc thermique français) et des outils de production hydraulique de 150 GW (soit sept fois le parc hydraulique français).

Pour la construction de ce parc, les acteurs industriels nationaux seront privilégiés. Néanmoins, ils devraient faire appel à des partenaires industriels internationaux.

6.3.1.2 Fondements stratégiques de la présence d'EDF en Chine

Intérêt pour le Groupe EDF de sa présence en Chine

La présence industrielle dans le développement chinois constitue un enjeu industriel majeur pour le Groupe EDF. En effet, EDF estime que son efficacité économique dans son rôle d'architecte-ensemblier résulte de sa maîtrise industrielle en termes de conception, de construction et d'exploitation de son parc de centrales, décrite au paragraphe 5.1.1.3 ci-dessus. Cette expertise résulte d'un processus dynamique qui s'alimente dans la pratique de projets innovants. En complément des projets français comme l'EPR, les nouveaux projets permettent d'entretenir l'avance technologique du Groupe EDF : la présence industrielle d'EDF en Chine lui permettra, dans la perspective du renouvellement du parc français, de prendre part aux innovations technologiques et de développer son savoir-faire industriel dans les décennies à venir, tout en limitant dans la mesure du possible ses investissements financiers.

Dans cette perspective, EDF entend participer, au travers de partenariats et de contrats de prestations de services, à la conception, à l'assistance à la construction et à l'exploitation de nouvelles centrales de production et pourra, le cas échéant, prendre des participations minoritaires dans certains actifs de production.

Atouts du Groupe EDF pour le développement de sa présence en Chine

EDF estime que sa présence en Chine depuis 20 ans lui a donné l'opportunité de participer au développement électrique de ce pays, conformément aux engagements du Groupe dans le développement durable et en cohérence avec les objectifs affichés par le gouvernement chinois d'une production abondante et de moins en moins polluante. De l'avis d'EDF, les producteurs chinois recherchent des partenaires disposant d'une compétence industrielle et d'une expérience internationale leur permettant de bâtir un partenariat industriel de long terme avec ces derniers.

EDF peut, dans ce contexte, apporter aux industriels chinois un support technique leur permettant de concevoir et construire eux-mêmes leurs centrales et leurs équipements, et de participer à l'émergence d'un réseau de fournisseurs chinois maîtrisant la conception et la fabrication d'unités de production (voir paragraphe 6.3.1 ci-dessous).

6.3.1.3 Activités du Groupe EDF en Chine

Avec ses participations dans des sociétés exploitant des centrales thermiques au charbon disposant au total d'une puissance installée de 3 720 MW, EDF est le premier investisseur étranger dans la production d'électricité en Chine. Le Groupe EDF a également développé des partenariats lui permettant de prendre part aux nouveaux développements technologiques dans le nucléaire, le thermique charbon et l'hydraulique.

Participations dans la production d'électricité thermique

Le Groupe EDF est présent dans ce secteur au travers de plusieurs centrales au charbon d'une capacité totale de 3 720 MW, en particulier les centrales de Laibin B et de Shandong Zhonghua Power Company.

• Laibin B

EDF a conclu en 1997 un projet « BOT » (« *build, operate and transfer* ») pour les études, la construction, les essais, la mise en service, l'exploitation et la maintenance de la centrale de Laibin B (720 MW) située dans le Guangxi. French Investment Guangxi Laibin Electric Power Company, Ltd. (Figlec), filiale à 100 % du Groupe EDF, est propriétaire de la centrale de Laibin B et Guangxi Laibin Synergie Operating Maintenance for Generation Co. Ltd. (Synergie), filiale à 85 % du Groupe EDF, est chargée de l'exploitation et de la maintenance, les 15 % restants étant détenus par la province et la compagnie de transport. Mise en service en novembre 2000, Laibin B a fourni 13,3 % de l'électricité de la province du Guangxi (50 millions d'habitants) en 2004 (source : National and Development Reform Commission, NDRC). En 2015, après 15 années d'exploitation, la propriété de Laibin B sera transférée au Gouvernement du Guangxi.

La présence d'EDF dans le district de Laibin a fortement contribué au développement économique de la région, et s'accompagne d'un partenariat étroit avec les exploitants agricoles voisins, les écoles et la municipalité, dans les domaines de la surveillance de l'environnement, de la promotion des métiers de l'électricité et de la coopération culturelle. Cette action illustre la politique de développement durable du Groupe EDF en Chine.

• Shandong Zhonghua Power Company

Le Groupe EDF détient 19,6 % de SZPC, société propriétaire de quatre centrales à charbon et à l'anthracite, d'une puissance totale de 3 000 MW. Ces centrales, mises en service entre 1987 et 2004, fonctionnent selon le modèle de l'*independent power plant* (IPP). Les autres actionnaires de SZPC sont Shandong Electric Power Company (SEPCO) (36,6 % du capital), China Energy Investment Company Ltd. (CEIC) (29,4 % du capital) et Shandong International Trust and Investment Company (SITIC) (14,4 % du capital). EDF a participé au pilotage de la construction des dernières

tranches de ces centrales. SEPCO est responsable de la gestion, l'exploitation et la maintenance des centrales ainsi que de la fourniture du charbon et achète la totalité de l'électricité produite. SZPC fournit aujourd'hui 10 % de l'électricité de la province du Shandong (90 millions d'habitants) (source : NDRC). SZPC est tenue de transférer au gouvernement de la province du Shandong chacune des centrales 20 ans après la réception de la deuxième unité de chacune des centrales.

• Charbon propre : contrat de consultance pour la centrale de Baima

Le charbon représente 74 % de la production d'électricité en Chine en 2004 et devrait, à l'avenir, continuer de représenter une part majoritaire (63 % prévus en 2020). Pour limiter les impacts de cet outil de production sur l'environnement, la Chine développe des centrales à charbon à haut rendement moins polluantes. Pour le Groupe EDF, il s'agit, dans ce contexte, en s'appuyant sur ses compétences en matière d'ingénierie thermique, de prendre part aux projets industriels chinois de pointe dans ce domaine afin de consolider son expérience industrielle et de faire face aux besoins qui pourraient émerger en Europe dans les années à venir en fonction de l'évolution des normes de pollution atmosphérique de l'Union Européenne. Actuellement, le Groupe EDF est présent dans ce domaine au travers d'un projet de centrale thermique au charbon ou à Lit Fluidisé Circulant (projet Baima) pour lequel un contrat de consultance a été signé avec la société de projet chinoise en février 2005 (mise en service et formation à l'exploitation).

• Buget

EDF possède 20 % des parts de Buget, une société de conception, de construction et de conseil dans le domaine du gaz pour le chauffage au gaz. Les autres actionnaires sont Gaz de France (20 %), Golden State (20 %) et Beijing Gas Group (BGG) (40 %).

Partenariats dans la production d'électricité nucléaire

• Daya Bay

De 1984 à 1994, à Daya Bay, dans le Guangdong (Canton), EDF a dirigé, pour le compte de la société propriétaire, la construction et la mise en service de deux réacteurs à eau pressurisée d'une puissance de 1 000 MW, grâce au savoir-faire de son ingénierie. Au plus fort du chantier, près de 100 salariés d'EDF travaillaient en Chine à ce projet. Les excellentes performances réalisées par cette centrale constituent la principale référence du Groupe en Chine. EDF participe à l'exploitation de la centrale par l'intermédiaire de contrats d'assistance.

• Ling Ao

Ling Ao, centrale identique à celle de Daya Bay, en est la suite logique : quelques dizaines d'ingénieurs français d'EDF assistent et conseillent les responsables locaux en charge de la construction et de l'exploitation de cette centrale nucléaire de deux réacteurs de 1 000 MW mis en service en mai 2002 et janvier 2003. En juillet 2004, le gouvernement chinois a approuvé deux tranches supplémentaires de 1 000 MW, chacune sur le site de Ling Ao. Dans ce cadre, EDF a signé le 21 avril 2005 un nouveau contrat d'assistance avec CNPEC (China Nuclear Power Energy Corporation), pour un montant prévisionnel de 25 millions d'euros et pour une mise en service prévue en 2010. D'autres opérations ponctuelles associent régulièrement EDF et les opérateurs chinois du nucléaire.

Partenariats dans la production d'électricité hydraulique

Présente en Chine depuis 1985 dans ce domaine, EDF, grâce à ses compétences en ingénierie hydraulique, est devenu un acteur reconnu :

- en matière de STEP (Stations de Transfert d'Energie par Pompage) ;
- en matière de surveillance de la qualité de la fabrication des équipements, notamment avec le barrage de Longtan (7 tranches de 700 MW chacune) ;
- en matière d'expertise technique, notamment avec les barrages de Conghua 1 (1 200 MW) en 1989, Yixing en 2002 (1 000 WM) et Zhanghewan en 2003 (1 000 MW) ; et
- en matière de gestion de vallée comme en 2004 à Yellow River.

Autres partenariats et perspectives

La présence d'EDF en Chine évolue vers des partenariats industriels de long terme sans investissements significatifs, notamment avec des producteurs chinois. L'enjeu pour EDF est d'aider à l'émergence d'un véritable partenariat industriel de long terme visant à échanger l'expérience en matière de conception, de construction et d'exploitation.

Dans cette perspective, un accord de coopération industrielle a été conclu entre les présidents de CPI (une Genco chinoise) et d'EDF en avril 2004, et un contrat d'assistance est en cours de négociation. Les deux sociétés envisagent également la prospection en commun d'un projet « charbon propre » en Asie. De la même façon, un accord de coopération industrielle a été conclu entre les présidents de Huaneng et d'EDF le 9 octobre 2004.

6.3.2 ACTIVITÉ DU GROUPE EDF DANS LE RESTE DE L'ASIE DU SUD EST

L'activité du Groupe EDF en Asie du Sud Est est centrée sur l'électrification du bassin du Mékong, dans le cadre du projet « Grand Mékong », qui vise progressivement à une intégration électrique, économique et politique du bassin. La Thaïlande et le Vietnam sont les moteurs de cette intégration et peuvent offrir des opportunités de type IPP, dans la continuité des projets Nam Theun 2 et Phu My 2.2. Le Groupe EDF estime que la puissance installée dans la région du Grand Mékong, de 36 GW aujourd'hui, sera augmentée de 30 GW d'ici 2015. L'objectif d'EDF est de développer des projets en Asie du Sud Est avec ses partenaires industriels, afin de poursuivre et développer ses activités de services d'ingénierie dans les réseaux électriques et la production hydraulique et thermique.

6.3.2.1 Thaïlande/Laos

Le Groupe EDF est présent au Laos à travers le projet de centrale hydraulique Nam Theun 2 d'une capacité de production de 1 070 MW. Situé sur un affluent du Mékong, ce projet hydroélectrique, avec un barrage permettant une retenue d'eau de près de 450 km^2, constitue un projet majeur pour le développement du Laos ainsi que pour l'approvisionnement énergétique du quart nord-est de la Thaïlande. Cette région devrait être l'acheteur principal de l'électricité produite. EDF détient 35 % de NTPC (Nam Thun Power Company), société propriétaire de la future centrale. Cette société a conclu le 3 octobre 2002 un accord de « BOT » avec le gouvernement du Laos, afin de financer et construire l'ouvrage hydroélectrique, puis l'exploiter pendant 25 ans après sa mise en service prévue en 2009. Les autres actionnaires de NTPC sont Electricity Generating Public Company Limited (« ECGO ») (25 %), la société holding ad hoc dépendant du Gouvernement du Laos (25 %) et Italian-Thai Development Public Company Limited (ITD) (15 %). Les accords d'achat de l'électricité à produire à partir de cette centrale (995 MW vers la Thaïlande, le solde vers le Laos) ont été signés le 8 novembre 2003 et la clôture du financement du projet de construction de la centrale Nam Theun 2 est intervenue le 15 juin 2005. En outre, le Groupe EDF dirige le consortium, dont il est membre, en charge de la maîtrise d'oeuvre pour la réalisation des ouvrages (contrat d'un montant global d'environ 720 millions de dollars US versés au consortium) et devrait fournir une assistance technique dans le cadre de l'exploitation de la centrale.

6.3.2.2 Vietnam

Le Groupe EDF est présent au Vietnam à travers le projet de centrale à cycle combiné gaz Phu My 2.2 d'une capacité de production de 715 MW et dont la mise en service est intervenue le 4 février 2005. Il s'agit du premier projet d'IPP à investissement exclusivement étranger lancé au Vietnam. Le contrat « BOT » a une durée de 20 ans. MECO (Mekong Energy Company), filiale à 56,25 % du Groupe EDF, est propriétaire de cette centrale. Les autres actionnaires sont le groupe Sumitomo (28,125 %) et Tokyo Electric Power International (15,625 %). Le Groupe EDF dirige le consortium, dont il est membre, en charge de la maîtrise d'œuvre de la réalisation de la centrale, pour environ 305 millions de dollars US. EDF et Tokyo Electric Power Corporation interviennent également dans le cadre d'une assistance technique pour la phase d'exploitation, en complément de General Electric qui fournit les prestations principales de maintenance.

6.4 Moyen Orient, Afrique

Divers pays ont fait appel à des investisseurs privés pour financer, construire et exploiter des centrales électriques (*Independent Power Plants* (« IPP »)), parmi lesquels les pays d'Afrique du Nord (Algérie, Maroc, Tunisie, Egypte), les pays du Golfe (Emirats Arabes Unis, Oman) et certains pays d'Afrique (en particulier la Côte d'Ivoire). Le Groupe est présent sur le marché de la production dans trois pays ayant adapté leur législation pour intégrer des IPP : l'Egypte, la Côte d'Ivoire et le Maroc.

Le Groupe cherche à valoriser au mieux ses actifs et à en assurer une gestion dynamique pouvant conduire, selon le cas, à des investissements ou au lancement de nouveaux projets.

6.4.1 EGYPTE

Le Groupe EDF a remporté en février 1999 deux appels d'offres pour le financement, la construction et l'exploitation en BOOT (*Build, Own, Operate, Transfer*) de deux centrales thermiques classiques de 680 MW chacune. Chaque centrale est constituée de deux unités thermiques classiques de 340 MW fonctionnant au gaz naturel et au fuel lourd en secours (combustibles d'origine locale). La maîtrise d'œuvre de la construction a été assurée par le Groupe. Les deux centrales sont implantées de part et d'autre du canal de Suez, l'une au bord de la mer Rouge au sud de Suez (Suez Gulf), l'autre au bord de la Méditerranée à l'est de Port Saïd (Port Said East). Le Groupe est propriétaire à 100 % des deux sociétés propriétaires de chaque centrale et d'une société d'exploitation commune aux deux centrales. Chaque centrale a produit 4 000 GWh en 2004, ce qui représente pour les deux centrales environ 10 % de la production égyptienne d'électricité. La centrale de Suez a été mise en service le 13 février 2003 et celle de Port Saïd le 9 juillet 2003. Les concessions portent sur une durée de 20 ans à compter des dates de mise en service. Toute la production d'électricité est vendue à l'acheteur unique, la société nationale *Egyptian Electricity Holding Company* (EEHC). La rémunération des sociétés propriétaires des centrales comporte classiquement une part fixe liée à la disponiblité de la puissance et une partie variable liée essentiellement à l'énergie produite. Les risques liés aux combustibles (coût et approvisionnement) sont assumés par EEHC qui en rembourse contractuellement les coûts. La Banque centrale d'Egypte garantit au nom de la République Arabe d'Egypte tous les paiements dus par EEHC.

6.4.2 CÔTE D'IVOIRE

EDF détient indirectement 33 % de la société propriétaire et directement 50 % de la société d'exploitation de la centrale d'Azito. Située près d'Abidjan, la centrale comprend deux turbines à gaz d'une capacité totale de 150 MW chacune, alimentée par du gaz naturel d'origine ivoirienne. Elle a fourni 1 950 GWh d'électricité en 2004, soit le tiers de la production nationale. L'intégralité de la production est revendue à l'opérateur national ivoirien qui a respecté ses obligations contractuelles depuis la mise en service commercial de la centrale en 1999.

EDF détient 51 % de la société Enerci. Cette société est membre à hauteur de 12 % de la joint venture qui exploite le plus gros gisement de gaz de la Côte d'Ivoire, nommé Foxtrot (57 % de la production ivoirienne en 2003 avec 71 mpc/j). Ce gisement est le fournisseur traditionnel de la centrale d'Azito.

6.4.3 MAROC

Au Maroc, le Groupe détient :

- 84,5 % de la Compagnie Eolienne du Détroit (« CED »), qui a construit et exploite un parc éolien au Nord du Maroc d'une puissance de 50 MW et qui a produit 178 GWh d'électricité en 2004 ;
- 50 % de la société Témasol, à parité avec le groupe Total. Témasol est une société d'électrification en solaire photovoltaïque, qui a entamé depuis 2002 l'installation et la gestion de 58 500 systèmes photovoltaïques, obtenus en trois appels d'offres successifs pour le compte de l'Office Naitonal d'Electricité. Le programme d'installation se déroule conformément au calendrier (avec même une légère avance). Temasol est aujourd'hui la plus importante « société de services décentralisés » dans le monde.

6.4.4 AFRIQUE DU SUD

EDF est actionnaire, à 50 % avec Eskom, de la société PNES (Phambili Nombane) chargée de la réalisation, du développement et de l'exploitation du réseau de distribution de l'électricité dans la *township* de Khayelitsha. Cette société dessert 60 000 clients au sein d'une population d'environ 500 000 habitants.

6.4.5 ACTIVITÉS SERVICES

La division Moyen-Orient et Afrique a, outre l'activité IPP, une activité de vente de services sur sa zone, qui a généré en 2004 un chiffre d'affaires de 5 millions d'euros dans le domaine de la distribution.

La vente de services présente plusieurs enjeux pour EDF :

- développer, dans un contexte international, une compétence dans un certain nombre de domaines : production thermique, production hydraulique, dispatchings, planification de réseaux, interconnexion ;
- maintenir une présence dans des régions qui offrent un intérêt stratégique pour le Groupe, sans qu'aucun investissement direct ne soit nécessaire (comme dans le pourtour méditerranéen dont l'intérêt est stratégique pour le Groupe en matière d'accès au gaz) ;
- maintenir une coopération avec les électriciens de pays du Sud.

EDF est particulièrement présente dans les pays suivants :

- Abu Dhabi : ingénierie de dispatching, études d'interconnexion des émirats, intégration techniques IPP ;
- Liban : assistance technique dans la construction de centrales thermiques, aménagements hydroélectriques, réseaux et autres conseils (organisation, étude tarifaire...) ;
- Egypte : ingénierie du dispatching régional du West Delta ;
- Libye : formation professionnelle ;
- Maroc : électrification rurale, ingénierie hydraulique, électrification par panneaux solaires ;
- Algérie/Tunisie : assistance technique ;
- Afrique : assistance à l'exploitation, actions de formation.

7. Autres activités et fonctions transverses

7.1 Autres activités

7.1.1 SERVICES ÉNERGÉTIQUES DU GROUPE EDF

Pour répondre à l'évolution des marchés tant industriels, tertiaires que collectifs, et renforcer sa relation clientèle sur chacun de ces secteurs, EDF considère les services énergétiques comme une composante importante de son modèle d'activité. Le Groupe est présent sur le marché des services énergétiques, principalement au travers de ses participations dans le groupe Dalkia (leader européen du secteur) ainsi que de ses activités propres de services et de celles d'EnBW Energy Solutions, d'EDF Energy (Branche EDF Energy Development) et de Fenice. Les services offerts aux résidentiels par le Groupe EDF sont décrits aux paragraphes 7.1.1.2.2 ci-dessous, et aux paragraphes 6.1.1, 6.1.2 et 6.1.3 ci-dessus.

7.1.1.1 Présentation des services énergétiques

Le Groupe EDF est en mesure de proposer à ses clients industriels, tertiaires et collectivités locales en Europe, une gamme étendue et cohérente de services énergétiques au-delà de la fourniture d'énergie :

- services directement liés à la fourniture d'énergie : suivi de la consommation, assistance à l'optimisation de la consommation, audit de la qualité de l'installation, conseil en matière de maîtrise de la consommation ;
- services liés à l'installation électrique des clients : conception et construction du réseau électrique, exploitation et entretien du réseau, installation de maintenance et d'équipement de production décentralisée ;
- services liés aux utilités : production de vapeur, air chaud, air froid, air comprimé, vide pour les sites industriels et tertiaires ;
- gestion thermique des bâtiments : chauffage, air conditionné, ventilation et climatisation ;
- gestion globale de bâtiments (*facilities management*) : elle intègre dans une seule prestation une gamme étendue de services, allant de l'entretien des équipements thermiques, électriques et mécaniques aux activités de logistique. Le client a un interlocuteur unique capable de prendre en charge ces différentes prestations des services liés aux bâtiments et aux occupants ; et
- services spécifiques aux collectivités locales, soit dans le cadre de leurs usages propres, soit à destination des habitants de la collectivité locale dans le cadre d'une délégation de services publics concédés : la gestion de l'éclairage public, du chauffage urbain, de l'incinération des déchets, prestations électriques sur la voie publique, etc.

Le marché des services énergétiques comporte des spécificités importantes telles que la durée généralement longue des contrats, la mise à disposition de main d'œuvre sur le site du client ou la reprise de son personnel. Chaque offre est adaptée aux besoins spécifiques du client et aux caractéristiques du site. Elle fait souvent appel à des partenaires et sous-traitants. Ainsi, les contrats d'exploitation des réseaux de chaleur et de froid sont des contrats à long terme susceptibles d'atteindre 25 à 30 ans. La durée des contrats d'exploitation d'installations thermiques et multitechniques peut dépasser 10 ans. Dans le domaine des services industriels, les contrats sont de plus courte durée (entre six et sept ans en moyenne). Enfin, dans le secteur du facilities management, les contrats sont généralement d'une durée de trois à cinq ans.

Le métier des services énergétiques s'appuie en outre sur des compétences diverses en matière d'ingénierie financière et sociale.

7.1.1.1.1 Le marché des services énergétiques

Sur les quatre pays prioritaires pour le Groupe (France, Allemagne, Royaume-Uni et Italie), le marché potentiel des services énergétiques externalisables est estimé entre 20 et 40 milliards d'euros par an (hors fourniture d'énergie) (source : Frost et Sullivan). Ce marché connaît un fort développement avec un taux de croissance de 10 % par an (source : Frost et Sullivan).

EDF estime que cette tendance devrait se poursuivre en raison du souci croissant de la part des clients industriels, tertiaires et collectivités locales d'optimiser leur consommation énergétique. Ce souci répond, d'une part, à une demande croissante d'économie et de performance de leurs installations et, d'autre part, à des contraintes réglementaires et législatives comme le projet de directive européenne sur les services, la loi d'orientation sur l'énergie en France (voir paragraphe 4.11.2 ci-dessous pour la description de ce projet) et la réglementation européenne sur les quotas de CO_2.

Les grands groupes énergéticiens internationaux concurrents du Groupe EDF développent également une activité de services au travers de filiales spécifiques. Ces principaux concurrents sont : Suez avec sa filiale Elyo, RWE avec sa filiale RWE Solutions et Gaz de France avec sa filiale Cofatech.

7.1.1.1.2 Détail des services énergétiques du Groupe EDF

La carte ci-dessous détaille la présence en Europe des différentes sociétés du Groupe opérant dans le secteur des services énergétiques :

7.1.1.1.3 Intérêt stratégique des services énergétiques pour le Groupe EDF

Le développement de l'activité services énergétiques du Groupe lui permet :

- d'enrichir sa relation avec les clients en vue de les fidéliser ;
- de développer une activité nouvelle.

7.1.1.2 Le groupe Dalkia

7.1.1.2.1 Structure du groupe Dalkia

Leader sur le marché européen des services énergétiques avec un chiffre d'affaires global de 5 655 millions d'euros en 2004 (périmètre géré[1]), le groupe Dalkia est le partenaire d'EDF qui lui permet d'atteindre une taille critique dans ce domaine. Le groupe Dalkia dispose en effet d'une gamme complète de services, d'un excellent maillage commercial en France et d'une forte implantation, en Europe. Le groupe Dalkia développe avec EDF des offres communes à l'étranger et pour les clients éligibles en France.

Détail de la participation d'EDF dans la holding du groupe Dalkia

Au 31 décembre 2004, EDF détient une participation de 34 % du capital et des droits de vote de la société holding du groupe Dalkia (« Dalkia »), constituée sous forme de société par actions simplifiée. Le Groupe EDF détient cette participation depuis décembre 2000 après avoir réalisé des opérations incluant l'apport en nature de certaines de ses filiales de services énergétiques à Dalkia. Le solde du capital de Dalkia est détenu, à hauteur de 66 %, par Veolia

(1) 100 % du chiffre d'affaires de Dalkia et ses filiales.

Environnement, société admise aux négociations sur l'Eurolist d'Euronext et sur le NYSE. EDF détient 4 % du capital de cette société au 31 décembre 2004.

Pacte d'associés

Aux termes d'un pacte d'associés conclu le 4 décembre 2000 entre EDF et Veolia Environnement, et de son avenant en date du 19 avril 2005, EDF bénéficie d'une option d'achat, et Veolia Environnement d'une option de vente, qui permettraient à EDF, en cas d'exercice, de porter sa participation à 50 % du capital et des droits de vote de Dalkia sous réserve de l'accord des autorités de tutelle et de la conclusion d'un accord relatif aux modalités de coopération futures des deux actionnaires. L'échéance de la date d'exercice de ces options a été fixée au 31 juillet 2005.

Le prix de vente des actions relatives à l'exercice de ces options, devra, en vertu du pacte, être déterminé d'un commun accord par les parties, ou, à défaut, par un expert devant prendre en compte la valeur de marché de la société.

En outre, le pacte d'associés contient une clause de changement de contrôle en vertu de laquelle chaque partenaire bénéficie du droit de racheter à l'autre la totalité de sa participation dans Dalkia si ce dernier vient à être contrôlé par un tiers concurrent. Il confère également à chaque partie un droit de préemption en cas de cession des titres Dalkia à un tiers acquéreur.

Gouvernance de Dalkia

Le principe de spécialité d'EDF lors de son entrée au capital de Dalkia Holding (article 44 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000, abrogé par la Loi du 9 août 2004) interdisait à EDF de proposer, directement ou indirectement, aux clients non éligibles présents en France, une offre de prestations techniques ou commerciales accompagnant la fourniture d'électricité. Les principes de gouvernance spécifiques, prévus par le pacte décrit ci-dessus, permettaient de respecter les restrictions imposées à EDF par le droit de la concurrence, tout en permettant l'offre par le groupe Dalkia de prestations globales aux clients non éligibles. L'organisation et le fonctionnement du groupe Dalkia empêchaient en effet EDF d'exercer un quelconque contrôle sur les activités relatives à des clients non éligibles.

Les parties ont ainsi procédé au niveau de Dalkia à l'isolement de toute question ou décision relatives à l'activité française du groupe en créant deux conseils de surveillance distincts :

- Le conseil A, qui ne comprend à ce jour aucun représentant d'EDF, a la compétence pour traiter des questions relatives à Dalkia France ; et
- Le conseil B, dans lequel EDF est représenté comme actionnaire minoritaire, a la compétence pour traiter de toutes les questions qui ne relèvent pas de la compétence du conseil A.

En vertu des récentes évolutions législatives applicables à EDF (abrogation de l'article 44 de la loi du 10 février 2000 et fin du principe de spécialité du fait de la transformation en société anonyme), cette gouvernance devrait être simplifiée.

Par ailleurs, anticipant ces évolutions, le pacte d'associés prévoit que si EDF venait à augmenter sa participation à hauteur de 50 %, EDF et Veolia Environment seraient représentées de façon égalitaire au sein des organes sociaux de Dalkia.

Composition du groupe Dalkia

Dalkia détient les participations ci-après :

- 100 % de Dalkia France, société rassemblant l'activité française du groupe Dalkia. Les organes de gestion de Dalkia France ne comportent aucun représentant d'EDF, ce qui garantit l'absence d'influence d'EDF sur le fonctionnement de l'activité française. Le chiffre d'affaires social géré de Dalkia France pour l'exercice 2004 est de 3 147 millions d'euros.
- 74,56 % de Dalkia International qui a pour objet de porter l'ensemble des titres des filiales internationales du groupe Dalkia. EDF et Dalkia France détiennent le solde du capital (respectivement 24,14 % et 0,16 %). Le chiffre d'affaires géré de Dalkia International pour l'exercice 2004 est de 2 449 millions d'euros.
- 50 % de Dalkia Investissement, dont l'objet est de concevoir et mettre en œuvre les montages de projets d'investissement chez les clients éligibles en France et les grands comptes à l'étranger, et dont l'activité principale consiste à porter des actifs de cogénération du groupe Dalkia. EDF détient les 50 % du capital restants de Dalkia Investissement. Le chiffre d'affaires géré de Dalkia Investissement pour l'exercice 2004 est de 128 millions d'euros. Après éliminations internes, la part consolidée de ce chiffre d'affaires ressort à 61 millions d'euros pour 50 % dans le chiffre d'affaires géré de Dalkia.
- 50 % d'Edenkia (ex–Dalkia Offre Globale), qui a pour objet d'assurer le développement commercial et la mise en œuvre de l'offre globale auprès des clients éligibles en France et les grands comptes à l'étranger. EDF détient les 50 % du capital restants, étant précisé que le pacte d'associés en date du 4 décembre 2000 prévoit que l'intégralité du bénéfice distribuable d'Edenkia sera distribué annuellement selon la clé de répartition suivante : 24,24 % pour EDF et 75,76 % pour Dalkia. Le chiffre d'affaires géré d'Edenkia pour l'exercice 2004 est de 6,3 millions d'euros. Cette société est consolidée par mise en équivalence dans les comptes de Dalkia. Son chiffre d'affaires n'apparaît donc pas dans le chiffre d'affaires géré de Dalkia.

En vertu des récentes évolutions législatives applicables à EDF (abrogation de l'article 44 de la loi du 10 février 2000), la structure organisationnelle du groupe Dalkia devrait être amenée à évoluer.

7.1.1.2.2 Activités du groupe Dalkia

Le groupe Dalkia propose des offres innovantes multiénergies qui contribuent à la protection de l'environnement. Lorsque cela est possible, le groupe Dalkia recourt à des énergies renouvelables et à des énergies alternatives telles que l'énergie géothermique, la biomasse, la chaleur produite par l'incinération des déchets ménagers, la chaleur récupérée au cours des processus industriels ou la cogénération.

Les collectivités locales, les clients industriels et les clients du tertiaire représentaient respectivement 46 %, 29 % et 25 % du chiffre d'affaires de Dalkia France en 2004.

La part du chiffre d'affaires du secteur professionnel (clients tertiaires et industriels) a progressé en 2004 de 0,5 % pour s'établir à 54,5 % du chiffre d'affaires total du groupe Dalkia. Dalkia a conclu de nouveaux contrats en 2004 avec des clients industriels qui représentent 110 millions d'euros de chiffre d'affaires annuel.

Description de l'activité du groupe Dalkia

Sur le marché européen, l'activité de Dalkia bénéficie de trois grandes opportunités que sont l'ouverture des marchés de l'énergie, la volonté croissante des clients industriels d'externaliser les activités ne faisant pas partie de leur cœur de métier et la montée en puissance du concept de développement durable.

Au 31 décembre 2004, le groupe Dalkia gérait, toutes filiales confondues, un effectif total d'environ 43 300 personnes à travers le monde.

Réseaux de chaleur et de froid

Dalkia est une des premières entreprises européennes de gestion de réseaux de chauffage et de climatisation urbains. Dalkia gère 620 réseaux de chauffage ou de froid urbain et locaux dans le monde, notamment en France, au Royaume-Uni, en Italie, en Allemagne, en Europe centrale et orientale et dans les pays baltes. Les réseaux exploités par Dalkia fournissent du chauffage, de l'eau chaude sanitaire et de l'air conditionné à des bâtiments publics et privés diversifiés (écoles, hôpitaux, immeubles de bureaux et immeubles d'habitation).

Services thermiques et multitechniques

Les services thermiques consistent en l'exploitation de systèmes de chauffage, d'eau chaude sanitaire et d'air conditionné permettant d'assurer des conditions de vie et de travail confortables. Ils portent également sur l'amélioration de l'exploitation de systèmes existants dans le but d'optimiser leur efficacité. Dalkia fournit des services énergétiques intégrés pouvant comprendre la conception et l'amélioration des installations, la fourniture d'énergie, la gestion et la maintenance des installations, à des clients privés et publics, industriels et tertiaires. Dalkia gère environ 80 000 installations énergétiques dans le monde.

Utilités industrielles, installation et maintenance d'équipements de production

Dalkia est devenu l'un des premiers fournisseurs de services industriels en France et au Royaume-Uni. Il a ainsi acquis un savoir faire dans les domaines de l'analyse des processus industriels, l'amélioration de la productivité et l'exploitation, l'entretien et la maintenance des équipements. Le secteur industriel représente, en 2004, 27,5 % de son chiffre d'affaires.

Dalkia a par ailleurs poursuivi le développement de son activité dans des secteurs prometteurs, tels que la maintenance des salles blanches avec Dalkia Technologies, filiales spécialisée dans la conception et l'exploitation de salles à atmosphère contrôlée, ainsi que la production d'électricité à partir d'installations de cogénération en dehors des périodes de fonctionnement hivernal régies par les tarifs d'achat obligatoire.

Services intégrés de facilities management

Les contrats de facilities management intègrent dans une seule prestation une gamme étendue de services, allant de l'entretien des équipements thermiques, électriques et mécaniques aux activités de logistique. Le client a un interlocuteur unique capable de prendre en charge ces différentes prestations. Dalkia exerce son activité de facilities management pour les clients industriels ou du secteur tertiaire sur des sites industriels, commerciaux, de bureaux ou des établissements de santé.

Services d'éclairage public

Citélum, filiale de Dalkia, a acquis une réputation mondiale pour la gestion de l'éclairage urbain, la régulation de la circulation urbaine et la mise en lumière du patrimoine.

Services aux particuliers

Dalkia développe également auprès des particuliers, conjointement avec Veolia Water, des interventions à domicile par l'intermédiaire de Proxiserve, une filiale française commune avec Veolia Water (services énergétiques/eau) fournissant aux particuliers des services d'entretien en chauffage, climatisation et plomberie.

L'activité de Dalkia en 2004

France

En 2004, Dalkia a remporté des contrats représentant un chiffre d'affaires total cumulé estimé à environ 2 milliards d'euros. Le CHU de Nancy a renouvelé avec Dalkia son contrat pour un chiffre d'affaires estimé à 31 millions d'euros sur dix ans (exploitation et gestion des installations thermiques et du génie climatique, avec intégration d'une cogénération de 4 MW). La concession du réseau de chaleur et de froid de Lyon Villeurbanne, troisième réseau de chaleur en France, a été renouvelée pour une durée de 25 ans avec un chiffre d'affaires cumulé estimé à 500 millions d'euros. La ville de Montluçon a par ailleurs délégué à Dalkia la gestion de ses réseaux de chaleur, représentant un chiffre d'affaires cumulé estimé à 62 millions d'euros sur 20 ans.

Activités des filiales de Dalkia International

Présent dans près de 38 pays, le groupe Dalkia dispose par le biais de Dalkia International d'une très large couverture géographique européenne, notamment en Italie, en Grande Bretagne, dans les PECO et les pays baltes. La densité du réseau du groupe lui permet d'accompagner ses clients à l'étranger et de leur offrir une qualité de service homogène.

Par le biais de Dalkia International, 45 % du chiffre d'affaires 2004 du groupe Dalkia était ainsi réalisé à l'international.

En Italie, un contrat a été conclu pour un montant cumulé de 430 millions d'euros sur 8 ans concernant la prise en charge de l'ensemble des énergies et des fluides de 4 hôpitaux et établissements de soins dans les régions du Lazio et de la Ligurie.

En Hongrie, un contrat a été conclu pour un montant de 80 millions d'euros sur 6 ans relatif à la construction d'une nouvelle centrale de cogénération et la fourniture de vapeur à l'industriel Richter Gedeon Rt, leader hongrois de la pharmacie.

En Pologne, après avoir acquis le réseau de chaleur en 2002, Dalkia a acquis la centrale de production d'électricité et de chaleur de la ville de Poznan.

7.1.1.2.3 Synergies avec le groupe EDF

Au delà des opportunités stratégiques évoquées au paragraphe 7.1.1.2 ci dessus, la présence du groupe Dalkia sur l'ensemble des zones prioritaires du Groupe en Europe offre des opportunités de synergies commerciales et techniques avec les autres filiales et participations qui entrent dans le secteur des services énergétiques : Fenice en Italie, EnBW Energy Solutions GmbH en Allemagne, EDF Energy Development au Royaume-Uni et Estag en Autriche (pour une description des activités de services énergétiques de ces sociétés, voir paragraphes 6.1.3, 6.1.2, 6.1.1 et 6.1.4.3 ci-dessus. Ces opportunités sont facilitées par l'existence de la filière services énergétiques en charge de la mise en commun des informations techniques ou commerciales et du développement des échanges et des synergies en matière de services énergétiques au sein du Groupe, dans le respect des contraintes réglementaires applicables.

7.1.1.2.4 Axes de développement

Le développement du groupe Dalkia est centré autour des quatre principaux axes suivants :

- le déploiement de l'offre sur les marchés déréglementés de l'énergie en Europe ;
- le développement dans le domaine des grands réseaux de chaleur et de froid en France et en Europe ;
- le développement de l'offre aux clients industriels avec des solutions techniques innovantes ;
- la promotion d'offres d'externalisation intégrées par des clients ou équipements publics comme dans les secteurs tertiaire et industriel, associant des prestations optimisées de gestion globale de bâtiments (chauffage, climatisation, utilités, électricité, éclairage).

Le développement international reste un objectif stratégique majeur pour le groupe Dalkia.

Enfin, le renforcement de la relation du groupe Dalkia avec EDF est un atout majeur pour la mise en œuvre de ces axes de développement. Elle se traduit notamment par :

- une accentuation de la collaboration commerciale en France, dans le cadre de l'ouverture des marchés de l'énergie au 1er juillet 2004 (notamment par la mise en œuvre de nouvelles formes de collaborations reposant sur une plus grande décentralisation du fait de la multiplication des sites éligibles) ;
- un renforcement de la collaboration commerciale avec les diverses entités du Groupe fournissant de l'énergie dans les autres pays d'Europe ;
- une coopération renforcée dans le domaine du gaz afin d'apporter à Dalkia un approvisionnement compétitif et de permettre à EDF d'optimiser les conditions d'approvisionnement en amont pour l'ensemble des activités du Groupe ; et
- une recherche systématique des synergies dans différents domaines (achats, R&D...).

7.1.2 DIRECTION DES PARTICIPATIONS ET DES ACTIVITÉS NOUVELLES (« DP&AN »)

La Direction des Participations et des Activités Nouvelles (« DP&AN ») est en charge du développement des activités nouvelles d'EDF. Elle est ainsi responsable de deux programmes d'activités innovantes ou liées au développement durable (Business Innovation et Transports Electriques) ainsi que de la gestion des participations détenues par EDF dans des sociétés développant des activités nouvelles. Ces participations sont pour l'essentiel détenues par l'intermédiaire du holding EDEV. En outre, le holding EDEV détient pour des raisons historiques des participations au sein de sociétés exerçant dans les domaines d'activité traditionnels d'EDF (production et distribution d'électricité).

En 2004, la DP&AN a généré un chiffre d'affaires de 977 millions d'euros, soit environ 2 % du chiffre d'affaires consolidé 2004 du Groupe EDF.

Dans le cadre de l'exercice de ses activités, la DP&AN s'est dotée d'un comité des engagements destiné à autoriser ou donner son avis sur des projets d'investissement entrant dans son champ de compétence, c'est-à-dire :

- tout projet d'investissement d'un montant supérieur à 3 millions d'euros ;
- toute création de société, acquisition ou cession de titres, sans limitation de montant ;
- tout projet de contrat de services d'un montant annuel supérieur à 4,5 millions d'euros ;
- tout projet de contrat de travaux d'un montant total supérieur à 15 millions d'euros ; et
- tout projet de structure déconsolidante.

En 2004, 32 dossiers ont été examinés en comité d'engagement de la DP&AN : 10 dossiers ont reçu une suite positive pour un montant d'investissement (Capex) d'environ 200 millions d'euros, dont 70 en contribution d'EDF, et de deux contrats d'ingénierie « clefs en mains » pour un montant total de 80 millions d'euros.

7.1.2.1 Activités Nouvelles

7.1.2.1.1 Energies Nouvelles

Le développement des énergies renouvelables est devenu une réalité en Europe et aux Etats-Unis : en 2004, 5 678 MW d'éolien et 410 MWc de panneaux photovoltaïques ont été installés au sein de l'« Europe des 10 ». Ce développement concerne aujourd'hui très largement l'éolien, la biomasse venant en deuxième et le solaire étant vu comme un relais de croissance futur qui s'amorce dès aujourd'hui. L'hydraulique est arrivé à saturation dans ces pays.

Leader européen en matière d'énergies renouvelables grâce à l'hydraulique, le Groupe EDF a pour ambition de développer toutes les formes d'énergies renouvelables et en particulier la production éolienne. EDF entend aussi favoriser l'émergence de nouvelles technologies en lien avec la R&D et développer les capacités de production dans les filières « Eolien », « Hydraulique », « Solaire », « Biomasse » et « Géothermie ». Cette démarche s'inscrit dans le cadre de la politique de développement durable du Groupe (voir paragraphe 7.3.1 ci-dessous).

7.1.2.1.1.1 EDF Energies Nouvelles

Le développement d'EDF en matière d'énergies renouvelables est porté principalement par EDF Energies Nouvelles (anciennement SIIF-Energies), qui est une société commune entre le Groupe EDF et M. Pâris Mouratoglou, son fondateur. En octobre 2000, EDF a pris une participation de 35 % au capital de SIIF-Energies à qui le Groupe EDF octroie un droit de premier refus qui expire le 31 octobre 2007, pour les nouveaux développements dans l'énergie éolienne, solaire, géothermique, la biomasse naturelle et la mini-hydraulique hors de France. En décembre 2002, EDF a porté sa participation à 50 %. EDF a accordé un prêt subordonné pour un montant maximum de 150 millions d'euros, dont 77 millions d'euros correspondent aux dettes d'acquisition de EnXco, société américaine acquise en 2002.

Monsieur Mouratoglou dispose d'une option de vente de ses titres envers EDF, qui est exerçable du 1er décembre 2008 au 31 décembre 2008, en cas de refus par EDF d'introduire en bourse la société avant une certaine date (actuellement juin 2007, mais qui peut être repoussée d'un commun accord par les parties), à un prix correspondant à la moyenne des valorisations retenues par deux experts, déterminées selon les méthodes habituellement retenues pour une introduction en bourse.

Le conseil d'administration s'est prononcé une première fois et a repoussé au 30 juin 2005 la date à laquelle une décision sur le principe de l'introduction en bourse devait être prise. Une décision quant à l'introduction en bourse de la société a donc à nouveau été examinée par le conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles le 15 juin 2005. Ce conseil a confirmé la volonté des parties de procéder à l'introduction en bourse et a repoussé la date limite d'introduction en bourse au 30 juin 2007. Un conseil d'administration devra se tenir au plus tard quatre mois avant cette date, pour décider l'introduction en bourse.

Dans l'hypothèse d'un refus d'EDF d'introduire EDF Energies Nouvelles en bourse, EDF dispose d'une option d'achat, exerçable à partir de janvier 2009.

EDF Energies Nouvelles exerce plusieurs activités :

- développement, construction et exploitation d'actifs de production d'électricité, principalement à partir d'énergies renouvelables ;

- vente à des tiers d'actifs de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables qu'elle a développés et construits ; et
- exploitation et maintenance de parcs éoliens pour le compte de tiers aux Etats-Unis (3 900 turbines, 545 MW de puissance installée).

Le tableau suivant présente les actifs de production à partir d'énergies renouvelables en exploitation au 31 décembre 2004 :

	ACTIFS EN EXPLOITATION AU 31 DÉCEMBRE 2004 (MW)*	PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN 2004 (GWH)
France	56	124
Portugal	36	97
Grande-Bretagne	30	86
Etats-Unis	296	462
Espagne	10	62
Autres	70	164
Total	**498**	**995**

* Conforme aux règles de consolidation

L'essentiel des projets en construction et en développement concerne la filière éolienne terrestre.

EDF Energies Nouvelles exploite également des moyens de production d'électricité thermique de 37 MW.

Au cours de l'exercice 2004, le principal projet lancé a été le projet OASIS de 60 MW aux Etats-Unis au travers d'EnXco (dont 17 MW de quote-part EDF Energies Nouvelles).

Par ses activités de développement et de prospection, EDF Energies Nouvelles s'est constitué un portefeuille de projets réalisables à court ou moyen terme, qui sont soumis à une démarche rigoureuse de sélection sous l'angle financier et de la gestion des risques :

- choix de pays où des modes de financements sans recours aux actionnaires peuvent être trouvés, et où un partenariat local efficace a été mis en place ;
- mesure de rentabilité des investissements.

Le chiffre d'affaires consolidé d'EDF Energies Nouvelles a été de 183 millions d'euros en 2004. EDF Energies Nouvelles employait 400 personnes environ au 31 décembre 2004 (source : EDF).

7.1.2.1.1.2 L'énergie éolienne

L'éolienne ou aérogénérateur est un capteur de vent, dont la force actionne les pales d'un rotor couplé à une turbine. Pour 1 MW de puissance installée, la production annuelle moyenne peut varier de 2 à 4 GWh, selon la qualité du site et le type de machines. Le montant de l'investissement est de l'ordre de 1 million d'euros par MW. Ce mode de production a connu un premier développement à large échelle en Californie dans les années 1980. Son développement est devenu significatif en Europe depuis le milieu des années 90.

Actuellement, les puissances installées dans le monde sont réparties de la manière suivante pour les plus significatives : Allemagne 14 000 MW, Espagne 6 600 MW, Etats-Unis 6 300 MW, Danemark 3 100 MW. Le potentiel éolien français, encore très faiblement exploité (270 MW installés à mars 2005), commence à être valorisé grâce à un développement en accroissement constant.

EDF dispose aujourd'hui d'atouts non négligeables dans le domaine éolien notamment au travers d'EDF Energies Nouvelles.

Le Groupe EDF dispose en outre de compétences réparties dans différentes entités comme la Direction recherche et développement pour l'expertise et le suivi technique, la Branche Production — Ingénierie pour la gestion de projet, l'ingénierie et la maîtrise d'œuvre.

Enfin, les filiales EDF Energy, EnBW et Edison disposent également de quelques parcs éoliens en exploitation et de projets en développement.

Les principaux chiffres de l'ensemble industriel en exploitation constitué au 31 décembre 2004 toutes filiales confondues sont les suivants :

- 1 100 MW d'actifs détenus par des sociétés de projets dans lesquelles le Groupe a une participation majoritaire ou non ; sur ces 1 100 MW, 500 MW sont contrôlés par EDF Energies Nouvelles ;
- enfin, EDF Energies Nouvelles est exploitant d'installations détenues par des tiers pour une puissance totale de 545 MW.

EDF envisage un accroissement de la puissance installée de l'ordre de 1 000 MW à l'horizon 2010 (en propriété d'EDF Energies Nouvelles). Les zones géographiques prioritaires pour les développements futurs sont la Grande-Bretagne et

l'Italie, où existe un système de quota, la France, et enfin le reste de l'Europe et les Etats Unis, avec l'objectif de constituer des masses critiques par pays où les rentabilités sont les plus intéressantes. En Europe, il s'agira probablement du Portugal, de la Grèce et de l'Espagne. Un développement plus ambitieux est donc envisageable.

7.1.2.1.1.3 L'énergie solaire

On distingue l'énergie solaire photovoltaïque (production d'électricité) de l'énergie solaire thermique (production de chaleur).

La conversion directe de l'énergie du soleil en énergie électrique a été mise en évidence pour la première fois en 1839 par le physicien Edmond Becquerel. Depuis lors, les piles photoélectriques (« cellules photovoltaïques » ou « cellules PV ») ont connu une évolution considérable.

Les cellules PV sont constituées de fines couches de matériaux semi-conducteurs, généralement du silicium cristallin, qui absorbent la lumière et la convertissent en électricité.

Les panneaux photovoltaïques ont été développés à l'origine pour les applications autonomes sans connexion aux réseaux électriques : de grands champs de modules photovoltaïques alimentent les satellites de télécommunication, des panneaux solaires apportent de l'électricité aux habitations rurales. On les trouve également dans de multiples objets d'utilisation courante (calculatrices, montres).

Depuis une douzaine d'années, EDF favorise le développement de l'énergie solaire pour l'électrification des sites isolés, non raccordés au réseau public. En France, plus de 6 000 foyers en site isolé consomment ainsi de l'électricité produite à partir des panneaux photovoltaïques.

En Afrique du Sud, EDF a équipé de kits photovoltaïques plus de 5 000 habitations et des projets similaires ont été réalisés au Maroc (plus de 10 000) et au Mali.

EDF contrôle 50 % du groupe TENESOL (ex Total Energie), conjointement avec Total, qui mène un développement rapide en matière de fabrication et de commercialisation de systèmes photovoltaïques.

Le frein principal dans le développement massif de l'énergie photovoltaïque au-delà du périmètre des sites isolés réside dans le coût encore élevé de la technologie employée. Afin d'aider la filière à atteindre une plus grande rentabilité industrielle, EDF a mis en place un projet R&D ambitieux pour le développement des technologies photovoltaïques de type « couches minces » (projet CISEL). Voir paragraphe 7.4 ci-dessous.

En parallèle, l'émergence du photovoltaïque raccordé au réseau pour la production distribuée d'électricité gagne de l'importance.

En ce qui concerne le solaire thermique, la filiale EDF Energies Nouvelles détient 25 % de la société GIORDANO, également active dans le domaine des pompes à chaleurs.

Enfin le Groupe EDF, au travers de ses filiales Eco-Alternative et Everbat, offre des solutions à partir d'énergies renouvelables respectivement à des clients privés et des clients de type collectivité locale. L'objectif est de se positionner sur le relais de croissance futur constitué par des offres intégrées résidentiel-tertiaire-collectivités locales à base de solaire photovoltaïque, solaire thermique et pompes à chaleurs.

7.1.2.1.1.4 L'énergie géothermique

La température des roches de l'écorce terrestre augmente avec la profondeur de la Terre. La chaleur croît avec la profondeur : en moyenne, 3°C tous les 100 mètres. Dans certaines régions du globe, la chaleur terrestre vient jusqu'à la surface sous forme de sources chaudes, eau ou vapeur d'eau. L'eau chaude est exploitée directement sous forme de chaleur : chauffage central dans les habitations ou chauffage de serres. La vapeur d'eau extraite du sous-sol est utilisée dans la production d'électricité : comme dans une centrale thermique classique, elle actionne une turbine. Il est également possible d'utiliser les roches chaudes et sèches comme source d'énergie. Une circulation d'eau est entretenue entre deux puits forés dans le sol : l'eau versée dans l'un des puits se réchauffe au passage dans les roches sèches et ressort sous forme de vapeur (« enthalpie »).

Les ressources de haute température de la France sont situées dans les départements d'Outre-mer. La première tranche de la centrale géothermique de Bouillante (Guadeloupe) a été mise en service en 1986. Développée dans le cadre d'un partenariat entre le Bureau des Ressources Géologiques et Minières (BRGM) et EDF, elle délivre aujourd'hui environ 5 MW. Une deuxième unité de 10 MW doit être mise en service au premier semestre 2005.

L'Union européenne, à travers ses programmes de recherche, a engagé des actions en faveur de la géothermie, avec en particulier le projet de centrale pilote européenne de 6MW à Soultz-sous-Forêts auquel participent EDF en direct (à hauteur de 25 %) et Electricité de Strasbourg, filiale du Groupe EDF (également à hauteur de 25 %).

7.1.2.1.1.5 La biomasse

La biomasse est l'utilisation de certains déchets, notamment de l'industrie du bois ou de l'agro-industrie pour produire de la chaleur ou de l'électricité.

Ainsi, à côté de l'hydraulique, de l'éolien et de la géothermie, la biomasse peut également, dans une moindre mesure, contribuer à l'objectif de développement des énergies renouvelables.

Par le biais de ses participations, notamment dans la société Dalkia, le Groupe EDF détient des parts en France et à l'étranger dans plusieurs dizaines de réseaux de chaleur et d'installations électrogènes de petite taille utilisant essentiellement le bois comme combustible.

Au total, les installations dans lesquelles le Groupe EDF a des intérêts correspondent à une capacité installée de l'ordre de 250 MW thermiques (production de chaleur) et 160 MW électriques.

7.1.2.1.1.6 Autres technologies

En anticipation et prise de position sur des solutions technologiques nouvelles, le Groupe EDF consacre un effort de R&D important sur des sujets porteurs de relais de croissance à moyen terme : hydrolien (turbines sous-marines exploitant l'énergie des courants marins, de la même façon que les éoliennes exploitent l'énergie des courants aérologiques) et gazéification de biomasse notamment, en plus des sujets déjà évoqués (photovoltaïque film mince, géothermie profonde).

7.1.2.1.2 Programmes d'activités

Le Programme Transport Electrique

A travers ce programme, EDF a pour objectif d'être le partenaire de référence des collectivités locales et des entreprises pour un développement durable en matière de « transports propres », tout en développant des activités rentables pour le Groupe ainsi que les ventes d'électricité.

Avec ce programme, EDF développe notamment de nouvelles technologies d'alimentation des transports (développement de batteries haute densité). Ce programme est mis en œuvre, avec l'appui de la R&D et en coopération avec la Direction des plate-formes territoriales, de la division clients entreprises et collectivités locales et de la Branche Commerce, au moyen de partenariats industriels avec les constructeurs de tramways (alimentation sans caténaires), de bus et de véhicules particuliers (alimentation par batteries).

Le budget pour l'année 2005 du programme représente 8 millions d'euros dont 2,5 millions d'euros au titre de la R&D. Par ailleurs, les investissements en participation, s'élevaient à environ 5 millions d'euros au 31 décembre 2004.

Le Programme Business Innovation

A travers ce programme, EDF a pour objectif de détecter les innovations et de les transformer en activités rentables pour le Groupe. Le programme Business Innovation a par exemple contribué au développement de la technologie des courants porteurs en ligne (CPL, PLC) qui permet de transmettre des informations numériques sur le réseau électrique existant. Le programme Business Innovation a également permis au Groupe de développer des services liés à l'efficacité énergétique et la maîtrise de la demande en énergie.

Le budget pour l'année de fonctionnement de Business Innovation, hors investissements, s'élevait à 7 millions d'euros dont 2,5 millions d'euros de R&D au 31 décembre 2004.

7.1.2.2 Principales filiales et participations

7.1.2.2.1 Electricité de Strasbourg

Electricité de Strasbourg est une société de distribution et de commercialisation d'électricité créée en 1899 à l'initiative de la ville de Strasbourg avec l'aide de capitaux privés. La commune de Strasbourg est devenue majoritaire au sein de la société à partir de 1908. En 1946, Electricité de Strasbourg n'a pas été nationalisée au sein d'EDF et elle constitue donc une ELD. En 1954 toutefois, la commune de Strasbourg a cédé sa participation à EDF qui en est devenue l'actionnaire majoritaire.

Electricité de Strasbourg est aujourd'hui une société anonyme, détenue à hauteur de 74,86 % par EDF, introduite en bourse en 1904 en Suisse et en 1927 à la bourse de Paris et dont les actions sont admises aux négociations sur le Premier Marché d'Euronext Paris. Le principal autre actionnaire est Electricité de Laufenbourg, société suisse, à hauteur de 13,81 % du capital, le solde des actions étant détenu par le public à hauteur de 11,33 % (dont 2 % par le personnel). Elle est dirigée par un conseil d'administration de 12 membres, dont cinq sont désignés par EDF et quatre par les salariés. En outre, la ville de Strasbourg est traditionnellement représentée par un administrateur.

Electricité de Strasbourg a contribué pour 469 millions d'euros au chiffre d'affaires consolidé du Groupe en 2004. Elle employait 1 101 personnes au 31 décembre 2004.

Electricité de Strasbourg exerce les activités de distributeur d'électricité auprès de 376 communes bas-rhinoises avec 376 contrats de concession qui ont été renouvelés entre 1993 et 1999 pour une durée de 40 ans, desservant environ 80 % de la population du département du Bas-Rhin. Au titre de son activité de distribution d'électricité, Electricité de Strasbourg est soumise aux contraintes légales et opérationnelles liées à l'ouverture des marchés et a ainsi institué au 1er janvier 2004 un gestionnaire de réseaux de distribution indépendant.

Electricité de Strasbourg commercialise de l'électricité auprès d'environ 446 000 clients, dont près de 43 000 nouveaux sites éligibles au 1er juillet 2004, représentant environ 65 % de l'électricité vendue (en GWh) en Alsace. Electricité de Strasbourg a vendu 6,6 TWh en 2004.

Electricité de Strasbourg a fait valoir son droit à l'éligibilité pour diversifier ses sources d'approvisionnement auprès d'autres électriciens que EDF. Elle opère notamment directement sur Powernext depuis octobre 2003. Dans le cadre de ses relations commerciales avec EDF, Electricité de Strasbourg a conclu le 1er mars 2005 une convention qui lui permet de se fournir en électricité auprès d'EDF au « tarif de cession » (tarif réglementé) dans l'hypothèse où le prix de gros auquel elle s'approvisionne normalement devient supérieur au « tarif de cession ». Ce contrat est en vigueur jusqu'au 31 décembre 2005, mais pourra être renouvelé en cas d'accord entre les parties.

Le Conseil d'administration d'Electricité de Strasbourg a annoncé son intention de conforter son activité de commerce au travers, notamment, d'investissements dans l'accès à la production d'électricité pour un montant de l'ordre de 100 millions d'euros, au cours des quatre prochaines années.

Electricité de Strasbourg a obtenu en 2003 trois certifications délivrées par l'AFAQ.

- ISO 14001 pour l'environnement ;
- OHSAS 18001 pour la santé/sécurité ;
- ISO 9001 pour le périmètre plus étendu de ses activités.

7.1.2.2.2 Groupe TIRU

Le Groupe TIRU (Traitement Industriel des Résidus Urbains) est un des tout premiers opérateurs européens spécialisés dans le traitement des déchets urbains (centres de tri) et leur valorisation énergétique (usines d'incinération). TIRU a été créée en 1922 comme Régisseur de la Ville de Paris pour être l'unique exploitant de ses usines d'incinération. TIRU est devenue une filiale d'EDF en 1946 car les usines d'incinération produisaient de l'électricité. EDF est l'actionnaire majoritaire du Groupe TIRU (51 %). Les autres actionnaires sont Suez (25 %) et Veolia Environnement (24 %).

Groupe TIRU a contribué pour 207 millions d'euros au chiffre d'affaires consolidé du Groupe en 2004.

Groupe TIRU a traité environ 3 600 000 tonnes de déchets pour plus de dix millions d'habitants et a vendu 3 570 MWh d'électricité en 2004. Elle estime détenir environ 30 % des parts de marché de l'incinération en France. Au 31 décembre 2004, Groupe TIRU employait 1 296 personnes, dont 450 relèvent du statut des IEG.

Groupe TIRU est l'un des principaux acteurs du traitement des déchets en France et il déploie également son activité à l'international, occupant le troisième rang des opérateurs européens sur le secteur de la valorisation énergétique des déchets ménagers (source interne). Par cet aspect, Groupe TIRU est une des sociétés du Groupe EDF impliquée dans le développement de la filière énergie renouvelable.

D'une façon générale, Groupe TIRU opère dans le cadre de contrats d'exploitation et de délégation de service public conclus avec des collectivités locales. Il exploite en particulier les usines d'incinération d'ordures ménagères parisiennes (contrats d'exploitation : Issy-les-Moulineaux : échéance 2005, Ivry : 2010, Saint-Ouen : 2020), de Strasbourg (contrat d'exploitation et de concession, échéance 2010), et de Perpignan (délégation de Service Public, échéance 2024). L'acquisition début 2003 auprès du groupe SAUR de la société CIDEME, avec sa filiale CYDEL, a permis à Groupe TIRU d'augmenter son activité d'environ 20 % en volume de déchets traités.

Groupe TIRU est également présent au Royaume-Uni, en Espagne et au Canada.

Groupe TIRU se concentre actuellement sur l'optimisation et le renouvellement de ses contrats d'exploitation et le développement de sa technologie dans des usines vendues « clefs en mains » et de petite taille (environ 50 à 100 000 t/an de déchets).

7.1.2.2.3 A.S.A. Abfall Service AG (« ASA »)

EDF détient 100 % d'ASA, société autrichienne de collecte, traitement (mécanique et biologique) et de mise en décharge des déchets industriels, commerciaux et municipaux. ASA propose également des services complémentaires comme la fabrication de combustibles dérivés de déchets, la production d'électricité à partir de biogaz de décharge, le nettoyage des chaussées, des espaces verts et des canalisations et le conseil en gestion des déchets. ASA est principalement présente en Autriche et en République Tchèque, en Slovaquie, en Hongrie, en Pologne et en Roumanie.

Le chiffre d'affaires d'ASA (tel que publié par ASA et contributif) était de 171 millions d'euros en 2004. Au 31 décembre 2004, elle employait 2 330 personnes.

7.1.2.2.4 EDF Capital Investissement

EDF est présente dans le domaine du capital investissement à travers sa filiale à 100 % EDF-Capital Investissement (« EDF-CI »). EDF-CI, créée en 1999, détient des participations dans des fonds de capital-risque et de capital-développement qui sont gérés par EDF-Partenaires CI, filiale à 60 % d'EDF et à 40 % de Tocqueville International. EDF-CI détenait 113 millions d'euros d'actif net gérés en 2004.

EDF-CI détient des participations dans 27 fonds de capital-risque dont la maturité est variable, pour un engagement total d'environ 100 millions d'euros au 31 décembre 2004, dont 29 millions d'euros non encore libérés, et dont les deux principaux fonds, Elaïa et Sofinnova, représentent un engagement total de 28,8 millions d'euros.

EDF a investi également dans cinq fonds de capital-développement pour un engagement d'environ 40 millions d'euros au 31 décembre 2004, dont 2,2 millions d'euros non encore libérés. Les deux principaux fonds, Electropar et 4D Global, représentent un engagement total de 35,2 millions d'euros.

En outre, EDF CI détient des participations directes notamment dans le domaine de l'investissement local au travers du fonds de proximité Proxidev, pour un engagement total de 6,5 millions d'euros dont 0,7 million d'euros non encore libéré.

Le Conseil d'administration d'EDF a décidé en 2003 de ne plus apporter de financement complémentaire dans cette activité, mais les engagements qui ont été pris seront respectés. Il est envisagé de sortir de certains fonds si les conditions le permettent.

7.1.2.2.5 Autres sociétés

Enfin, outre des participations au sein d'ELD (SMEG, Enercal, Elecricité de Mayotte, EDSB), EDEV détient des filiales et participations à vocation industrielle. Ces sociétés contribuent, dans leur domaine d'activités spécifique — production, combustible, ingénierie — aux missions du Groupe, et plus particulièrement de la Branche Production-Ingénierie : assurer la performance à court et moyen termes du portefeuille d'actifs de production France d'EDF. Ces sociétés sont les suivantes :

- COFIVA, holding du Groupe EDF spécialisée dans l'ingénierie ;
- SAE, spécialisée dans les opérations de transport et de négoce de combustible pour le compte du Groupe EDF ;
- SOCODEI, spécialisée dans le traitement des déchets faiblement radioactifs ;
- SOPROLIF, qui exploite la centrale à lit fluidifié de Gardanne.

7.2 Activités gaz

Dans le cadre de sa stratégie, le Groupe entend développer une activité gazière au niveau européen, afin de tirer parti des opportunités liées à l'ouverture des marchés du gaz en Europe, et plus particulièrement en France, et de conforter l'approvisionnement de ses moyens de production fonctionnant à partir du gaz.

En particulier, le Groupe a pour objectif d'exploiter les activités gazières de ses filiales et participations pour ses projets de production d'électricité à partir du gaz en Europe et pour proposer à ses clients, y compris en France, une offre duale combinant le gaz et l'électricité.

7.2.1 CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE DU MARCHÉ EUROPÉEN DU GAZ

Comme pour l'électricité, le marché du gaz européen a été, au cours de ces dernières années, progressivement ouvert à la concurrence (voir paragraphe 7.11.2).

En France, c'est d'abord le marché des industriels qui a été ouvert, avec plus de 2 000 sites éligibles au 10 août 2003, soit environ 37 % du marché. Le 1er juillet 2004, ce sont les quelques 640 000 sites non résidentiels qui sont devenus éligibles, portant le taux d'ouverture du marché à 70 %. L'ouverture sera totale le 1er juillet 2007 lorsque les clients résidentiels pourront choisir leur fournisseur de gaz.

Parallèlement, pour assurer le développement d'une concurrence effective, les activités de transport, de distribution et de stockage en France ont été soumises à des règles visant à garantir un accès non-discriminatoire et transparent en cohérence avec l'évolution du cadre réglementaire européen.

Par ailleurs, en tant qu'EPIC, EDF était soumise au principe de spécialité selon lequel elle ne pouvait exercer en France d'activités principales autres que celles liées à l'électricité. Avec la transformation en société anonyme aux termes de la Loi du 9 août 2004, cette contrainte a disparu et EDF peut désormais exercer en France une activité dans le domaine du gaz.

7.2.2 CONTEXTE DU MARCHÉ DU GAZ

L'Europe connaît une croissance régulière de la demande (2,2 % de croissance moyenne annuelle entre 1999 et 2003, devant se poursuivre à un taux moyen de 3 % par an jusqu'en 2010, selon l'AIE) alors que la production dans la zone européenne, notamment en Mer du Nord, diminue, entraînant en conséquence une augmentation de la dépendance vis-à-vis de producteurs non européens. L'évolution de la consommation et de la production du gaz en Europe est présentée dans le graphique ci-dessous.

Des sources nouvelles d'approvisionnement en gaz doivent donc être recherchées dans d'autres pays. L'éloignement des sources d'approvisionnement en gaz à ce jour identifiées entraîne des besoins d'investissements importants en matière de transport, de déchargement et de stockage, estimés à 350 milliards d'euros sur 20 ans par l'AIE (Agence Internationale de l'Energie) pour l'approvisionnement en Europe.

Concernant le transport international, le gaz naturel liquéfié (le « GNL ») constitue aujourd'hui une alternative aux gazoducs de plus en plus utilisée pour différentes raisons. D'une part, le GNL peut être acheminé par bateau, ce qui permet l'élargissement des sources d'approvisionnement aux pays non connectés par gazoducs pour des raisons soit économiques, soit géopolitiques. D'autre part, l'évolution des technologies disponibles a permis une réduction des coûts de transport par m^3, et le GNL devient compétitif en Europe par rapport au gaz transporté par gazoduc. Le marché du GNL a ainsi enregistré une très forte croissance moyenne annuelle de 7,3 % entre 1994 et 2004 (Source Cedigaz, 2004). Le développement de ce marché entraîne un phénomène de convergence des prix du gaz entre les zones géographiques jusque là non connectées et celles qui l'étaient déjà.

Compte tenu de la complexité des activités liées au chargement, transport et déchargement de GNL, il est important d'avoir accès aux terminaux de regazéification afin de garantir la régularité des opérations et leur compétitivité économique.

Enfin, il convient de noter qu'en Europe, plus de 60 % de l'augmentation de la demande en gaz provient de la production électrique, principalement en raison du développement des centrales de production d'électricité à cycle combiné gaz.

7.2.3 ORIENTATIONS DU GROUPE EDF DANS LE DOMAINE DU GAZ

Le Groupe EDF est présent dans le domaine du gaz à travers de EDF Energy (Royaume-Uni), EnBW (Allemagne), Edison (Italie) et Dalkia France (voir paragraphes 6.1.1, 6.1.2, 6.1.3 et 7.1.1.2 ci-dessus). En 2004, ces filiales ont manipulé un volume total d'environ 28 milliards de m^3 de gaz[(2)], ce qui place le Groupe EDF parmi les acteurs significatifs du marché gazier européen en termes de volumes manipulés.

(2) Volumes de gaz globaux bruts manipulés par les sociétés du Groupe pris à 100 %, c'est-à-dire non corrigés du pourcentage de participation (y compris minoritaires).

Le tableau ci-dessous présente les positions du Groupe EDF en Europe en 2004 :

Le Groupe a pour objectif de continuer à développer ses activités gazières en France et en Europe. Ainsi, le Groupe souhaite constituer un acteur de taille européenne sur le marché du gaz en tirant partie de son accès au marché des consommateurs finals dans le domaine de l'électricité et de ses besoins de production d'électricité à partir du gaz dans certains pays, pour accroître sa capacité de négociation vis-à-vis des grands fournisseurs.

En France, et concernant la commercialisation, le Groupe a mis en place une stratégie commerciale différenciée selon le segment de marché :

- Le marché des Particuliers : la présence d'EDF sur le double marché de la commercialisation de l'électricité et du gaz auprès des clients particuliers éligibles, dès 2007, est un enjeu important, en raison :
  - — de fortes attentes des clients en matière d'offres duales ; et
  - — du potentiel de fidélisation associé.
- Le marché des Professionnels : la cible est étroite, très dispersée, et la structure de coûts ne permet pas à EDF de se focaliser exclusivement sur ce marché ; néanmoins, EDF y est présent car ce marché préfigure le futur marché éligible des particuliers.
- Le marché des Entreprises : il s'agit d'un marché très concurrentiel dans lequel les clients sont relativement moins sensibles aux offres duales ; EDF s'y présente donc comme un fournisseur d'électricité en mesure de proposer également une offre gaz afin de s'assurer des débouchés gaz importants.

Le Groupe a développé au sein de la Direction Gaz les compétences nécessaires en matière d'approvisionnement et de logistique permettant à EDF de mettre en place un portefeuille de contrats d'achat diversifié, sécurisé et flexible, afin de lui permettre de commercialiser en France des offres attractives (voir paragraphe 5.1.2 ci-dessus).

Le développement de cette activité gaz a permis à EDF de livrer son premier client gaz le 1er janvier 2005. Au 30 avril 2005, environ 300 clients, du professionnel jusqu'au grand compte, ont choisi EDF comme fournisseur de gaz, ce qui correspond à plus de 580 GWh en équivalent de consommation annualisée.

7.2.4 LA SÉCURISATION DES APPROVISIONNEMENTS

La sécurisation des approvisionnements passe tout d'abord par une consolidation des positions à l'achat des différentes entités du Groupe afin d'obtenir de meilleures conditions, notamment de prix. Cet effort est en cours. En complément, le Groupe pourra s'appuyer sur EDF Trading pour intervenir sur les marchés de gros, et pour couvrir les risques.

Le développement par le Groupe d'une position *midstream* (moyens de transport, d'acheminement et de stockage) à l'échelle européenne est un autre élément clé du développement de ses activités gaz. Cette position devrait permettre une meilleure gestion par le Groupe de ses contrats d'approvisionnement et de ses engagements de fourniture (y compris la négociation d'achats de gaz en dehors des marchés organisés). Aujourd'hui, EDF tire parti des différentes positions des entités du Groupe. A moyen terme, l'objectif est de renforcer la présence du Groupe sur quatre types d'actifs *midstream* :

- sur certaines routes d'importation tels que la Russie, la Mer Caspienne, la Mer du Nord et l'Afrique du Nord, etc. ;

- un ou plusieurs points d'entrée GNL (terminaux) et un accès à des navires méthaniers ;
- des capacités de transport reliant entre elles les différentes positions du Groupe ; et
- des capacités de stockage à proximité des marchés.

Enfin, pour la sécurisation de ses approvisionnements en gaz, le Groupe envisage des investissements plus en amont dans la production de gaz (upstream) permettant un accès direct aux réserves gaz, étant entendu qu'à ce jour, l'exploration pure n'est pas un objectif du groupe.

7.3 Développement durable, environnement et service public

Les politiques de développement durable, environnementale, et plus spécifiquement en France, de service public, sont animées au sein du Groupe par une direction unique : la Direction de l'Environnement et du Développement Durable, la DEDD. La DEDD entretient des relations étroites avec l'ensemble des entités du Groupe et apporte un soutien aux différentes directions pour la mise en œuvre de la politique du Groupe dans ces trois domaines.

7.3.1 LA POLITIQUE DE DÉVELOPPEMENT DURABLE DU GROUPE

Le Groupe inscrit son action dans la logique du développement durable, défini au sommet de Rio en 1992, confirmé à Johannesburg en 2002 et repris à l'article L. 110-1 du Code de l'environnement : « *Le développement durable [...] vise à satisfaire les besoins de développement et la santé des générations présentes sans compromettre la capacité des générations futures à répondre aux leurs.* »

L'action du Groupe s'inscrit dans une démarche de développement durable visant, à travers le dialogue avec l'ensemble des acteurs concernés, à concilier développement économique, niveau élevé du service, préservation de l'environnement et équité sociale. Le Groupe a pour objectif de satisfaire les attentes de ses clients et d'assurer sa croissance, tout en observant une éthique de progrès social et en préservant les intérêts des générations futures.

La politique de développement durable est définie et pilotée par la DEDD qui assure sa cohérence d'ensemble. Sa mise en œuvre est assurée par les différentes directions en fonction de leurs activités.

A titre d'exemple, la Direction Commerce prend en compte les problématiques du développement durable lors de l'élaboration de ses offres commerciales. Ainsi, l'offre de conseil « Confort d'été » apporte des solutions aux clients pour améliorer le confort de leur logement en été tout en maîtrisant les dépenses d'énergie. L'offre « Vivrelec » propose aux clients d'EDF des chauffe-eau utilisant l'énergie solaire thermique. L'offre « Equilibre » garantit aux clients y souscrivant qu'une partie de l'électricité qui leur est facturée correspond à de l'énergie renouvelable.

La Direction Production-Ingénierie joue également un rôle majeur dans le développement durable grâce à la production d'énergie hydraulique et nucléaire excluant toute émission de gaz à effet de serre. Elle cherche à intégrer ses ouvrages dans l'environnement et prend en compte les impacts spécifiques liés à l'utilisation du nucléaire et à la gestion de la ressource en eau.

Les engagements du Groupe en matière de développement durable

Les engagements du Groupe en matière de développement durable ont été présentés et formalisés dans « l'Agenda 21 », signé le 21 décembre 2001 et au titre duquel le Groupe s'est engagé volontairement sur 21 principes guidant sa politique en matière de développement durable. Ces principes sont fondés sur ceux de l'Agenda 21 (Agenda pour le 21ème siècle) adopté lors de la conférence des Nations Unies à Rio de Janeiro en 1992 et ont été adaptés aux enjeux du Groupe.

L'Agenda 21 du Groupe EDF s'organise autour des quatre thèmes suivants :

- agir de manière transparente : gouvernance et transparence ;
- agir en entreprise responsable : protection de l'environnement et certification ISO 14001 ;
- revue des activités, des investissements et des offres du Groupe au regard du développement durable ; et
- agir en partenariat avec les autres acteurs du développement durable : participation active au développement durable des territoires et mobilisation de notre expertise auprès d'instances nationales et internationales.

Enfin, le Groupe a adhéré en juillet 2001 au « Global Compact » (pacte mondial) initié par les Nations Unies. Ce pacte demande aux sociétés signataires d'adopter, de soutenir et d'appliquer les principes universels relatifs aux droits de l'homme, aux normes du travail, à l'environnement et, depuis 2004, à la transparence.

La mise en œuvre de la politique de développement durable du Groupe

La mise en œuvre de la politique de développement durable s'effectue notamment grâce à un dispositif d'animation organisé autour d'une agence du développement durable présidée par la DEDD. Ce dispositif vise à favoriser le partage des meilleures pratiques, la réalisation d'analyses et l'échange d'informations.

Afin de définir ses engagements au titre de son Agenda 21 et de déterminer sa mise en oeuvre, le Groupe s'est entouré d'un panel réunissant des personnalités extérieures et indépendantes : le Panel Agenda 21 qui a été renommé en 2004 *Sustainable Development Panel*. Ce panel, présidé par une personnalité extérieure au Groupe, a un rôle de conseil sur les orientations du Groupe et fournit une appréciation critique sur la manière dont le Groupe met en œuvre et rend compte de son engagement en matière de développement durable. Il se réunit en moyenne deux fois par an et les comptes-rendus de ses réunions sont disponibles sur le site Internet du Groupe (www.edf.com).

Les résultats des efforts du Groupe en matière de développement durable sont décrits chaque année dans un rapport sur le développement durable, qui intègre les aspects environnementaux, disponible sur le site Internet du Groupe (www.edf.com). Ce rapport fait partie intégrante du rapport annuel du Groupe. Pour rendre possible les analyses comparatives, la définition des indicateurs de performance du Groupe s'appuie sur des critères établis par le Global *Reporting Initiative* (« GRI »), une association affiliée au Programme des Nations Unies pour l'Environnement qui a pour but de développer et de diffuser des méthodes de reporting en matière de développement durable.

Les actions du Groupe en faveur du développement durable

Le Groupe entretient à tous ses niveaux des relations avec les parties prenantes (pouvoirs publics, collectivités territoriales, clients, ONG, personnel, syndicats...) sur les différents champs de développement durable. Parmi les événements majeurs survenus en 2005, on peut citer la signature d'un accord sur la Responsabilité Sociale du Groupe EDF par Monsieur Pierre Gadonneix (Président d'EDF), l'ensemble des représentants des salariés des onze pays où l'entreprise est significativement présente et les quatre organisations syndicales internationales du secteur électrique. Cet accord, novateur et ambitieux, réaffirme les principes de développement durable, fixe une cinquantaine d'engagements du Groupe et de ses salariés en matière de responsabilité sociale et prévoit la mise en place d'une instance mondiale de dialogue social (voir paragraphe 7.5.5.3 ci-dessous pour une description de cet accord).

En outre, le Groupe a mis en place un programme d'accès à l'énergie dans les pays en voie de développement : le programme « ACCESS » (« Accession à l'énergie et aux services »). Ce programme comporte deux volets, l'un rural, l'autre péri-urbain :

- dans les zones rurales éloignées des réseaux électriques, le programme intervient soit par la création de petites sociétés de services énergétiques alimentant les familles et les petites activités économiques, soit par la mise en place de projets pilotes destinés à valider de nouvelles approches, soit par le soutien à des projets fondés sur une gestion communautaire ;
- dans les zones péri-urbaines, ce programme vise à rendre possible l'accès à l'énergie dans des conditions compatibles avec les ressources financières des familles, en particulier par la mise en place de techniques et d'équipements faiblement consommateurs d'énergie.

Par ailleurs, le Groupe a entrepris une politique de revue de ses projets selon une grille d'analyse développement durable (notamment ses offres commerciales et ses projets d'investissement et de désinvestissement). A cet égard, le projet hydroélectrique de Nam Theun 2 est conduit dans un esprit de développement durable, notamment par la prise en compte des impacts sociaux, environnementaux et économiques (voir paragraphe 6.3.2.1 « Thaïlande/Laos »).

7.3.2 LA POLITIQUE ENVIRONNEMENTALE DU GROUPE

Le Groupe a élaboré une politique environnementale encadrée par les réglementations en vigueur, notamment celles relatives à la protection de l'environnement applicables à ses activités.

Pour une description de la réglementation applicable et pour plus d'informations sur les risques liés à l'environnement, voir paragraphes 3.3.2 ci-desssus et 7.11.5 et 8.3.2 ci-dessous.

Les dépenses du Groupe EDF en matière d'environnement sont réparties sur quatre postes : investissements, exploitation, études d'investissement et autres études diverses. L'évaluation des dépenses environnementales s'effectue selon une classification élaborée par la DEDD. Elle distingue les parts respectives des différents domaines concernés au sein du Groupe et les préoccupations environnementales correspondantes (déchets et effluents radioactifs, eau, etc.). Cette classification est en voie d'être re-définie afin d'intégrer les exigences de la recommandation du Conseil National de la Comptabilité en date du 21 octobre 2003 sur la prise en compte des aspects environnementaux dans les comptes individuels et consolidés des entreprises. La majeure partie de ces sommes correspond à des engagements du Groupe vis-à-vis des collectivités locales et de l'Etat, à la mise en conformité des sites et au respect des réglementations environnementales.

Les engagements du Groupe en matière environnementale

La politique environnementale du Groupe, telle que redéfinie à l'occasion de la réunion du Comité Exécutif du 4 mai 2005, se décline principalement sous la forme des engagements suivants :

• Changement climatique

Contribuer efficacement à l'enjeu planétaire que représente la lutte contre l'effet de serre et contre les changements climatiques, par :

- l'ambition du Groupe de rester le moins émetteur des 7 grands électriciens européens en ayant le souci permanent de maîtriser ses émissions de CO_2 et plus largement de gaz à effet de serre ;
- l'élaboration et la promotion d'offres de services et de conseils d'efficacité énergétique à tous les clients du Groupe et aux collectivités locales en intégrant des solutions basées en particulier sur des énergies renouvelables ;
- la préparation de l'avenir par des actions de R&D et la préparation du renouvellement à plus long terme des parcs de production actuels par des moyens compétitifs n'émettant pas ou moins de CO_2.

• Impact local

Œuvrer globalement pour la santé, la qualité de vie et la préservation des ressources et de la biodiversité, à travers :

- la conformité à la réglementation en vigueur, la prévention des pollutions ainsi que la recherche d'amélioration continue de la performance environnementale du Groupe ;
- l'intégration des préoccupations et des exigences de respect de l'environnement dans les projets du Groupe ;
- la contribution à l'émergence d'une solution sûre et socialement acceptable pour la gestion des déchets nucléaires ;
- la formation environnementale du personnel.

• Dialogue et transparence

Jouer, un rôle actif en terme de dialogue, d'information et de sensibilisation, en privilégiant les partenariats, par :

- l'écoute, le dialogue et la concertation avec l'ensemble des parties prenantes, notamment les collectivités locales et les associations ;
- une large information sur les enjeux énergétiques.

Par ailleurs, le Groupe a élaboré un plan d'action « aléas climatiques » présenté au gouvernement en novembre 2003. Ce plan consiste dans la coordination et le suivi des actions mises en œuvre par les différentes directions afin d'améliorer le fonctionnement de l'ensemble des moyens de production et de distribution en cas de canicule, de sécheresse, de grands froids, de tempête ou d'inondation.

Les autres actions du Groupe en faveur de l'environnement

Le Groupe a noué de nombreux partenariats avec différents intervenants en matière d'environnement, par exemple avec la Fondation Nicolas Hulot.

En outre, EDF a signé un accord de coopération avec l'ADEME le 23 avril 2004. La mise en œuvre de cet accord bénéficie d'un budget de 72 millions d'euros pour trois ans financé à parité entre l'ADEME et EDF. Cet accord couvre neuf domaines d'intervention dont le renforcement de l'efficacité énergétique chez les particuliers.

Le Système de Management Environnemental du Groupe

La mise en œuvre de la politique environnementale du Groupe s'appuie sur un Système de Management Environnemental (« SME »). Il couvre toutes les activités du Groupe : aussi bien les six principales activités opérationnelles que les fonctions transversales d'EDF et de ses filiales, françaises et étrangères.

Dès 1996, plusieurs entités opérationnelles du Groupe se sont engagées dans une démarche individuelle de certification ISO 14001. Au niveau du Groupe, cette démarche a été décidée en mars 1999 avec pour objectif la certification de tous les sites industriels en norme ISO 14001 dans un délai de quatre à six ans.

Des audits ont été menés par un organisme externe indépendant, l'Association Française pour le management et l'Amélioration de la Qualité (« AFAQ »). L'organisme DNV est aujourd'hui et depuis 2005 le certificateur du Groupe.

En avril 2002, le Groupe a reçu un certificat ISO 14001 unique pour l'ensemble du Groupe. Le périmètre de ce certificat englobe les productions nucléaire, thermique, hydraulique et éolienne, les activités de commercialisation et de distribution, l'ingénierie et les études, la R&D, la production de chaleur, le traitement et la valorisation des déchets ainsi que les achats et la gestion des immeubles. En juin 2004, le périmètre certifié se composait de 214 entités en France et de

14 sociétés à l'étranger, soit la totalité des entités opérationnelles du Groupe. Toutes les interfaces entre ces structures font également l'objet d'une description et d'audits.

Chaque année, des audits se déroulent sur un peu plus du tiers des entités formant le périmètre de certification. En 2005, le premier audit de renouvellement du certificat ISO 14 001 est en cours, après un premier cycle de trois années de certification du Groupe.

La norme ISO 14001 impose de réaliser une analyse environnementale complète identifiant de façon exhaustive tous les impacts environnementaux de l'ensemble des activités du Groupe. Un programme d'action est ensuite établi afin de diminuer de manière continue les impacts les plus significatifs. Chaque entité du Groupe possède son propre plan d'action. Celui-ci est défini en cohérence avec celui du Groupe dont les objectifs principaux sont de répondre aux grandes préoccupations environnementales dans une perspective mondiale et de long terme et maîtriser les impacts de ses activités sur l'environnement.

Pour l'ensemble de ses activités, le Groupe porte plus particulièrement ses efforts sur la gestion de déchets industriels et sur la maîtrise de certains effluents.

Une attention toute particulière est par ailleurs portée sur le suivi des PCB et PCT (polychlorures biphényles et terphényles : fluides toxiques utilisés dans les transformateurs). La directive européenne 96/59/CE du 16 septembre 1996 prévoit en effet l'élimination progressive des PCB et PCT ainsi que la décontamination des appareils en contenant au plus tard le 31 décembre 2010.

La politique d'EDF en matière d'élimination des PCB se décompose en trois phases :

- élaboration d'un planning d'analyse et de résorption des appareils pollués (programme s'étalant jusqu'en 2010) ;
- identification au fil du temps des transformateurs à traiter ;
- activation des filières (externes) spécialisées dans le retraitement des huiles.

La gestion et la prévention de la légionellose fait également l'objet d'une attention particulière. En effet, en qualité d'exploitant d'installations de refroidissements et de tours aéroréfrigérantes, en particulier pour les besoins de ses activités nucléaires, le Groupe est exposé au risque de contamination de ses installations par la légionelle et d'exposition de son personnel ou des tiers au voisinage de ses sites à cette bactérie. Son action en matière de prévention de la légionellose se traduit notamment par la mise en place de dispositifs de contrôle et de suivi de la concentration des légionelles dans ses installations, et par l'étude des modes de transfert de cette bactérie afin de limiter l'exposition de son personnel et des tiers autour de ses sites.

Des objectifs sont définis également plus spécifiquement en fonction de chaque type d'activité du Groupe :

- pour les activités de distribution d'électricité, le Groupe porte ses efforts sur la diminution de l'impact esthétique des lignes électriques et des autres ouvrages, ainsi que sur la réduction des nuisances induites par les travaux ;
- pour les activités de production d'électricité d'origine hydraulique, le Groupe met l'accent sur les trois points suivants : renforcer la sûreté hydraulique par l'amélioration des processus de maîtrise des variations de débit en aval des ouvrages et de gestion des ouvrages en période de crues, atténuer les impacts des ouvrages sur le milieu aquatique grâce à une adaptation des matériels et des modes d'exploitation (débits réservés, passes à poissons, etc.) et, d'une part, assurer le renouvellement des concessions et, d'autre part, conclure des conventions de partenariat avec les autres acteurs pour l'environnement et les usages de l'eau ;
- pour les activités de production d'électricité d'origine thermique à flamme, le Groupe concentre son action sur la maîtrise des émissions dans l'atmosphère de poussières et des rejets d'oxyde de soufre et d'oxyde d'azote, la diminution des stocks et le développement de la valorisation des cendres produites en tant que matériaux de base pour différentes applications industrielles (bétons notamment) et la sécurité des transports de combustibles ;
- pour les activités de production d'électricité d'origine nucléaire, les efforts du Groupe portent sur la maîtrise des rejets, et notamment des rejets radioactifs gazeux et liquides, la maîtrise de la production, du transport et du stockage des produits radioactifs solides, et la propreté des moyens de transport de matériaux radioactifs ;
- pour les activités d'ingénierie, le Groupe prend en compte tous les aspects environnementaux des chantiers de construction et de déconstruction des moyens de production ; et
- pour l'exploitation des moyens d'études et d'essais de R&D, le Groupe met l'accent sur la maîtrise de la consommation d'énergie dans les bâtiments et les ateliers utilisés pour cette activité.

La mise en place de ce Système de Management Environnemental a permis d'obtenir un meilleur contrôle de l'application de la réglementation et d'anticiper les évolutions réglementaires.

Afin d'avoir un regard extérieur sur ses engagements en matière environnementale, le Groupe a mis en place en 1999 un Conseil de l'Environnement, composé de 10 représentants de la société civile réunis sous l'égide du Président d'EDF. Ce conseil a été réinstallé en 2005 et sa présidence a été confiée à une personnalité extérieure afin de renforcer l'impartialité de ses travaux. Le Conseil rend au Président des avis en moyenne deux fois par an sur des problématiques à forts enjeux

pour EDF (par exemple « déchets nucléaires et société » ou « le principe de précaution »). Les avis de ce Conseil seront publiés sur le site Internet du Groupe (www.edf.com).

Suivi de l'évolution des réglementations environnementales

Le Groupe organise un système de veille sur l'ensemble des problématiques environnementales et de santé publique afin de se préparer à l'évolution des réglementations, d'évaluer leurs impacts, et de faciliter leur intégration.

Le Groupe a en particulier suivi avec attention la transposition par les Etats membres de la directive n° 2003/87 du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union européenne. En France, le Groupe a négocié et suivi l'élaboration du PNAQ (Plan national d'allocation des quotas) aux termes duquel un quota d'émission de 23,54 millions de tonnes de CO_2 a été alloué à EDF (voir paragraphe 7.11.5 ci-dessous pour la description de cette réglementation, et paragraphe 8.4.2 ci-dessous pour les risques financiers liés à sa mise en œuvre).

Aujourd'hui, deux périodes avec des objectifs différents se dessinent :

- la période de mise en œuvre du protocole de Kyoto (2008-2012) : établir des règles claires et équitables tenant compte de l'expérience acquise en 2005-2007 ; et
- la période « post-Kyoto » (après 2012) : travailler à tous les niveaux (national, européen, G8) pour défendre le rôle du nucléaire et de l'hydroélectricité dans la lutte contre l'effet de serre.

Dans une étude publiée en novembre 2004, PriceWaterHouseCoopers a estimé que, parmi les principaux énergéticiens d'Europe, EDF est actuellement celui qui produit le moins d'émissions de CO_2 par kWh d'énergie produite. En outre, le Groupe suit avec attention la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique votée par l'Assemblée Nationale et le Sénat le 23 juin 2005, qui fait actuellement l'objet d'un recours devant le Conseil Constitutionnel (voir paragraphe 7.11.1.2 ci-dessous), qui prévoit, notamment, que les fournisseurs d'énergie doivent recueillir des certificats d'économies d'énergie dénommés « certificats blancs » soit en obtenant des économies d'énergie de la part de leurs clients et d'eux-mêmes, soit en acquérant ces certificats. L'objectif est de maîtriser la demande d'énergie afin de porter le rythme annuel de baisse de l'intensité énergétique finale à 2 % d'ici à 2015 (voir paragraphe 7.11.5.5 ci-dessous pour une description de cette loi).

Le Groupe suit également les discussions relatives au projet de loi sur l'eau et les milieux aquatiques transposant la directive n° 2000/60 du 23 octobre 2000 établissant un cadre pour une politique commune dans le domaine de l'eau (voir paragraphe 5.1.1.4.2 ci-dessus pour une description des enjeux pour la production hydroélectrique et paragraphe 7.11.3 ci-dessous pour une description de ce projet de loi).

7.3.3 SERVICE PUBLIC

Définition légale du service public en France

Les principes fondamentaux du service public (mutabilité, continuité et égalité d'accès) ont été développés dans la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public d'électricité qui s'applique à tous les opérateurs du service public de l'électricité (voir paragraphe 7.11.1.2 ci-dessous pour une description de cette réglementation).

Le contrat de service public

Le Groupe a signé un contrat de service public avec l'Etat le 19 avril 2002 ayant vocation à préciser les objectifs d'aménagement du territoire et de services rendus aux clients que doivent prendre en compte les personnes chargées d'un service public. Ce contrat a pour objet de définir les engagements pris par le Groupe au titre du service public. Ces engagements sont les suivants :

- l'alimentation des clients non éligibles par la définition de conditions de fourniture d'énergie et de distribution d'électricité aux particuliers, de la maîtrise de la demande d'énergie « MDE », de la qualité des services rendus et des actions envers les clients démunis ;
- la gestion du réseau public de transport de l'électricité par le respect de la sécurité, de l'environnement, de la qualité de fourniture et de l'équilibre du réseau ;
- la gestion des réseaux de distribution au travers de la péréquation tarifaire d'accès aux réseaux, de leur sécurisation, du respect de l'environnement et des niveaux de performance technique d'alimentation électrique dans les situations normales et en cas d'aléas majeurs ;
- la mise en œuvre de la politique énergétique et la contribution du Groupe aux objectifs de cette politique (énergie renouvelable, appels d'offres, R&D) ;
- une production électrique sûre et respectueuse de l'environnement avec des engagements de sûreté, de préservation environnementale et de transparence ; et
- la sûreté du système électrique par la définition de conditions d'optimisation entre producteurs, transporteurs et distributeurs d'énergie permettant de sécuriser l'approvisionnement en électricité sur le territoire national.

Le contrat précise également les conditions de la rémunération de ces engagements via les modalités d'évaluation des coûts, les tarifs d'acheminement et la compensation des charges de service public ainsi que l'évolution pluriannuelle des tarifs de ventes de l'électricité.

La Loi du 9 août 2004 précise en outre que « les objectifs et modalités de mise en œuvre des missions de service public qui sont assignées à EDF [...] font l'objet de contrats conclus entre l'Etat [...] » et EDF.

Un nouveau contrat de service public entre l'Etat et EDF est en cours de négociation et viendra remplacer le contrat du 19 avril 2002. En application de la Loi du 9 août 2004, ce contrat portera notamment sur :

- les exigences de service public en matière de sécurité d'approvisionnement, de régularité et de qualité du service rendu aux consommateurs ;
- les moyens permettant d'assurer l'accès au service public ;
- les modalités d'évaluation des coûts entraînés par la mise en œuvre du contrat et de compensation des charges correspondantes ;
- l'évolution pluriannuelle des tarifs de vente de l'électricité et du gaz ;
- la politique de recherche et développement des entreprises ;
- la politique de protection de l'environnement, incluant l'utilisation rationnelle des énergies et la lutte contre l'effet de serre ; et
- les objectifs pluriannuels en matière d'enfouissement des réseaux publics de distribution d'électricité.

La compensation des surcoûts liés aux missions de service public

La loi n° 2000-108 du 10 février 2000 prévoit que les obligations de service public assumées par EDF doivent, en principe, faire l'objet d'un mécanisme de compensation. La contribution aux charges de service public de l'électricité (la « CSPE ») a ainsi pour objet de compenser les surcoûts liés :

- aux obligations d'achat d'électricité auprès de certains types d'installations,
- à la production dans les départements d'outre-mer ; et
- aux dispositifs d'aides aux clients démunis (notamment la tarification spéciale « produit de première nécessité »).

Depuis le 1er janvier 2003, tous les consommateurs français sont tenus de s'acquitter du paiement de la CSPE, proportionnellement à l'énergie consommée.

Pour plus de détails sur les surcoûts compensés par la CSPE, voir le paragraphe 7.11.1.2 ci-dessous.

Les actions du Groupe en matière de service public

Les principales formes de l'engagement du Groupe en faveur du service public de l'électricité sont les suivantes :

• Qualité et continuité de la fourniture

La qualité de la fourniture d'électricité a beaucoup progressé depuis 20 ans : le temps moyen de coupure annuel est passé de 6h31 en 1987 à un peu plus d'une heure en 2004. Cette amélioration a été obtenue par la mise en œuvre d'une politique d'investissement ciblée (création de nouveaux postes d'injection de puissance, raccourcissement des réseaux moyenne tension et mise en service d'organes de réseaux télécommandés) et par l'amélioration des méthodes d'exploitation et d'intervention.

• Politique de solidarité sociale et territoriale

Solidarité sociale

La politique de solidarité sociale du Groupe consiste en particulier en l'accompagnement de ses clients les plus démunis. Le Groupe contribue ainsi à la mise en œuvre du « droit à l'électricité » consacré par la loi d'orientation relative à la lutte contre les exclusions n° 98-657 du 29 juillet 1998 et développé par l'article premier de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public d'électricité. Le « droit à l'électricité » s'entend comme la garantie de maintien temporaire de fourniture d'électricité aux personnes en situation de précarité et la contribution aux Fonds de Solidarité Logement.

En application de ces dispositions, EDF a mis en place un processus d'aide en faveur des clients les plus démunis articulés autour de trois axes principaux. En premier lieu, EDF a mis en place un dispositif de dialogue avec les clients les plus démunis et de prévention des dettes d'électricité, notamment par le biais des « correspondants solidarité » et « interlocuteurs solidarité » ainsi que des « médiateurs sociaux ». En deuxième lieu, EDF assure, en faveur des clients démunis, un service alternatif à la coupure en cas de non-paiement, le Service de Maintien d'Energie (SME) qui consiste à proposer une fourniture minimum d'énergie contre l'engagement du client à contacter les services sociaux afin de demander une aide. En troisième lieu, EDF contribue à l'apurement des factures impayées en accordant des délais de

paiement aux clients démunis. Il contribue également avec les Conseils Généraux, les organismes publics sociaux et les associations caritatives aux Fonds Solidarité Logement départementaux qui prennent en charge une partie de la facture d'électricité de certains clients en fonction de leur capacité contributive. En 2004, la contribution d'EDF à ce titre s'élevait à 17,6 millions d'euros.

A la suite des vives réactions suscitées par certaines interruptions de fournitures d'électricité pour impayés survenues au cours de l'été 2004, un groupe de travail a été mis en place par le ministre délégué à l'industrie en vue de déterminer les actions à entreprendre pour améliorer le dispositif d'aide aux plus démunis. Dans ce cadre, un décret soumettant EDF à une obligation d'information des services sociaux en cas d'impayés prolongés devrait être prochainement publié.

Par ailleurs, en application de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 et du décret n° 2004-325 du 8 avril 2004, EDF applique depuis le 1er janvier 2005 une tarification spéciale « produit de première nécessité » aux foyers dont les ressources mensuelles sont inférieures à 460 euros. Ce tarif consiste en une réduction du prix de l'abonnement de 30 à 50 %, et s'applique à la consommation de ces foyers jusqu'à 100kWh par mois. Le Groupe estime qu'environ 1,5 million de personnes pourraient bénéficier de la tarification spéciale « produit de première nécessité » en 2005 et que ses pertes de recettes pourraient s'élever à 80 millions d'euros auxquels s'ajouteraient environ 20 millions d'euros de coûts de gestion.

La Loi du 9 août 2004 a par ailleurs étendu le bénéfice de la tarification spéciale « produit de première nécessité » aux services liés à la fourniture. A ce titre, les personnes en situation de précarité bénéficieront, dès la publication du décret d'application de cette disposition, de la gratuité de la mise en service, et d'un abattement de 80 % sur le montant dû au titre d'un déplacement pour coupure ou de la mise en place du Système de Maintien de l'Energie.

Le Groupe a également mis en place des politiques conventionnelles d'aide à l'emploi (emplois jeunes, contrats d'alternance, appui aux structures d'insertions) et un mécénat de solidarité (Restos du Cœur, SAMU social, etc.).

Le Groupe a par ailleurs développé une politique en faveur des handicapés. Il a ainsi facilité l'accès des personnes à mobilité réduite à ses agences. Il a en outre mis en oeuvre une politique d'embauche en conformité avec la loi n° 87-517 du 10 juillet 1987 en faveur de l'emploi des travailleurs handicapés. Le Groupe a enfin mis en place un mécénat avec la Fédération Française Handisport et compte plusieurs athlètes des Jeux Paralympiques parmi son personnel.

Solidarité territoriale

La politique de solidarité territoriale du Groupe est illustrée par sa contribution à la politique de la ville et à l'aménagement et à la rénovation des territoires (renouvellement urbain, maintien d'accueil en milieu rural, etc.).

Depuis une décennie, EDF s'est également engagée dans une démarche volontaire d'intégration des réseaux neufs dans l'environnement en vue de réaliser 90 % des nouveaux réseaux moyenne tension neuf en souterrain et 66 % des nouveaux réseaux basse tension en technique discrète.

En outre, aux termes de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, EDF, dans le cadre de ses activités de gestionnaire de réseaux, contribue à la cohésion sociale, au travers, en particulier, de la péréquation nationale des tarifs de vente de l'électricité aux consommateurs domestiques et de la péréquation des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution.

7.4 Politique de recherche et développement

Le Groupe EDF s'appuie sur une forte activité de recherche amont, de développement et d'appui à l'ensemble des directions opérationnelles et fonctionnelles du Groupe.

EDF est propriétaire exploitant de nombreuses installations, tout spécialement de production et au premier chef d'installations nucléaires : ceci constitue un moteur privilégié d'une dynamique de recherche et développement (R&D). Par ailleurs, les technologies nouvelles de production et de stockage de l'énergie, les développements visant à la maîtrise de l'énergie, la montée des problématiques liées au changement climatique et à l'environnement, les incertitudes et contraintes sur l'usage de l'eau et la multiplication des acteurs intervenants autour du réseau de distribution de l'électricité ouvrent et renouvellent des champs de recherche qui auront un impact sur le modèle d'activité du Groupe.

Cet investissement dans l'avenir souligne l'ambition du Groupe EDF de se positionner sur le terrain de l'innovation et d'en faire une activité à valeur ajoutée au service de ses métiers.

7.4.1 CHIFFRES CLÉS

Dans un contexte général de maîtrise de ses dépenses, EDF maintient son effort de R&D à un niveau significatif de 425 millions d'euros en 2004 (y compris les prestations internes), soit 0,9 % du chiffre d'affaires consolidé du Groupe. Le tableau ci-dessous indique le montant des dépenses de R&D engagées au cours des derniers exercices :

(en millions d'euros)

	2004	2003	2002
Total des dépenses engagées de R&D (*) qui se décomposent en :	444,1	438,5	448
— Dépenses enregistrées en charges (*)	425,4	421,1	438,2
— Dépenses activées au bilan	18,7	17,4	9,8

* y compris dépenses de prestations internes facturées par les autres entités (prestations réalisées par la DIT (informatique scientifique, bureautique, SI) et la DA).

En 2005, 261 projets sont en cours de réalisation pour un budget de 225 millions d'euros et un budget moyen par projet de 862 000 euros.

7.4.2 ORGANISATION

Direction Recherche et Développement

Les activités de R&D sont pour l'essentiel regroupées au sein de la Direction Recherche et Développement (« Direction R&D ») qui historiquement centrée sur la France, se transforme pour avoir pleinement une dimension Groupe.

La Direction R&D est organisée en laboratoires ou départements scientifiques et techniques, où sont localisés les grands moyens d'essais et d'analyses et qui sont responsables des logiciels développés par la Direction R&D.

La Direction R&D emploie environ 2 300 personnes, fonctions support comprises, réparties principalement sur trois centres situés en région parisienne ainsi qu'en Allemagne dans un laboratoire commun (GEIE) avec l'Université de Karlsruhe. Le personnel comprend environ 1 400 ingénieurs chercheurs dont 40 chercheurs étrangers. Parmi eux, 300 docteurs es sciences couvrent l'ensemble des compétences, près de 200 doctorants se forment au sein de la Direction R&D et dans des laboratoires du CNRS ou des universités partenaires, et plus de 150 chercheurs enseignent à temps partiel dans des grandes écoles d'ingénieurs ou universités.

Une antenne en Californie, forte d'une dizaine d'ingénieurs, travaille en collaboration avec l'*Electrical Power Research Institute* (« EPRI »), organisme qui fédère les actions de recherche et développement d'électriciens américains. Le Directeur de la R&D d'EDF est d'ailleurs membre du *board*. Enfin, des projets montés avec EDF Energy accueillent des chercheurs au Royaume-Uni.

Le Groupe EDF entend développer un réseau de laboratoires partagés, d'instituts et d'universités partenaires à l'échelle du Groupe et au plus près de ses activités pour assurer dans la durée la maîtrise de ses compétences clés. Des études en ce sens ont été lancées avec EnBW et EDF Energy.

Partenariats

Les équipes de la Direction R&D disposent de compétences reconnues en sciences de l'ingénieur et sciences sociales, technologies de l'énergie, activités d'intégration. Elles sont réputées pour leur expertise en matière de physique des matériaux, de mécanique du solide et des fluides, d'hydraulique et d'électrotechnique. Elles ont aussi développé des compétences sur les sciences de l'environnement.

EDF a, depuis 2001, un accord tripartite avec le Commissariat à l'Energie Atomique et Framatome ANP (groupe Areva). Cet accord porte sur la recherche dans le domaine nucléaire (études sur les chaudières des centrales, la gestion du combustible et l'évolution de réacteurs nucléaires), la Direction R&D se concentrant plus particulièrement sur l'aide à l'exploitation et à la performance du parc nucléaire.

Plus généralement, chaque fois que cela s'avère utile, la Direction R&D fait appel à des compétences extérieures dans le cadre d'accords de coopération, notamment pour diminuer le coût des études envisagées, pour conforter ou améliorer une connaissance ou pour acquérir ou disposer d'un nouveau savoir-faire. Des partenariats nationaux et internationaux ont notamment été noués avec le CNRS, les centres de recherche des écoles d'ingénieurs et des universités françaises ou polonaises, ou bien des instituts tels que l'EPRI ou le *Thermal Power Research Institute* en Chine. Ces partenariats se concrétisent notamment par la création de laboratoires communs de recherche, par exemple avec le CNRS.

7.4.3 R&D, PUISSANCE D'EXPERTISE DE L'OPÉRATIONNEL À LA PRÉPARATION DE L'AVENIR

Mobiliser les expertises pour répondre à des urgences

La R&D apporte sa contribution aux besoins opérationnels d'EDF. Elle est ainsi intervenue dans la gestion de la canicule en 2003. Dès le début du mois d'août 2003, les équipes de R&D ont établi des prévisions à dix jours de la température des cours d'eau de sept sites nucléaires susceptibles de rencontrer des problèmes d'alimentation en eau de refroidissement. Ces prévisions ont été déterminantes dans la relation avec les autorités de tutelle sur les questions d'exploitation. Elles sont aussi intervenues pour évaluer les impacts hydrobiologiques potentiels de la canicule et des températures de rejet

des centrales. Elles ont également analysé et identifié les causes des défaillances survenues lors de la canicule sur les liaisons moyenne tension souterraines. Des mesures préventives ou curatives sont maintenant à l'étude.

Développer des projets pour la performance opérationnelle

La liste ci-dessous présente quelques résultats de projets actuellement en cours :

- *L'outil ARGOS pour un placement optimal de la production d'électricité.* En avril 2004, la Direction R&D a mis à disposition des exploitants un nouvel outil pour réaliser un placement optimal, à l'horizon journalier, de l'ensemble du parc de production : nucléaire, thermique à flamme, hydraulique. L'optimisation prend en compte notamment les prévisions de demande des clients, les opportunités des marchés de gros et les obligations de réserves liées à la sécurité du système électrique. L'approche retenue vise à la recherche d'un optimum économique tout en améliorant la maîtrise des risques financiers.
- *Des technologies de MDE innovantes.* Pour le chauffage de bains d'aluminium liquide, substituer des thermoplongeurs aux fours à voûte radiante et les associer à de nouvelles unités de puissance, permet de diviser par 3 la consommation d'énergie. Ces innovations technologiques de la Direction R&D sont en cours d'expérimentation chez un constructeur automobile et sont valorisées dans le contrat de progrès conclu entre cet industriel et EDF. Le marché potentiel de ces thermoplongeurs a été évalué à 5 000 unités en France, ce qui représente d'après EDF un gisement d'économie d'énergies d'environ 1 million de MWh. EDF considère que ces technologies devraient lui procurer un avantage concurrentiel, soit dans le cadre de futurs contrats de progrès, soit dans la perspective de la mise en place prochaine des certificats blancs (voir paragraphe 7.3.2 ci-dessus).
- *Dépenses d'investissement sur le réseau.* La mise en conformité réglementaire va conduire RTE à réduire la pression du gaz interne aux dispositifs de commande des disjoncteurs qui protègent le réseau de transport. Des essais réalisés dans les laboratoires de la Direction R&D ont montré que tous les disjoncteurs essayés conservent leur performance dans ces nouvelles conditions de fonctionnement. Ils ont ainsi contribué à éviter des dépenses de remise à niveau systématique de près de 3 000 disjoncteurs, soit environ 20 % du parc.
- *Des marges de sécurité des cuves nucléaires plus précises pour une plus grande durée de vie.* La Direction R&D, en collaboration avec des laboratoires de l'Ecole des Mines, de l'Ecole Centrale, de l'Institut de recherche sidérurgique (« IRSID ») et du CEA, a mis au point une méthode de prévision de la sensibilité à la rupture (ténacité) des cuves nucléaires soumises à irradiation. Ces résultats permettront de préciser à l'Autorité de Sûreté Nucléaire les marges de sécurité dans l'estimation de la durée de vie des centrales nucléaires au-delà de 40 ans.
- *Des capacités d'exportation supplémentaires.* La Direction R&D a réalisé des simulations évaluant l'impact des renforcements de réseau à venir d'ici 2010 sur la capacité du Groupe à tirer parti de la compétitivité de son parc, et établi des analyses et argumentaires dans le débat des mécanismes d'accès.

Quatre des projets majeurs (plus de 2 millions d'euros) en cours en 2005 sont les suivants :

- *Projet « MDE des procédés industriels » (2004-2007)* : Ce projet vise à compléter les offres aux grands clients industriels par des services de conseil, d'expertise technique directement applicables à l'amélioration de leurs performances, notamment, au plan de l'efficacité énergétique et/ou de l'environnement (effet de serre). Les enjeux associés sont la fidélisation de la clientèle et son développement au travers notamment d'une offre globale (électricité et expertise finalisée).
- *Projet « Nouvelle chaîne de calcul des cœurs » (2001-2005)* : Ce projet constitue la contribution de la R&D à un projet intégré de la Direction Production-Ingénierie. Son objectif est le remplacement début 2005 de la chaîne de calcul des cœurs actuelle par une nouvelle chaîne qui permettra de couvrir l'ensemble des gestions du combustible des centrales nucléaires (en particulier les gestions de haut taux de combustion).
- *Projet « Déchets radioactifs de haute activité à vie longue (HAVL) » (2004-2006)* : Ce projet constitue la contribution de la R&D aux études menées par EDF relatives au stockage profond des déchets nucléaires de haute activité à vie longue. Les principaux résultats attendus sont essentiellement de nature technique : analyse des calculs réalisés par l'ANDRA afin d'identifier les différences entre modélisations ainsi que la sensibilité des calculs aux paramètres du béton et des caractéristiques du site.
- *Projet « Optimisation du circuit secondaire des centrales nucléaires » (2004-2007)* : Ce projet vise à fournir aux exploitants des centrales nucléaires un outil d'optimisation afin de sélectionner le conditionnement chimique, les matériaux des composants de remplacement et les conditions d'exploitation les mieux adaptés pour un fonctionnement optimum du circuit secondaire : minimisation des dégradations, maîtrise de l'encrassement des générateurs de vapeur, limitation des pertes de performance. L'impact de la gestion du circuit secondaire sur l'environnement est également évalué par la quantification des déchets et rejets produits.

Eclairer l'avenir et préparer les relais de croissance : les 14 défis

S'inscrivant dans une logique d'anticipation et de rupture technologique, les travaux de R&D de préparation de l'avenir s'organisent autour de 14 défis ou orientations de moyen/long terme pilotés par des collectifs associant des responsables de la R&D, des responsables opérationnels et des personnalités externes :

- trois défis au service de la performance de la production : fournir outils et expertises pour assurer une durée de vie des tranches nucléaires au delà de 40 ans, comprendre et simuler les mécanismes de dégradation des matériaux, assurer l'usage optimal du combustible nucléaire dans la sûreté ;
- quatre défis au service du commercial, pour renforcer l'avenir des services et des relations avec des clients, résidentiels ou tertiaires, industriels ou collectivités locales, et enfin aider ceux qui n'ont pas encore l'électricité, le tout dans un contexte où les problématiques de MDE et d'environnement montent en puissance ;
- trois défis au service des régulations et marchés de l'électricité, pour comprendre et maîtriser les règles des marchés de l'électricité afin d'y obtenir des avantages concurrentiels et rester pleinement acteur en optimisant l'articulation amont-aval, l'arbitrage entre les différentes sources d'énergie (nucléaire, hydraulique, moyens de pointe, appel au marché, MDE ...) ;
- trois défis transverses aux métiers du Groupe EDF : maîtrise des impacts environnementaux et sanitaires des installations de production, réseaux intelligents intégrant les énergies locales, l'eau : anticiper sa rareté, la sécheresse et ses excès, les inondations, bien gérer cette ressource essentielle ; et
- enfin, un défi sur la performance de la simulation numérique, pour garantir la crédibilité et le leadership de la R&D d'EDF.

7.5 Ressources humaines

En matière de ressources humaines, le Groupe EDF est confronté à un certain nombre de défis majeurs, pour adapter ses politiques au contexte de l'ouverture des marchés et aux objectifs de performance du Groupe, tout en maintenant la cohésion sociale interne et l'adhésion aux valeurs de l'entreprise plus que jamais nécessaire dans cette période de changements profonds.

Trois axes majeurs structurent les politiques de ressources humaines du Groupe :

- adapter en permanence les emplois et les compétences nécessaires à la réussite du Projet Industriel et à l'évolution des métiers tout en poursuivant une politique active d'optimisation des ressources ;
- mobiliser les salariés dans l'ensemble du Groupe notamment en leur offrant des conditions de travail et d'évolution professionnelle attractives, et par ailleurs au travers du Projet Actionnariat Salarié ;
- promouvoir le dialogue social partout dans le Groupe notamment à travers la mise en œuvre de l'accord RSE (voir paragraphe 7.5.5.3 ci-dessous).

7.5.1 EFFECTIFS

Effectifs du Groupe

Les effectifs consolidés du Groupe EDF s'élevaient à 161 310 personnes au 31 décembre 2004, dont 110 561 pour EDF et 50 749 pour ses filiales et participations en France et à l'étranger qui sont retenues dans le périmètre de consolidation.

Le tableau ci-dessous indique l'évolution des effectifs physiques de chacune des filiales et participations du Groupe, pondérés par le pourcentage de consolidation financière au cours des trois derniers exercices :

	AU 31 DÉCEMBRE					
	2002		2003		2004	
	(NOMBRE)	(%)	(NOMBRE)	(%)	(NOMBRE)	(%)
EDF	113 823	66	111 199	66	110 561	69
Filiales	59 267	34	57 220	34	50 749	31
Total(1)	**173 090**	**100**	**168 419**	**100**	**161 310**	**100**

(1) Y compris salariés non soumis au statut des IEG.

Effectifs d'EDF

Depuis environ 20 ans, les effectifs d'EDF ont diminué tous les ans, sauf en 2000 où ils ont légèrement augmenté à la suite des embauches liées à la mise en place de l'accord sur la réduction du temps de travail. Cet accord s'est accompagné d'un renouvellement important des compétences afin de pourvoir aux emplois émergents, au sein de la fonction commerciale notamment, liés à l'ouverture des marchés. C'est ainsi que depuis janvier 1999, 19 929 personnes ont été recrutées et dans le même temps 21 299 sont parties en retraite.

Par ailleurs, les effectifs EDF se répartissent au 31 décembre 2004 entre 77,9 % d'hommes et 22,1 % de femmes.

Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs statutaires et non-statutaires d'EDF entre les différentes branches au 31 décembre 2004 :

EFFECTIFS EDF	Salariés 2002	Salariés 2003	Salariés 2004
Domaine Régulé			
Distribution	51 244	49 632	48 642
RTE	8 082	8 164	8 276
Domaine non régulé			
Production et Ingénierie*	38 149	37 048	36 690
Commerce	5 829	5 520	6 243
Fonctions centrales	9 424	9 725	9 612
CDI et CDD non statutaires	1 095	1 110	1 098
Total	**113 823**	111 199	110 561

* Y compris la DOAAT et hors EDF Trading.

Les effectifs « Distribution » comprennent les effectifs d'EDF et Gaz de France Distribution (environ 58 200 à fin décembre 2004) qui se décomposent en salariés 100 % électricité (environ 26 500), en salariés 100 % gaz (environ 7 900) et en une quote-part de salariés affectés à des activités mixtes électricité et gaz (environ 23 800 avec une clé de répartition électricité/gaz à raison de 75/25). A cela, il convient d'ajouter les effectifs du réseau de distribution d'électricité (ERD) et des systèmes électriques insulaires (SEI) qui sont à 98 % électricité soit respectivement 1 110 et 3 350.

Par ailleurs, au niveau des fonctions centrales, certaines directions — principalement la Direction Informatique et Télécommunications, la Direction du Personnel et des Relations Sociales et la Direction de l'Immobilier — comprennent du personnel mixte, soit 4 410 personnes EDF sur un total de 5 052.

En outre, EDF a fait appel en 2004 au travail temporaire, qui représente un nombre moyen mensuel de travailleurs intérimaires de 1 909 jours travaillés dans l'année, pour une durée moyenne des contrats de travail intérimaire de 41 jours.

Effectifs des filiales

Après avoir fortement augmenté (à la suite d'acquisitions et de prises de participations) à la fin des années 90, les effectifs consolidés des filiales et participations retenues dans le périmètre de consolidation décroissent progressivement dans le cadre des programmes de productivité et d'optimisation des ressources qu'elles mettent en œuvre.

Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs des filiales et participations retenues dans le périmètre de consolidation au 31 décembre 2004 :

EFFECTIFS FILIALES CONSOLIDÉS	Salariés 2002	Salariés 2003	Salariés 2004
Filiales France : (dont Electricité de Strasbourg, TIRU, EDEV)	2 367	2 388	2 490
EDF Energy (UK)	10 668	10 448	10 430
EDF Trading (UK)	245	237	239
EnBW (Allemagne)	17 609	15 904	8 692
Dalkia International	9 753	10 054	11 056
Autres filiales étrangères	18 625	18 189	17 842
Europe de l'Est	*6 985*	*6 858*	*6 394*
Europe de l'Ouest et Méditerranée Afrique	*1 980*	*2 067*	*1 884*
Asie Pacifique	*277*	*308*	*308*
Amérique	*7 390*	*6 920*	*6 927*
Autres	*1 993*	*2 036*	*2 329*
Total	**59 267**	**57 220**	**50 749**

Une Direction des Ressources Humaines Groupe a été créée en juillet 2002 afin de participer à la construction et à la cohésion du Groupe.

7.5.2 LE STATUT DU PERSONNEL DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUES ET GAZIÈRES

Au 31 décembre 2004, la quasi-totalité du personnel d'EDF relève d'un statut particulier, le statut du personnel des industries électriques et gazières (IEG)[3]. Le statut des IEG a été mis en place par le décret du 22 juin 1946 pris en application de la loi du 8 avril 1946 portant nationalisation de l'électricité et du gaz. Il concerne le personnel en activité et le personnel retraité et pensionné des entreprises électriques et gazières.

Ce statut s'applique à l'ensemble du personnel des entreprises exerçant des activités de production, de transport et de distribution d'électricité ou de gaz, quelle que soit la nature juridique de ces entreprises. Le personnel des entreprises de commercialisation d'électricité ou de gaz relève également de ce statut dès lors qu'il s'agit de commercialisation aux clients finaux. A cet égard, il ne crée donc pas de distorsion de concurrence entre les différents acteurs du marché français, à l'exception des importateurs purs et des négociants car ces derniers ne sont ni producteurs, ni transporteurs ni commercialisateurs auprès de clients finaux.

Les dispositions du statut des IEG viennent se substituer à celles du Code du Travail, qui restent applicables lorsque le statut ne prévoit pas de disposition spécifique. Le statut des IEG diffère principalement du droit commun sur les points suivants :

- il instaure un système spécifique d'institutions représentatives du personnel (« IRP ») dans lesquelles les fonctions de délégués syndicaux et de délégués du personnel sont imbriquées (voir paragraphe 7.5.5.2 ci-dessous) ;
- il prévoit un système spécial de retraite et d'assurance maladie (voir paragraphe 7.5.7 ci-dessous) ;
- il régit un ensemble de dispositions relatives à des domaines habituellement traités dans les conventions collectives de branche, dont le système de classification ; et
- il organise des activités sociales (qui relèvent habituellement des attributions d'un comité d'entreprise) ayant un financement spécifique — 1 % des « recettes d'exploitation » en France des entreprises assurant la distribution du gaz et de l'électricité, entièrement gérées par les salariés, au travers d'un organisme ad hoc, la Caisse Centrale des Activités Sociales (« CCAS »), dont les dirigeants sont élus par le personnel (voir détail paragraphe 7.5.5.2 ci-dessous).

Conformément aux dispositions de l'article L. 134-1 du Code du travail, les dispositions statutaires peuvent être complétées et leurs modalités d'application peuvent être déterminées par des conventions ou accords d'entreprise, dans les limites fixées par le statut. De plus, la loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité a élargi la voie conventionnelle dans le secteur électrique et gazier en introduisant les accords collectifs de branche, auxquelles doivent se conformer toutes les entreprises du secteur (y compris les sociétés étrangères par l'exercice de leur activité en France).

7.5.3 ORGANISATION ET DURÉE DU TEMPS DE TRAVAIL

L'accord du 25 janvier 1999, signé par EDF et les cinq organisations syndicales représentatives, a permis la réduction du temps de travail à 35 heures hebdomadaires avec maintien du salaire. Sa mise en œuvre est maintenant totalement intégrée dans les organisations et dans le fonctionnement des services.

L'accord a également ouvert la possibilité de réduction collective ou individuelle du temps de travail avec une compensation partielle de la perte de salaire. A fin décembre 2004, 24 % des salariés EDF travaillent ainsi 32 heures par semaine avec une réduction de salaire.

Cet accord a permis d'offrir un élargissement significatif des amplitudes d'accueil des clients tout en permettant un assouplissement et une optimisation des organisations.

Le taux d'absentéisme hors congés annuels s'élève en 2004 à 9,2 % de la durée effective du temps de travail. Les causes d'absences les plus fréquentes sont les absences pour maladie et accidents (4 %).

7.5.4 COMPÉTENCES, FORMATION ET MOBILITÉ

La gestion des compétences est un enjeu décisif pour la compétitivité du Groupe à la fois en termes de performance économique et de professionnalisme. Ceci est particulièrement vrai dans un contexte d'ouverture totale du marché à la concurrence en 2007 et d'importants départs en retraite. C'est pourquoi la formation et la mobilité sont les deux principaux outils de la gestion de l'emploi. Ceci explique qu'EDF, qui opère dans un contexte de métiers à haute technicité, a toujours consacré un budget important à la formation des salariés, afin d'accompagner en permanence les évolutions et les parcours professionnels.

Le tableau ci-dessous illustre l'importance de cet effort de formation au sein d'EDF :

	2001	2002	2003	2004
% de la masse salariale consacrée à des actions de formation	9,02	7,51	8,29	8,13
Nombre d'heures de formation effectuées par salarié	35,6	31,1	29,8	35,4

(3) Le personnel de certaines filiales françaises du Groupe relève également du statut des IEG (par exemple Electricité de Strasbourg).

Des départs en retraite importants dus à la pyramide des âges vont nécessiter le renouvellement du personnel hautement qualifié aussi bien dans la Production et l'Ingénierie que dans la Distribution. Du fait d'une pyramide des âges déséquilibrée (plus de 60 % des salariés ont plus 40 ans), les équipes d'exploitation et de maintenance dans ces deux métiers cœurs d'EDF vont être confrontées au départ en retraite de 45 % de leurs effectifs entre 2004 et 2015.

Le graphique ci-dessous présente la pyramide des âges au 31 décembre 2004 :

Enfin, le renouvellement de ces compétences s'accompagnera d'une baisse des effectifs afin de maîtriser la masse salariale et d'améliorer la productivité. Le programme « Altitude » (voir paragraphe 2.3 ci-dessus) a en effet pour ambition de réaliser une économie de l'ordre de 1,5 milliard d'euros cumulés sur les charges de personnel sur la période 2005-2007, dont 1 milliard d'euros en France. Ceci implique que le taux de remplacement des 9 000 départs en retraite sur la période 2005-2007 ne dépassera pas 1 pour 3 à 1 pour 4 et que ce sont des redéploiements (services centraux, tertiaire) qui pourvoiront, pour l'essentiel, aux besoins de compétences dans les métiers cœur de l'entreprise. Parallèlement à cet effort sur les effectifs, d'autres mesures visant les coûts salariaux sont également mises en œuvre (action sur la réduction des soldes de congés annuels et repos compensateurs, actions sur les rémunérations complémentaires comme par exemple les heures supplémentaires).

Pour autant, l'engagement d'EDF de recruter 3500 salariés sur la période juin 2004 — décembre 2005 devrait être tenu. Ces recrutements sont focalisés dans les métiers prioritaires (Production et Ingénierie, Distribution) afin d'anticiper les prochains départs importants en inactivité. EDF entend respecter les aspects diversité, handicapés, égalité professionnelle hommes et femmes dans les recrutements.

La Direction de l'Emploi a la charge de ces enjeux cruciaux pour EDF. Ses principales missions consistent d'une part à piloter les emplois et les compétences et d'autre part à effectuer la gestion opérationnelle des plans d'embauches et de redéploiements à court et moyen terme.

Pour faciliter la construction et la transformation du Groupe, une Université de Groupe a été lancée en juin 2004. Elle est destinée à devenir le centre d'excellence et de développement des dirigeants et futurs dirigeants du Groupe.

7.5.5 DIALOGUE SOCIAL ET REPRÉSENTATION DU PERSONNEL

7.5.5.1 Dialogue social France

EDF promeut le dialogue social avec les salariés et leurs représentants. Ce dialogue social et la dynamique qui en résulte représentent un atout pour accompagner les évolutions de l'entreprise : concertation autour du projet industriel et social fin 2003, accord du 12 janvier 2004 sur les principes de négociations 2004 au sein d'EDF et de Gaz de France. Des négociations d'entreprises (et de branche) ont été conduites tout au long du processus d'adoption de la Loi du 9 août 2004, prévoyant le changement de forme juridique d'EDF. C'est ainsi qu'en 2004, cinq accords d'entreprise et un accord de groupe ont été signés avec les organisations syndicales, dont un accord relatif à l'accès aux Nouvelles Technologies de l'Information et de Communication (6 octobre 2004) et à l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes (13 juillet 2004).

En 2005, EDF a conclu des accords avec les organisations syndicales relatifs, notamment, à l'insertion professionnelle des personnes handicapées (24 février 2005) et à la Responsabilité Sociale d'Entreprise (24 janvier 2005) (voir paragraphe 7.5.5.3).

Cette dynamique forte en matière de relations sociales se traduit entre autres par l'existence de nombreux accords d'entreprise signés par les partenaires sociaux.

• Accords d'entreprise signés par les partenaires sociaux :

- six accords en 2004 ;
- trois en 2003 ;
- quatre en 2002 ;
- trois en 2001.

• Journées de grève ayant un taux de participation supérieur à 10 % :

- sept journées de grève en 2004 (ces grèves étaient principalement liées à l'adoption de la loi relative au changement de statut d'EDF) ;
- cinq journées en 2003 (ces grèves étaient principalement liées à la question des retraites) ;
- trois journées en 2002 ;
- cinq journées en 2001.

La mise en œuvre du Projet Industriel et du Projet Actionnariat Salarié et leur déclinaison auprès des personnels constitue un atout important pour renforcer la mobilisation des salariés sur l'avenir industriel et commercial de l'entreprise.

7.5.5.2 La représentation du personnel en France

En vertu du statut des IEG, les entreprises des industries électriques et gazières sont dotées d'instances de représentation du personnel spécifiques depuis 1946 (organismes statutaires).

Ce mode de représentation du personnel est différent de celui de droit commun, tel qu'il résulte des lois Auroux de 1982. L'article 28 de la loi du 9 août 2004 a prévu le maintien de cette organisation différente, jusqu'à ce qu'un décret procède à son adaptation ; ce décret devant intervenir au plus tard dans les trois ans de la publication de cette loi, soit avant le 11 août 2007.

Les différences essentielles entre le mode de représentation du personnel issu du statut des IEG et celui de droit commun sont les suivantes :

- une procédure spécifique d'élections de représentativité (élections triennales à un tour), l'absence de collège représentatif des cadres, une attribution des mandats aux représentants du personnel par les syndicats, et non par les salariés directement) ; et
- l'existence d'institutions spécifiques : (i) des commissions paritaires du personnel (dont les attributions sont proches de celles des délégués du personnel), (ii) des comités mixtes à la production (« CMP ») (dont les attributions sont similaires aux attributions économiques des comités d'entreprise) et un comité supérieur consultatif des CMP (« CSC des CMP ») (qui joue le rôle de comité central d'entreprise) et (iii) une Caisse Centrale d'Activités Sociales commune à toutes les entreprises de la branche, gérée par les seules organisations syndicales et dont les attributions sont similaires à celles des comités d'entreprise en matière d'activités sociales et culturelles, au niveau national.

Les salariés d'EDF sont très impliqués dans le fonctionnement de ces instances de représentation, notamment au travers des élections de représentativité, où la participation n'est jamais inférieure à 80 %.

La CCAS

La gestion des activités sociales et culturelles est dévolue, contrairement au droit commun, à des organismes spécifiques au niveau de la branche des IEG :

- La Caisse Centrale d'Activités Sociales (CCAS) qui gère les activités au plan national,
- Les 106 Caisses Mutuelles Complémentaires et d'Action Sociales (CAS) qui administrent les activités sociales et culturelles de proximité ou décentralisée. Les 106 CAS ont également des attributions en ce qui concerne la gestion du régime complémentaire maladie des IEG et en matière de remboursement des prestations maladies (part Sécurité sociale) sur délégation de la CNAM.
- Le Comité de Coordination des CAS. Il représente les CAS au plan national. Il est chargé de répartir les ressources entre la CCAS (71 % du 1 % versé par les entreprises de la branche) et les 106 CAS (29 %).

A la différence des entreprises de droit commun où la dotation financière allouée aux activités sociales est exprimée en pourcentage de la masse salariale, le financement au sein des IEG est assuré par un prélèvement de 1 % sur les recettes d'exploitation des entreprises assurant la distribution du gaz et de l'électricité, c'est-à-dire sur le chiffre d'affaires d'EDF, de Gaz de France et des entreprises locales de distribution. En 2004, le montant comptabilisé par EDF au titre du 1 % est de 290 millions d'euros (277 millions d'euros en 2003). S'ajoutent à cela et conformément aux dispositions de l'article

R. 432-2 du Code du travail, des dépenses liées au transport, à la restauration et au logement qui sont estimées à 96 millions d'euros en 2004.

La CCAS est dotée de la personnalité morale, elle est donc totalement indépendante. Elle est administrée exclusivement par les représentants du personnel, et est placée sous la tutelle des pouvoirs publics. Ni EDF, ni aucune autre entreprise de la branche des IEG n'y est représentée.

7.5.5.3 Dialogue social et représentation du personnel Groupe

Dans les autres sociétés du Groupe, notamment à l'étranger, la représentation du personnel est organisée selon les lois et règlements applicables localement.

Instances de dialogue social

Le Groupe a mis en place, par un accord du 14 novembre 2001 signé par la CGT, la CFDT, FO et la CFTC, un Comité d'Entreprise Européen. Ce comité est composé de 31 membres titulaires : dix-huit représentants français, quatre britanniques, quatre polonais, quatre hongrois, et un slovaque. Cette répartition évoluera suite à la révision de l'accord qui est intervenu en mai 2005 afin de prendre en compte les modifications de périmètre intervenues dans les filiales du Groupe.

Le Comité d'Entreprise Européen est consulté sur un ensemble d'orientations précisées dans l'accord dont des questions telles que la mobilité internationale ou les restructurations. Il a contribué à la définition du référentiel des valeurs du Groupe et à la création d'une charte ethique. Il a aussi formé des groupes de travail sur l'information des salariés, les garanties collectives et la santé et la sécurité. Il s'est réuni 10 fois en séances plénières depuis sa création fin 2001 et son secrétariat s'est réuni une vingtaine de fois.

Le Groupe a aussi constitué des instances de dialogue social au niveau de ses filiales en Amérique du Sud et de ses filiales et participations de la zone Asie-Pacifique.

Accord RSE

Un accord sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise (« RSE ») a été signé le 24 janvier 2005. Cet accord a été conclu avec les organisations syndicales et les représentants du personnel des sociétés contrôlées par le Groupe et les 4 fédérations syndicales mondiales du secteur d'activité (ICEM, OIEM, ISP, FMTI).

Cet accord permet de doter le Groupe d'un socle d'engagements partagés et d'orientations communes qui s'appliquent à EDF et dans l'ensemble des sociétés qu'elle contrôle. Il implique les différents acteurs tant dans le domaine de la responsabilité « interne » entre le Groupe et ses salariés, que sur sa responsabilité « externe » d'énergéticien vis-à-vis des autres parties prenantes et de la société civile. Il permet d'affirmer l'ambition de responsabilité sociale du Groupe, au sein des sociétés qu'il contrôle dans le respect du principe de subsidiarité : il ne s'agit pas de créer un cadre normatif, mais de se doter de principes généraux communs, déclinables par pays quant à leur mise en œuvre. En application de cet accord, un bilan de mise en œuvre doit être réalisé et présenté chaque année à une instance spécifiquement créée à cet effet : le Comité de Dialogue sur la Responsabilité Sociale du Groupe.

Pour le Groupe, cet accord a notamment pour objectif de contribuer à l'amélioration durable de ses performances, à la construction d'une identité de Groupe, à la valorisation de son image, au renouvellement et à l'élargissement des thèmes de dialogue social et à la mise en place d'une instance de dialogue social au niveau mondial.

7.5.6 SANTÉ ET SÉCURITÉ

Le Groupe opère dans un secteur à haute technologie et à risques. La santé et la sécurité de ses salariés et de ses prestataires externes sont en conséquence un enjeu majeur de l'entreprise.

Elaborée en octobre 2003, la politique santé sécurité d'EDF en France est le fruit d'une large concertation avec l'ensemble des acteurs (encadrement, experts, médecins, représentants du personnel) d'EDF. Elle s'inscrit dans les valeurs de respect de la personne qu'elle place au cœur des organisations. Au-delà du respect de la réglementation, la santé physique et mentale, la sécurité au travail de son personnel, de même que celles de ses prestataires, comme la santé et la sécurité des tiers impactés par ses activités, font partie intégrante des performances du Groupe.

Les priorités d'EDF en matière de santé et de sécurité portent sur les points suivants :

- la maîtrise des risques d'accidents et leur diminution ;
- la maîtrise des risques maladies ; et
- la santé et la sécurité des prestataires.

Accidents du travail

Depuis 10 ans, EDF a mené un effort très important de prévention et de formation qui lui a permis de réduire de manière très significative le taux d'accidents du travail avec arrêt. Le graphique ci-dessous illustre l'évolution du taux de fréquence du nombre d'accidents par millions d'heures travaillées :

Les résultats 2004 placent EDF, pour la troisième année consécutive, à un taux de fréquence inférieur à 5 (4,3). EDF estime être, sur ce plan, parmi les meilleurs électriciens en Europe.

Le taux de gravité est de 0,17 en 2004 et 0,23 en 2003 (nombre de jours, décomptés dans l'année en cours, d'arrêts calendaires liés à des accidents (y compris ceux consécutifs aux accidents des années antérieures) par milliers d'heures travaillées).

Amiante

En ce qui concerne plus particulièrement l'amiante, le Groupe EDF a, par le passé, utilisé des produits des matériaux et des installations en contenant. Ainsi, certains personnels, notamment des métiers de la maintenance des centrales thermiques, ont pu être exposés avant les mesures de substitution ou de protection mises en place à partir de 1977.

Le traitement des matériaux contenant de l'amiante dans les établissements et installations d'EDF a été effectué dès le début des années 80, et tous les matériaux contenant de l'amiante ont été traités conformément à la réglementation applicable. En outre, EDF a mis en place des mesures d'information et des modalités de protection des salariés et des tiers intervenants dans l'entreprise conformément à la réglementation applicable.

En outre, EDF a signé le 15 juillet 1998 un accord (réactualisé en juin 2002) pour la prévention et la réparation de l'exposition au risque amiante avec cinq fédérations syndicales. Dans cet accord, EDF s'est engagée à mettre en place un dispositif de préretraite pour les travailleurs effectivement reconnus comme étant atteints d'une maladie professionnelle liée à l'amiante, à instaurer une aide bénévole financée par EDF (1,8 millions d'euros en 2004) et à fournir un accompagnement social des salariés malades et de leurs familles grâce à une information et un soutien dans les démarches d'indemnisation.

Pour une description de procédures en cours, voir paragraphe 8.1 ci-dessous.

7.5.7 RÉFORME DU RÉGIME DES RETRAITES ET RÉGIME COMPLÉMENTAIRE MALADIE

7.5.7.1 Régime Spécial de retraite

Le régime de retraite des industries électriques et gazières est un régime spécial de sécurité sociale. Défini dans le cadre du statut du personnel des IEG, le régime spécial s'applique à tout le personnel de la branche professionnelle des IEG, affiliés ou pensionnés. Il a fait l'objet d'une réforme par la Loi du 9 août 2004 (voir note 2.3 aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2004). Ainsi, depuis le 1er janvier 2005, le régime spécial de retraite est géré par la Caisse nationale des IEG (CNIEG) créée par la Loi du 9 août 2004. Cette caisse prend désormais en charge les risques vieillesse, accidents du travail, maladies professionnelles, invalidité et décès.

Le titre IV de la Loi du 9 août 2004 et les décrets d'application de cette loi fixent les principes de fonctionnement et de financement du régime spécial de retraite des IEG :

- En premier lieu, les caractéristiques du régime spécial sont maintenues à l'identique pour tous les personnels statutaires de la branche des IEG.
- Une caisse autonome de sécurité sociale (la CNIEG) est créée pour gérer le régime spécial de retraite. L'ensemble des missions gérées jusqu'au 31 décembre 2004 par IEG Pensions, service commun d'EDF et de Gaz de France, est transféré à la CNIEG qui reçoit des entreprises de la branche et des régimes de solidarité interprofessionnels les financements nécessaires au paiement des prestations correspondantes à ses affiliés.

- Concernant le risque vieillesse, la réforme du financement repose sur le dispositif suivant :
  - — Un adossement financier de la CNIEG auprès du régime général (CNAV-TS) et des régimes de retraite complémentaire de l'AGIRC et de l'ARRCO pour les droits dits « de base » avec alignement des taux de cotisation du régime spécial sur ceux pratiqués par ces régimes.
  - — A partir du 1er janvier 2005, la CNIEG recouvre et verse les cotisations dues par les employeurs et salariés du secteur des IEG au régime général et aux régimes de retraite complémentaire, qui, en contrepartie, reversent à la CNIEG les financements correspondants aux retraites qu'ils auraient versées aux agents des IEG si ces personnels relevaient de ces régimes.
  - — Une prise en charge intégrale par les entreprises des IEG des droits dits « spécifiques futurs », c'est-à-dire la part des droits à retraite des IEG constitués après la date de la réforme supérieure à celle des prestations du régime général et des régimes de retraite complémentaire.
  - — Un financement par les entreprises des IEG des droits spécifiques des IEG constitués avant la date de la réforme et relatifs aux salariés travaillant dans des activités autres que la distribution et le transport d'électricité et de gaz naturel.
  - — Un financement des droits spécifiques du régime constitués avant la date de la réforme et relatifs aux salariés travaillant dans les activités de transport et de distribution, par une contribution tarifaire sur les prestations d'acheminement (CTA). Cette contribution se substitue à la quote-part des tarifs couvrant actuellement les charges de retraite de ces activités et est libératoire pour les entreprises du provisionnement des charges dont elle assure le financement.
  - — Une solidarité financière entre les employeurs de la branche en cas de défaillance de l'un d'eux au titre de ses engagements vis-à-vis de la CNIEG et un octroi de la garantie de l'Etat sur l'ensemble des droits spécifiques constitués avant la date de la réforme ; cette garantie s'exerçant *in fine* et en « dernier rang » c'est-à-dire une fois épuisées les obligations incombant aux entreprises.
  - ∘ Une neutralité financière pour :
    - — le régime général qui, en complément des cotisations qui lui sont dues, percevra des entreprises de la Branche des IEG un droit d'entrée destiné à compenser actuariellement les charges de retraite reprises ;
    - — les régimes de retraite complémentaire de l'AGIRC et de l'ARRCO ;
    - — les consommateurs d'énergie, dans la mesure où la CTA se substitue à la quote-part correspondante des tarifs d'acheminement ; et
    - — les contribuables puisque la réforme ne comporte aucun financement à la charge du budget de l'Etat.

Les équilibres financiers et actuariels de la réforme sur les charges des entreprises en termes de flux comme de bilan, liés aux négociations avec le régime général et les régimes de retraite complémentaire de l'AGIRC et de l'ARRCO, sont désormais finalisés.

Ainsi, la contribution forfaitaire, exceptionnelle et libératoire due par EDF au régime général est de 2,724 milliards d'euros (exprimés en euros 2005) à verser avant le 30 juin 2005 au Fonds de réserve pour les retraites. Par ailleurs, la CTA financera une soulte de 3,329 milliards d'euros (exprimés en euros 2005) qui sera versée sur 20 ans à compter de 2005 au titre des activités régulées.

Concernant les régimes de retraite complémentaire de l'AGIRC et de l'ARRCO, les négociations ont conduit à ce que EDF verse un apport :

- aux réserves techniques à hauteur de :
  - — 228 millions d'euros pour l'AGIRC ;
  - — 384 millions d'euros pour l'ARRCO ;
- au fonds de gestion à hauteur de :
  - — 5 millions d'euros pour l'AGIRC ;
  - — 15 millions d'euros pour l'ARRCO.

Un versement de 90 % du montant prévu a été effectué par EDF le 17 février 2005. Le versement du solde interviendra au vu des résultats de l'exercice 2005 et au plus tard le 1er mars 2006.

En résumé, le montant des droits passés relatifs aux retraites d'EDF évalué au 1er janvier 2005 au taux d'actualisation de 4,5 % nominal dont 2 % d'inflation, qui s'élève à environ 70 milliards d'euros est désormais entièrement couvert à hauteur de :

- environ 41 milliards par le régime général et les régimes de retraite complémentaire de l'AGIRC et de l'ARRCO ;
- environ 16 milliards par la CTA au titre des droits spécifiques passés des activités régulées, soit 55 % environ pour EDF ;
- 13,4 milliards d'euros de solde à la charge d'EDF au titre des activités non régulées. Après prise en compte des frais de gestion de la CNIEG, l'engagement total d'EDF au 31 décembre 2004 après réforme est de 14 milliards d'euros au taux d'actualisation de 4,5 % nominal. A cette date, compte tenu de l'écart actuariel et des fonds externalisés pour le financement des retraites, EDF constate une provision de 9 milliards d'euros dans les informations financières établies selon les normes internationales.

Les droits futurs sont eux totalement couverts par les cotisations salariales et patronales pour la part relative aux régimes de base et par un provisionnement par EDF annuel de l'ordre de 0,5 milliard pour la part relative aux droits spécifiques.

7.5.7.2 Régime complémentaire maladie des IEG

Le statut des IEG a confié la gestion du régime spécial maladie, régime légal et obligatoire de sécurité sociale, aux seuls représentants du personnel. Le régime est géré par des représentants du personnel élus. Sa gestion est exercée par les 106 Caisses Mutuelles Complémentaires et d'Action Sociale (CAS) et le comité de coordination.

Le régime est placé sous la tutelle de l'Etat qui s'assure du respect des textes statutaires, fixe les règles, le niveau des cotisations et des prestations et arrête la liste des CAS par voie réglementaire.

Jusqu'en décembre 2004, le régime complémentaire était financé par des cotisations salariales et patronales d'un montant identique de 100 millions d'euros chacune pour l'exercice 2004 auxquelles s'ajoutait une contribution employeurs supplémentaire de 10 millions d'euros.

Le régime complémentaire maladie des IEG connaît des difficultés financières depuis quelques années. Cette situation s'explique par le poids financier des remboursements de soins aux assurés qui s'est accru au-delà des prévisions : l'augmentation de ces charges, qui avait été évaluée à 2 % par an, a atteint 8 % pour les exercices 2002-2003 et 2003-2004, en raison de l'accroissement général des dépenses de santé constaté en France et des améliorations de prestations intervenues dans le régime des IEG. Selon les comptes provisoires du régime, le déficit antérieur cumulé au 31 mars 2004 s'élevait à 27,5 millions d'euros.

Compte tenu de ce constat, une négociation de branche sur l'avenir du régime a été ouverte. Un accord avait été signé entre les employeurs de la branche professionnelle et deux organisations syndicales (décembre 2004). Un droit d'opposition ayant été formulé par trois organisations syndicales, cet accord est désormais « réputé non-écrit » et ne peut donc pas être décliné au sein de l'entreprise.

Compte tenu de ce droit d'opposition, le gouvernement a décidé de prendre des dispositions réglementaires pour garantir la continuité des remboursements en 2005 et éviter aux entreprises d'avoir à constituer dans leurs comptes des provisions très élevées au titre des engagements sociaux maladie envers les retraités (décrets n° 2005-126 du 15 février 2005 et n° 2005-127 du 15 février 2005).

Cet objectif a été atteint par la mise en place réglementaire d'une part de deux sections comptables distinctes actifs/inactifs, équilibrées séparément, et une augmentation des cotisations d'autre part.

Les taux de cotisations sont désormais les suivants :

	AVANT DÉCRET	APRÈS DÉCRET
Cotisation par les employeurs pour les actifs	1,715 %	1,715 %
cotisation par les actifs pour les actifs et les inactifs	1,715 %	2,29 % (0,9 % pour les actifs + 1,39 % pour les inactifs)
cotisation par les employeurs pour les inactifs	0,8875 %	0
cotisation par les inactifs pour les inactifs	0,8875 %	2,28 %

7.5.8 POLITIQUE SALARIALE

7.5.8.1 Rémunération

Le système de rémunération appliqué au sein d'EDF est un système défini au niveau de la branche des IEG.

Il se décompose en :

- une rémunération principale qui dépend du niveau de responsabilité de l'emploi et de l'évolution constatée du professionnalisme (évalué à partir d'un procédé dérivé de la méthode Hays qui est couramment utilisée) ;
- une rémunération périphérique (contraintes de services ou primes liées à des événements particuliers) ;
- une rémunération de la performance pour l'encadrement.

Les augmentations générales sont négociées au niveau de la branche des IEG.

Les augmentations individuelles sont négociées chaque année, via un accord d'entreprise qui fait suite à un accord de branche. Environ 20 % des salariés des collèges exécution et maîtrise et 25 % des cadres peuvent bénéficier d'une augmentation de niveau de rémunération en fonction de leur contribution et des résultats individuels.

En 2004, le salaire net imposable mensuel moyen était de 2 666 euros (base 12 mois) et respectivement de 1 790, 2 329, 4 244 euros pour les collèges exécution, maîtrise et cadre (source : bilan social 2004).

7.5.8.2 Intéressement

Un accord d'intéressement triennal couvrant les exercices 2002, 2003 et 2004 a permis de verser aux salariés d'EDF 100 millions d'euros au titre de l'exercice 2002 (soit 2,97 % de la masse salariale), 106 millions d'euros au titre de l'exercice 2003 (soit 3,18 % de la masse salariale) et 110 millions au titre de l'exercice 2004 (soit 3,19 % de la masse salariale).

Pour chaque bénéficiaire, l'intéressement est calculé au niveau de son unité, au niveau de sa direction/métier et au niveau du Groupe EDF selon des indicateurs négociés au sein de chaque niveau. Les salariés communs à EDF et Gaz de France bénéficient de l'intéressement au prorata de leur activité consacrée à chacune des deux entreprises conformément à leur clef individuelle de répartition.

Les salariés ont le choix entre toucher l'intéressement, l'affecter à un plan d'épargne d'entreprise du Groupe ou le verser dans un compte épargne temps.

Un nouvel accord d'intéressement pour les années 2005 à 2007 est en cours de négociation. Il pourrait prendre en compte la possibilité qu'à moyen terme EDF puisse bénéficier du régime de la participation des salariés aux résultats (voir paragraphe 7.5.8.3).

7.5.8.3 Plan d'Epargne Groupe

Le Groupe a mis en place un plan d'épargne Groupe applicable à compter du 1er février 2005. Ce PEG est ouvert aux salariés d'EDF et des sociétés françaises du Groupe dont EDF détient directement ou indirectement au moins 40 % du capital ayant adhéré au PEG. L'ancien plan d'épargne entreprise EDF ne peut plus recevoir de nouveaux versements.

Pour les exercices 2005, 2006 et 2007 les salariés d'EDF bénéficient des mêmes règles d'abondement que celles applicables dans le cadre des anciens plans. Les sommes issues de l'intéressement que les salariés affectent au PEG sont abondées à hauteur de 100 % et les versements volontaires sont abondés à hauteur de 60 % à concurrence de 610 euros et à hauteur de 35 % pour les 610 euros suivants, dans la limite d'un plafond global annuel par salarié fixé à 2 300 euros. Les salariés communs à EDF et Gaz de France bénéficient de l'abondement au prorata de leur activité consacrée à chacune des deux entreprises conformément à leur clef individuelle de répartition.

Sur l'exercice 2004, EDF a abondé pour un montant total de 100,3 millions d'euros (27,9 millions d'euros à titre des versements volontaires et 72,4 millions d'euros à titre de l'intéressement).

Quatre fonds communs de placement sont ouverts à la souscription et totalisent un encours fin 2004 de 2 567 millions d'euros.

7.5.8.4 Participation des salariés aux résultats de l'entreprise

A la date d'enregistrement du document de base, EDF n'a mis en place aucun régime de participation, dans la mesure où il ne figure pas sur la liste des entreprises publiques auxquelles s'applique la participation des salariés aux résultats de l'entreprise.

7.5.8.5 Compte-épargne temps (CET)

Un compte-épargne temps a été institué par l'accord pour le développement de l'emploi et une nouvelle dynamique sociale qui a été conclu le 19 novembre 1993 entre les directions d'EDF et de Gaz de France et quatre organisations syndicales (la CFDT, la CFTC, la CGT-FO et l'UNCM — Union Nationale des Cadres et Maitrises). Il a été complété par l'accord du 25 janvier 1999 (voir paragraphe 7.5.3 ci-dessus).

Ce compte-épargne temps a pour objet de permettre aux salariés qui le souhaitent de différer la jouissance de périodes de repos ou d'éléments de rémunération en les capitalisant dans un compte afin de les utiliser postérieurement à leur acquisition pour financer une période de congés sans solde. L'accord ayant institué ce compte-épargne temps ne prévoit en revanche pas, à ce jour, la possibilité, ouverte par la loi du 31 mars 2005 sur le temps de travail, d'utiliser les droits affectés au compte-épargne temps afin de se constituer une épargne.

Au 30 avril 2005, le nombre d'heures épargnées sur le compte-épargne temps par les 25 446 salariés EDF détenteurs d'un CET s'élève à 10 millions, ce qui représente une provision de près de 250 millions d'euros hors cotisations pour EDF.

7.5.8.6 Actionnariat salarié

La Loi du 9 août 2004 prévoit qu'en cas d'opération portant sur des actions EDF entrant dans le champ d'application de l'article 11 de la loi n° 86-912 du 6 août 1986, les demandes de titres des personnels de l'entreprise, de ceux des filiales

dans lesquelles elle détient, directement ou indirectement, la majorité du capital social ou des anciens personnels s'ils justifient d'un contrat d'une durée accomplie d'au moins cinq ans avec l'entreprise ou ses filiales doivent être intégralement servies, pour chaque opération, à concurrence de 15 % de celle-ci.

La loi prévoit également que les personnels des services communs à EDF et Gaz de France pourront participer aux offres d'actions de chacune des entreprises.

7.6 Transformation finances gestion Groupe

Le Groupe est actuellement confronté à des évolutions majeures (ouverture progressive des marchés de l'électricité à la concurrence, séparation des activités régulées et non régulées, reconfiguration du Groupe, intégration Européenne, pilotage de la performance, exigence des marchés en termes de réactivité et de transparence, de lisibilité et de prédictibilité) qui nécessitent une transformation financière des modèles économiques, de la culture, des process et des systèmes d'information.

Ces changements ont un impact sur les systèmes comptables, la fiscalité, la gestion de la trésorerie, les modes de pilotage de la performance et du résultat et, plus généralement l'ensemble des systèmes financiers du Groupe. Il s'agit de transformations qui doivent être déclinées au sein de chacune des entités du Groupe. Ainsi, leur identification et leur pilotage ont été confiés à une direction centrale : la Direction de la Transformation Finance Gestion Groupe (DTFG2).

A ce jour les principaux sujets dont la DTFG2 a la responsabilité sont :

- le Programme de Gestion Intégré (« PGI »), relatif à un système de gestion transactionnel (comptabilité, contrôle de gestion, achats et stocks) et d'analyse économique ;
- les Programmes Finance Gestion des activités Non Régulées France (évolution du pilotage de la production, de l'optimisateur et du commercialisateur, et plus largement évolution des systèmes de gestion des flux amont/aval) et des activités Régulées France (évolution du pilotage du Distributeur) ;
- l'évolution des systèmes de trésorerie du Groupe, de la gestion financière (notamment gestion de la dette) et de la fiscalité du Groupe ;
- l'évolution de la gestion des immobilisations et des concessions ;
- l'évolution des systèmes de reporting/consolidation et des procédures de prévision et d'élaboration et de suivi du budget ;
- le développement de la culture financière au sein du Groupe et de la formation financière, en coopération avec la DPRS.

7.7 Systèmes d'information, informatique et télécommunications

La Direction des Systèmes d'Information du Groupe (« DSI ») a sous sa responsabilité les systèmes commerciaux, de distribution, d'optimisation amont/aval, les systèmes de gestion logistique, comptable et financière, la messagerie et les télécommunications. Les systèmes informatiques industriels tels que la conduite des centrales et la conduite des réseaux de transport et de distribution ne sont toutefois pas du ressort et de la compétence de la DSI. En effet, ces systèmes relèvent de la responsabilité de la branche ou direction opérationnelle correspondante. De même, RTE gère de manière autonome ses systèmes d'information, conformément aux obligations de séparation organisationnelle et décisionnelle.

Concernant les activités de distribution, une gouvernance spécifique des systèmes d'information a été mise en place pour faire face aux obligations réglementaires, conformément aux principes de la gouvernance générale de Electricité Réseau de Distribution (« ERD »). La DSI participe à cette gouvernance en tant que représentant de EDF pour les systèmes d'information.

Les systèmes d'information contribuent de façon notable, au travers de projets informatiques, à la transformation de l'activité du Groupe, notamment dans le contexte de l'ouverture des marchés. Ces systèmes assurent en particulier la bonne gestion, l'efficacité et la compétitivité des fonctions et activités suivantes :

- la fonction commerciale (relation clientèle, facturation de l'énergie, échanges avec les gestionnaires de réseau) ;
- les activités de distribution au sein de ERD et EGD (relève et facturation, reconstitution des courbes de charge, échanges entre le distributeur et les fournisseurs ou RTE) ;
- l'optimisation amont/aval (optimisation, gestion des risques, back office) ; et
- les fonctions de gestion transverse (gestion, finances, ressources humaines, achats).

Le développement des systèmes d'information du Groupe repose sur les quatre principes clés suivants :

- alignement sur les besoins Métiers/Pays/Groupe ;
- progiciels et solutions du marché existants, plutôt que des développements spécifiques ;

- standardisation et consolidation ;
- externalisation sélective ;

La DSI assure l'animation fonctionnelle de la filière systèmes d'information. Au titre de cette animation, la DSI procède à une évaluation régulière des programmes de secours des systèmes d'information qui sont actuellement dans une phase de renforcements importants.

La gouvernance des systèmes d'information est assurée à deux niveaux dans l'organisation :

- des décisions et arbitrages stratégiques sont soumis, selon leur nature et le périmètre concerné, au Comex (Comité Exécutif), au CCF (Comité de coordination France) ou au CEP (Comité des engagements et participations).
- un comité des directeurs des systèmes d'information mensuel est animé par la DSI (ce comité est constitué en alternance dans une configuration France et dans une configuration Groupe). Ce comité décide des priorités et évolutions majeures de la filière, initie les synergies (achats, moyens techniques, standards, etc.) et suit les étapes du cycle de gestion du Groupe. Ses membres sont les directeurs des systèmes d'information de chaque métier ou fonction transverse d'EDF SA ou des principales filiales du Groupe EDF.

Les trois grandes priorités pour la période 2005-2007 concernant la filière systèmes d'information sont :

- d'assurer la continuité de service et la sécurité des systèmes d'information ;
- de réussir les projets stratégiques essentiels à l'ouverture des marchés ou à la sécurisation des systèmes d'information ; et
- de réduire les coûts d'informatique et de télécommunications.

Les dépenses du Groupe EDF en matière de systèmes d'information, d'informatique et télécommunications (hors systèmes industriels) se répartissaient, pour l'année 2004, entre des charges opérationnelles (de 1,3 milliard d'euros) et des dépenses d'investissement (de 0,2 milliard d'euros). Ces chiffres sont en croissance en raison des investissements nécessaires pour satisfaire aux besoins de l'ouverture des marchés et d'une modernisation des processus de gestion. 60 % des processus de gestion d'EDF sont ainsi à transformer sur la période 2002-2006 , dont environ la moitié ont été traités à ce jour.

La Direction Informatique et Télécommunications

Le système d'information du Groupe (hors systèmes industriels et RTE) est géré par environ 6 000 salariés, qui sont répartis à hauteur de 3 000 salariés au sein des activités métiers en France, de 1500 personnes à l'international de 1 500 salariés au sein d'un centre de services partagés avec Gaz de France, la DIT (« Direction Informatique et Télécommunications »).

La DIT est une entité mixte relevant d'EDF et de Gaz de France. Elle occupe une place particulière au sein du Groupe. Elle est chargée de développer, maintenir et exploiter les systèmes de gestion transverse et les systèmes de gestion de la Branche Commerce et de la Distribution en France, ainsi que les infrastructures partagées (centres de calcul, réseaux). Une convention de partenariat a été signée entre EDF et Gaz de France le 17 juillet 2004 au sujet de la DIT. Cette convention définit notamment les droits de propriété et d'usage entre les deux entreprises sur tous les logiciels qui ont été développés jusque là. La convention précise par ailleurs que toute nouvelle réalisation commune doit faire l'objet au préalable d'un contrat relatif aux modalités de répartition du financement et des droits de propriété entre EDF et Gaz de France. Une note de calcul et de répartition du coût de revient des prestations de la DIT, cosignée par EDF et Gaz de France et révisée annuellement, définit la clé de répartition des coûts partagés entre EDF et Gaz de France. Pour l'année 2004, la prise en charge des coûts de la DIT par EDF s'est effectuée à hauteur de 89 %.

7.8 Achats

En 2004, les dépenses d'achats d'exploitation (hors achats de combustibles et achats d'énergie) du Groupe EDF se sont élevées à 12 379 millions d'euros. EDF représente environ 64 % de ces dépenses d'achat.

Les achats pour le compte d'EDF, hors combustible sont centralisés à la Direction des achats qui a pour mission de définir et contrôler les stratégies d'achat, de contribuer à la maîtrise des dépenses, d'identifier et de piloter les panels de fournisseurs, de piloter et formater les contrats d'achats et les référentiels communs (référentiels fournisseurs, articles et contrats), et de professionnaliser la filière achats. La Direction des achats comprenait 1 087 salariés au 31 décembre 2004.

La Direction des achats gère spécifiquement l'ensemble des achats « production et ingénierie » (process nucléaire et thermique, logistique de production et de maintenance, génie civil des ouvrages de production, contrôle commande et instrumentation, contrôle non destructif, déchets et déconstruction) et les achats « distribution-clients » (câbles, compteurs ...) d'EDF pour la partie cœur de métier. Elle gère également les achats tertiaires et de prestations (achats généraux, locations, R&D, conseil, communication, maintenance immobilière ...) ainsi que les achats informatiques et télécommunications.

Les achats de travaux de réseaux mixtes à EDF et Gaz de France ne sont pas pris en charge par la Direction des achats mais par une unité opérationnelle achats rattachée à EDF Gaz de France Distribution et comprenant 200 personnes sur l'ensemble du territoire. Les achats de combustible nucléaire relèvent de la Branche Production — Ingénierie et les achats des autres combustibles (charbon, fioul, gaz) relèvent principalement de EDF Trading et de la Direction Gaz.

Au titre de la réglementation européenne, EDF doit procéder pour ses achats à une mise en concurrence européenne dans le respect des principes de non discrimination et de transparence. Les marchés concernés sont ceux dont le montant est supérieur ou égal à un seuil de 400 000 euros pour les marchés de fournitures ou de services, et de 5 millions d'euros pour les marchés de travaux.

7.9 Propriétés foncières

Au 31 décembre 2004, la valeur nette comptable des immobilisations corporelles du Groupe EDF est de 97 milliards d'euros environ. Le tableau ci-dessous présente les immobilisations corporelles nettes du Groupe EDF au 31 décembre 2004.

(en millions d'euros)

	AU 31 DÉCEMBRE 2004
	TOTAL MONTANTS NETS
ACTIF	
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE :	
Terrains	1 099
Constructions	6 779
Installations techniques, matériels et outillages industriels	44 379
Autres immobilisations corporelles	4 320
Sous-total	**56 577**
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE CONCEDE :	
Terrains	89
Constructions	962
Installations techniques, matériels et outillages industriels	35 431
Autres immobilisations corporelles	1 045
Sous-total	**37 527**
IMMOBILISATIONS CORPORELLES EN COURS :	
Travaux en cours	2 961
Location — financement	342
Sous-total	**3 303**
TOTAL	**97 407**

Pour une description de la nature des biens du domaine propre et du domaine concédé, voir le paragraphe 5.6.6.1 du Chapitre V.

La Direction de l'Immobilier (« DIRIM ») gère en France près de 3,2 millions de m2 de locaux tertiaires, dont environ 69 % sont en pleine propriété et environ 31 % sont loués à des tiers. A fin 2005, le Groupe prévoit que la DIRIM gérera environ 4 millions de m2 de locaux tertiaires après la reprise de la partie tertiaire des sites industriels de la BPI et de la R&D (sites liés à l'exploitation). Les effectifs de la DIRIM étaient de 843 salariés au 31 décembre 2004. EDF a décidé de procéder au transfert d'une grande partie de son patrimoine immobilier tertiaire à SOFILO, filiale qu'elle détient à 100 %. Le transfert vise à alléger les charges et contraintes des unités opérationnelles d'EDF en matière de gestion du patrimoine immobilier. Un mandat de gestion a été signé entre SOFILO et la DIRIM, aux termes duquel la DIRIM a une mission générale d'assistance technique et de conduite des opérations de travaux et de conservation des immeubles propriétés de SOFILO. EDF a pour objectif de réduire d'environ 50 000 m^2 ses surfaces tertiaires en propriété entre 2004 et 2007. En 2004, environ une centaine de sites ont ainsi été vendus par EDF générant environ 42 millions d'euros de produits de cession pour une plus-value de 25,6 millions d'euros. Comme précédemment indiqué, au 31 décembre 2004, 31 % des 3,2 millions de m2 étaient loués à des tiers. Les engagements hors bilan pris par la DIRIM concernant les loyers futurs à des tiers couvrant la période de 2004 à 2013 s'élèvent à 1 053 millions d'euros. Par ailleurs, l'immobilier constitue un vecteur de la politique de Ressources humaines du Groupe. En effet, la DIRIM intervient dans les domaines attachés au logement des agents, par le biais de la société GGF, filiale à 99,86 % d'EDF. La DIRIM gère ainsi environ 3 700 logements répartis sur toute la France. Ce parc est constitué de 2 400 logements en propriété et de 1 300 logements loués auprès de tiers propriétaires. Ces logements sont occupés par des salariés de l'entreprise et la DIRIM assure la gestion des baux. Un programme de cession du patrimoine de logements excédentaire est actuellement en cours. En 2004, le produit de cession de 648 logements a atteint 101,7 millions d'euros pour une plus-value de 54,7 millions d'euros. Pour l'année 2005, le Groupe prévoit de céder 1 100 logements.

Participation des Employeurs à l'Effort de Construction (« PEEC »)

EDF est assujettie à l'obligation de participer chaque année à l'« effort de construction » à hauteur de 0,45 % de sa masse salariale, ce qui représente pour l'année 2004 environ 18 millions d'euros. En contrepartie du versement de ces fonds, les salariés d'EDF bénéficient de services et de prestations destinés à faciliter leur mobilité résidentielle : aide à la location, aide à l'accession à la propriété, aide à la mobilité, conseil en financement.

Prêts bonifiés d'accession à la propriété

Dans le cadre de sa politique sociale, EDF accorde à ses salariés des prêts pour l'acquisition de leur résidence principale, en complément des prêts bancaires externes. L'aide à l'accession à la propriété est mise en œuvre au niveau local par des correspondants d'unités d'EDF et au niveau central par la Division Accession à la Propriété d'EDF (« DAP »). Cette activité est exercée par la DAP pour le compte d'EDF et de Gaz de France. La DAP est chargée de l'instruction des dossiers, de l'octroi et de la gestion des crédits, du recouvrement et du contentieux. En moyenne, plus de 4 000 offres de prêts sont émises par an (4 321 en 2004) pour un montant moyen annuel d'encours de prêts nouveaux de 250 millions d'euros environ (au profit aussi bien des agents EDF que des agents Gaz de France). Au 31 décembre 2004, ces créances représentaient environ 1,7 milliards d'euros pour un nombre d'environ 55 000 opérations en cours d'amortissement. La plupart de ces créances ont été cédées par EDF et Gaz De France dans le cadre d'opérations de titrisation. Au 31 décembre 2004, l'encours « résiduel » non titrisé des créances accession s'élevaient à 77 millions d'euros (dont 22 millions d'euros au bilan d'EDF). La gestion des prêts bonifiés sera confiée à un organisme bancaire en 2006.

7.10 Assurances

Pour limiter les conséquences de certains événements sur sa situation financière, le Groupe EDF s'est doté récemment de programmes d'assurances dédiés à la couverture progressive de ses principaux risques en matière de dommages aux biens et de responsabilité civile, étant précisé que les risques nucléaires font l'objet d'un régime de responsabilité civile dérogatoire décrit ci-dessous.

La politique d'assurances est conduite par la Division Assurances du Groupe qui a pour mission de proposer et d'optimiser continuellement la politique de gestion des risques transférables aux marchés de l'assurance et aux marchés alternatifs. Une fois la politique Groupe définie et validée par le Conseil d'administration d'EDF, la Division Assurances du Groupe en organise la mise en œuvre au travers d'EDF Assurances, filiale de courtage d'assurances dédiée au Groupe EDF, et auprès d'acteurs majeurs du marché de l'assurance et de la réassurance.

L'échange d'information entre la Direction Contrôle des Risques Groupe (voir paragraphe 8.3 ci-dessous) et la Division Assurances du Groupe a été systématisé de manière à ce que les deux directions puissent bénéficier d'une vision consolidée et aussi exhaustive que possible des risques du Groupe. A partir de cette vision partagée, le Groupe est en mesure de rechercher une couverture adaptée des risques assurables en cohérence avec les principes arrêtés par la politique assurance du Groupe.

EDF a décidé de mettre en place des programmes d'assurances de Groupe ayant vocation à être progressivement étendus à ses filiales françaises et étrangères dont elle a le contrôle afin, d'une part, d'homogénéiser les couvertures de risques et d'en rationaliser la gestion, et d'autre part, de maîtriser les coûts d'assurance correspondants. Depuis juillet 2003, la gestion des risques responsabilité civile (y compris la responsabilité civile pour « atteinte à l'environnement ») des principales filiales contrôlées a été transférée au niveau du Groupe (à l'exception principalement d'Electricité de Strasbourg). Pour le risque dommages, EDF a adhéré en janvier 2004 à la mutuelle Oil Insurance Limited (« OIL »), et mis en place des compléments d'assurances couvrant EDF ainsi que EDF Energy, et certaines filiales mexicaines et polonaises.

EDF Assurances réalise régulièrement des visites de sites en partenariat avec les services internes et les principaux assureurs. Ces visites permettent d'identifier les risques éventuels liés à l'activité du Groupe et de les évaluer afin d'apprécier la constante adéquation des couvertures d'assurance avec ces risques.

Le budget des assurances d'EDF et des programmes Groupe gérés par EDF Assurances a plus que doublé entre 2003 et 2004, en raison de l'accroissement des transferts de risques vers les marchés financiers et de l'assurance : mise en place d'une couverture réseau de distribution en décembre 2003, adhésion à la mutuelle OIL en janvier 2004 et renforcement des couvertures dommages complémentaires. Le montant total des primes des assurances d'EDF et des programmes Groupe, tous types de couvertures confondus, s'élève ainsi à 91 millions d'euros en 2004, dont 81 millions d'euros pris en charge par EDF, contre un total de 35 millions d'euros en 2003 (dont 33 millions d'euros pris en charge par EDF).

EDF considère que ces polices reflètent de manière générale la nature des risques encourus et sont en adéquation avec les capacités d'offre actuelle du marché de l'assurance pour des acteurs de taille et d'activité similaires dans le monde, notamment en ce qui concerne les plafonds et les franchises de garantie. La nature et les montants des couvertures d'assurances mises en place sont susceptibles d'être modifiés à tout moment en fonction des conditions de marché, du rythme de déploiement des programmes d'assurance et de l'appréciation du Conseil d'administration d'EDF sur les risques et sur l'adéquation de leurs couvertures.

Les contrats d'assurances, suivant les pratiques du marché, comprennent des exclusions ou des sous limites.

7.10.1 ASSURANCES RESPONSABILITÉ CIVILE (HORS RESPONSABILITÉ CIVILE NUCLÉAIRE)

Périmètre : EDF et les filiales contrôlées par EDF, à l'exception principalement d'Electricité de Strasbourg qui dispose de son propre programme.

EDF a conclu un programme d'assurance responsabilité civile générale la couvrant contre les conséquences pécuniaires de la responsabilité civile (hors nucléaire) pouvant lui incomber dans le cadre de ses activités à raison de dommages causés aux tiers. Sont en particulier inclus les risques de responsabilité civile liés à la rupture d'un barrage, aux centrales thermiques, aux postes 400 kV de la région parisienne, et aux autres ouvrages de réseaux, ainsi que ceux liés aux atteintes à l'environnement à la suite, par exemple, d'un rejet de substance solide, liquide ou gazeuse.

Ces garanties sont achetées dans la limite des capacités disponibles à des conditions économiques acceptables sur les marchés de l'assurance et de réassurance. Depuis le 1er juillet 2004, le plafond maximal de couverture est de 1 milliard d'euros. La franchise principale de ce contrat pour EDF est de 1,5 millions d'euros par incident, les filiales optant généralement pour des franchises réduites plus adaptées à leurs capacités financières.

7.10.2 ASSURANCE RESPONSABILITÉ CIVILE DES MANDATAIRES SOCIAUX

Périmètre : les dirigeants et mandataires sociaux de EDF et des filiales contrôlées par EDF.

EDF a conclu un programme d'assurance « responsabilité civile des mandataires sociaux » les couvrant contre les conséquences pécuniaires de leur responsabilité civile dans le cadre de leurs fonctions de dirigeants.

7.10.3 ASSURANCES DOMMAGES (HORS BIENS NUCLÉAIRES)

7.10.3.1 Programme dommages conventionnels

Périmètre : EDF, EDF Energy, ainsi que certaines filiales mexicaines et polonaises.

Pour faire face aux risques de dommages (hors installations nucléaires et réseaux aériens) sur les biens propres ou en concession du Groupe, notamment les centrales thermiques, les barrages, les postes de transformation du réseau de transport du réseau de distribution ou à leur interface, et les centres informatiques, EDF a adhéré en 2004 à OIL. OIL est une mutuelle d'assurance dédiée aux besoins des entreprises du secteur de l'énergie qui offre à ses membres une couverture limitée des dommages matériels, suivant des conditions standards, pour leurs actifs consolidés au sens des normes comptables américaines.

Wagram Insurance Company (société irlandaise d'assurance détenue à 100 % par EDF), des assureurs et réassureurs apportent des extensions de couverture (couverture additionnelle des dommages aux biens pour porter la limite maximale à 560 millions d'euros, et selon les filiales, abaissement du niveau de franchise. Pour ce programme « dommages conventionnels », la rétention du Groupe sur un sinistre (comprenant la franchise et la part de risque conservée par Wagram Insurance Limited) est inférieure à 20 millions d'euros.

Ce programme comprend, pour la plupart des filiales d'EDF, mais pas pour EDF, une couverture des « pertes d'exploitation » en cas de dommage matériel. L'étude de l'intérêt de l'extension de ce type de couverture aux centrales de production d'EDF va être lancé, en corollaire de l'étude de l'assurance dommages aux centrales nucléaires (voir paragraphe ci-dessous). Par ailleurs, les actions et mesures mises en œuvre pour prévenir les risques industriels et environnementaux et en limiter les effets sont décrites au paragraphe « 8.3.2. Gestion des risques industriels et environnementaux ».

Ce programme « Dommages » devrait être progressivement étendu aux autres filiales contrôlées d'EDF, celles-ci définissant jusqu'à présent elles-mêmes leur politique de couverture pour ce type de risque.

7.10.3.2 Couverture tempêtes

Périmètre : exclusivement le réseau de distribution d'EDF.

A la suite des tempêtes de 1999 qui ont eu un impact global sur les coûts d'EDF d'environ 1,5 milliard d'euros, EDF a souhaité se couvrir contre les conséquences des dommages matériels causés par les tempêtes sur le réseau de distribution, lequel représente la plus grosse partie de l'exposition au risque. A cet effet, EDF a conclu avec CDC IXIS Capital Market en décembre 2003 un contrat innovant de couverture financière déclenchée par un indice lié aux vitesses de vent relevées aux stations de Météo-France, pondérées par la densité et la vulnérabilité du réseau de distribution dans chaque région. Le contrat a pour objet de couvrir le réseau de distribution d'EDF contre les conséquences d'événements exceptionnels et prend en compte la réduction attendue de l'exposition sur la période en raison des investissements de prévention programmés par EDF. Ce contrat est un contrat d'échange de flux dont les flux variables (« indemnisations ») sont dus à EDF lorsqu'un indice reposant sur la vitesse de vent dépasse une valeur seuil, calibrée suivant un modèle stochastique pour être franchie une fois tous les 5 ans. Pour l'année 2004, les flux fixes (« primes ») relatifs à ce contrat se sont élevés à 40 millions d'euros. Les flux variables (« indemnisations ») maximums sont de 343 millions d'euros.

Les autres filiales d'EDF disposant de réseaux et RTE ne sont pas couverts contre le risque de tempête affectant les réseaux aériens.

7.10.4 ASSURANCE SPÉCIFIQUE AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITANT D'INSTALLATIONS NUCLÉAIRES

7.10.4.1 Responsabilité civile

Les polices d'assurances souscrites aujourd'hui par EDF sont conformes à la loi française du 31 octobre 1968, modifiée par la loi du 16 juin 1990, qui a traduit les obligations, en termes de responsabilité civile des exploitants nucléaires, résultant des Conventions de Paris et Bruxelles (voir paragraphe 7.11.5.2). Ainsi, en vue de garantir la disponibilité des fonds requis du fait de ces obligations, EDF a opté pour la conclusion de polices d'assurance auprès des AGF, d'AXA Corporate Solutions, de European Liability Insurance for the Nuclear Industry (ELINI). Les montants couverts par ces polices correspondent aux plafonds de responsabilité encourus en cas d'accident tels que fixés par la réglementation tant sur une installation nucléaire, qu'en cours de transport. Pour les accidents sur site, le montant total couvert est de 91,5 millions d'euros par accident nucléaire, cette limite pouvant jouer au maximum deux fois par site sur une période de trois ans. La prime annuelle totale payée par EDF pour cette assurance est de 6 millions d'euros (TTC). Une assurance spécifique couvre la responsabilité civile nucléaire consécutive aux accidents en cours de transport. La limite de couverture dépend de la réglementation du ou des pays traversés à l'occasion du transport ; pour les accidents en cours de transport en France, le montant total couvert est de 23 millions d'euros.

En cas de ratification des Protocoles portant modification des Conventions de Paris et de Bruxelles (voir paragraphe 7.11.5.2), EDF serait tenue d'ajuster ses couvertures d'assurance de façon à respecter le nouveau plafond de la garantie d'indemnisation tel qu'il serait explicité dans la nouvelle loi française applicable. A cette fin, EDF rechercherait — dans ce nouveau cadre législatif — une combinaison optimale entre le marché de l'assurance (pools nucléaires) et des options alternatives (réassurance, mutuelles, etc.).

EnBW exploite des centrales nucléaires en Allemagne. Dans ce pays, la responsabilité de l'exploitant d'une installation nucléaire est une responsabilité sans faute et illimitée. Dans le cadre de la loi atomique, les exploitants de centrales nucléaires doivent mettre en place une garantie financière d'un montant de 2,5 milliards d'euros par incident. EnBW a ainsi souscrit une assurance de responsabilité civile nucléaire à hauteur de 255,6 millions d'euros et conclu avec les autres sociétés mères des exploitants allemands d'installations nucléaires (E.ON, RWE et Vattenfall Europe) un contrat de solidarité pour couvrir les 2,244 milliards d'euros restants. Ce contrat stipule qu'en cas de sinistre, et une fois que l'exploitant nucléaire concerné et sa société mère allemande ont épuisé leurs propres capacités, les autres sociétés contribuent financièrement pour que l'exploitant puisse faire face à ses obligations.

Pour plus d'informations sur la réglementation en matière de responsabilité civile d'exploitant nucléaire, voir le paragraphe 7.11.5.2 ci-dessous.

7.10.4.2 Assurances dommages aux installations nucléaires

Les dommages matériels affectant les installations nucléaires d'EDF ne sont pas couverts par un programme d'assurance. Le risque principal lié à d'éventuels dommages est celui du coût de décontamination des installations et du terrain. Du fait de la nature des dommages susceptibles d'être causés aux installations, seuls des pools (Assuratome) ou des mutuelles spécialisées (NEIL, EMANI) sont capables de fournir les couvertures d'assurances adaptées. EDF mène actuellement une réflexion en vue de se couvrir contre ce type de risque, en liaison avec EnBW qui dispose déjà d'une couverture importante grâce à EMANI et aux pools allemand et nordique.

7.11 Environnement législatif et réglementaire

Le Groupe EDF est soumis à différentes réglementations dans le cadre de son activité. Le Groupe EDF est notamment soumis à la législation européenne applicable aux marchés de l'électricité et du gaz, qui a été transposée en droit français. EDF est également soumise à la réglementation relative aux concessions de distribution d'électricité, aux marchés publics et aux réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire et de sécurité.

7.11.1 LÉGISLATION RELATIVE AU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

7.11.1.1 Législation européenne

La réglementation du marché de l'électricité en France est issue de la réglementation européenne en la matière, qui a pour objectif d'établir des règles communes concernant la production, le transport, la distribution et la fourniture d'électricité, et de définir les modalités d'organisation et de fonctionnement du secteur de l'électricité, les règles d'accès au marché, les critères et les procédures applicables en ce qui concerne les appels d'offres et l'octroi des autorisations ainsi que l'exploitation des réseaux.

La directive 96/92/CE du Parlement Européen et du Conseil en date du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité a constitué le point de départ de l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence. Cette directive prévoyait notamment l'éligibilité de tous les clients dont la consommation excédait 100 Gigawattheures par an et une ouverture minimale du marché en fonction d'un seuil de consommation.

Directive n° 2003/54/CE du 26 juin 2003

La directive du 19 décembre 1996, transposée en droit français par la loi du 10 février 2000, a été abrogée par la directive 2003/54/CE du Parlement Européen et du Conseil en date du 26 juin 2003 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (la « directive du 26 juin 2003 »).

La directive du 26 juin 2003 établit des règles communes concernant la production, le transport, la distribution et la fourniture d'électricité. Elle définit les modalités d'organisation et de fonctionnement du secteur de l'électricité, l'accès au marché, les critères et les procédures applicables en ce qui concerne les appels d'offres et l'octroi des autorisations ainsi que l'exploitation des réseaux.

Les dispositions de cette directive devaient être transposées par les Etats membres au plus tard le 1er juillet 2004. Elle a été transposée en France par la loi n° 2004-803 du 9 août 2004.

Ouverture du marché

La directive du 26 juin 2003 prévoit un calendrier d'ouverture du marché de l'électricité. A compter du 1er juillet 2004, tous les clients non résidentiels, c'est-à-dire les personnes physiques ou morales achetant de l'électricité non destinée à leur usage domestique, cette définition englobant les producteurs et les clients grossistes, doivent être considérés comme des clients éligibles.

A partir du 1er juillet 2007, tous les clients devront être considérés comme éligibles.

La Commission Européenne a annoncé, par une communication en date du 13 juin 2005, l'ouverture d'une enquête sectorielle sur le fondement de l'article 17 du Règlement n°1/2003 CE afin d'identifier les éventuelles distorsions de concurrence de type comportemental ou sectoriel sur les marchés du gaz et de l'électricité. Cette enquête vient s'ajouter à la surveillance, actuellement mise en œuvre par la Commission, de l'application de la législation communautaire en matière d'énergie et à un rapport détaillé sur le marché de l'énergie, attendu pour fin 2005.

L'enquête sera essentiellement consacrée pour le secteur de l'électricité au bon fonctionnement des marchés de gros et à la manière dont s'établissent les prix, à l'étude de la façon dont les marchés nationaux s'intègrent, au fonctionnement des interconnecteurs transfrontaliers, et aux conditions de sourcing. L'enquête examinera également les éventuelles barrières à l'entrée sur les marchés, liées par exemple aux accords à long terme. Enfin, tant pour le gaz que pour l'électricité, l'enquête analysera les liens entre les exploitants de réseaux et leurs filiales commerciales. Un rapport intermédiaire sur les aspects de la question liés à l'enquête sur le marché intérieur sera disponible fin 2005, et les principaux résultats seront publiés en 2006. Des mesures coercitives pourraient être prises, soit par la Commission, soit par les autorités nationales de concurrence.

Accès aux réseaux

La directive du 26 juin 2003 édicte des dispositions concernant l'organisation de l'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution. Les Etats membres doivent veiller à la mise en place, pour les clients éligibles, d'un système d'accès des tiers à ces réseaux, fondé sur des tarifs publiés et appliqués objectivement et sans discrimination entre les utilisateurs du réseau de transport ou de distribution. Cette disposition a pour but de permettre aux clients éligibles de choisir librement leur fournisseur d'électricité.

Obligations de service public

La directive du 26 juin 2003 prévoit que les Etats membres peuvent imposer aux entreprises du secteur de l'électricité, dans l'intérêt économique général, des obligations de service public qui peuvent porter sur la sécurité, y compris la sécurité d'approvisionnement, la régularité, la qualité et le prix de la fourniture, ainsi que la protection de l'environnement, y compris l'efficacité énergétique et la protection du climat. Il est également prévu que les Etats membres doivent veiller à ce que les clients résidentiels et, s'ils le jugent approprié, les petites entreprises (moins de 50 personnes au chiffre d'affaires inférieur à 10 millions d'euros) puissent bénéficier du service universel, défini comme le droit d'être approvisionné, sur son territoire, en électricité d'une qualité définie, et ce, à des prix raisonnables, aisément et clairement comparables et transparents.

Gestionnaires de réseau de transport

La directive du 26 juin 2003 prévoit que des gestionnaires de réseau de transport doivent être désignés et elle définit leurs missions (notamment, garantir le dimensionnement suffisant du réseau et l'équilibre des flux d'électricité, ainsi que la non-discrimination entre utilisateurs ou catégories d'utilisateurs du réseau).

La directive prévoit une séparation juridique entre le gestionnaire de réseau de transport et les activités non liées au transport, pour respecter son obligation d'indépendance en matière d'organisation et de décision. Elle permet toutefois à la société mère de conserver des droits de supervision économique et de gestion concernant le rendement des actifs de sa filiale gestionnaire de réseau de transport, et notamment d'approuver le plan financier annuel (ou tout document équivalent) et de plafonner globalement le niveau d'endettement de sa filiale.

Gestionnaire de réseau de distribution

La directive du 26 juin 2003 prévoit que des gestionnaires du réseau de distribution doivent être désignés et définit leurs missions (notamment, assurer la sécurité et l'équilibre du réseau de distribution, s'abstenir de toute discrimination entre les utilisateurs ou les catégories d'utilisateurs du réseau). La directive prévoit une séparation juridique entre le gestionnaire du réseau de distribution et les autres activités non liées à la distribution au plus tard au 1er juillet 2007, pour respecter son obligation d'indépendance en matière d'organisation et de décision. Toutefois, une exemption à cette obligation de séparation juridique pourra être demandée par les Etats membres, sous réserve de démontrer que les mesures mises en oeuvre sont d'effet équivalent. La Commission européenne devra notamment se prononcer sur ce point dans le rapport qu'elle doit transmettre au Parlement Européen et au Conseil avant le 1er janvier 2006.

Chaque gestionnaire de réseau de distribution doit préserver la confidentialité des informations commerciales sensibles dont il a connaissance au cours de l'exécution de ses tâches.

Dissociation comptable et transparence de la comptabilité

La directive du 26 juin 2003 prévoit que les entreprises d'électricité doivent faire contrôler et publier leurs comptes annuels selon les règles nationales relatives aux comptes annuels des sociétés de capitaux, et qu'en vertu du principe de dissociation comptable, elles doivent établir des comptes séparés pour chacune de leurs activités de transport et de distribution. Jusqu'au 1er juillet 2007, elles doivent également tenir des comptes séparés pour les activités de fourniture aux clients éligibles et les activités de fourniture aux clients non éligibles. Les Etats membres ou toute autre autorité désignée ont un droit d'accès à la comptabilité des entreprises d'électricité.

Lignes directes

Les Etats membres doivent prendre les mesures nécessaires pour permettre (i) à tous les producteurs d'électricité et à toutes les entreprises de fourniture d'électricité d'approvisionner par une ligne directe leurs propres établissements, filiales et clients éligibles, et (ii) à tout client éligible d'être approvisionné en électricité par une ligne directe par un producteur et des entreprises de fourniture.

Autorités de régulation

La directive du 26 juin 2003 prévoit la désignation d'une ou plusieurs autorités de régulation indépendantes chargées d'assurer la non-discrimination, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché. Les autorités de régulation doivent en outre fixer ou approuver les méthodologies utilisées pour calculer ou établir les conditions de connexion et d'accès aux réseaux nationaux, incluant les tarifs de transport et de distribution, ainsi que les conditions de la prestation de services d'équilibrage. La directive autorise toutefois les Etats membres à prendre les décisions formelles de fixation des tarifs, sur proposition de l'autorité de régulation. Enfin, les autorités de régulation sont compétentes pour régler les litiges mettant en cause les utilisateurs et les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution.

Mesures de sauvegarde

La directive du 26 juin 2003 autorise les Etats membres à prendre de manière temporaire des mesures de sauvegarde nécessaires en cas de crise soudaine sur le marché de l'énergie et de menace pour la sécurité physique ou la sûreté des personnes, des appareils ou installations, ou l'intégrité du réseau.

Règlement (CE) n° 1228/2003 du 26 juin 2003

Un règlement (CE) n° 1228/2003 du parlement Européen et du Conseil en date du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité a été adopté afin de compléter la directive du 26 juin 2003. Les dispositions de ce règlement sont entrées en vigueur le 1er juillet 2004.

Ce règlement prévoit tout d'abord un mécanisme de compensation entre les gestionnaires de réseaux de transport pour les coûts générés par l'accueil de flux d'électricité transfrontaliers sur leurs réseaux, cette compensation étant payée par les gestionnaires de réseaux nationaux de transport d'où les flux transfrontaliers sont originaires, et de réseaux où ces flux aboutissent.

En outre, il édicte un principe de transparence des redevances d'accès aux réseaux, celles-ci tenant également compte de la nécessité de garantir la sécurité des réseaux et reflétant les coûts effectivement engagés.

Enfin, le règlement indique les principes généraux relatifs à la gestion de la congestion, qui doivent être traités par des solutions non discriminatoires, basées sur le marché et donnant des signaux économiques efficaces aux opérateurs du marché et aux gestionnaires de réseaux de transport concernés, de tels problèmes devant de préférence être résolus par des méthodes indépendantes des transactions, c'est-à-dire n'impliquant pas une sélection entre les contrats des différents opérateurs du marché.

7.11.1.2 Législation française

La directive 96/92/CE en date du 19 décembre 1996 a été transposée en droit français par la loi du 10 février 2000 et par la loi du 3 janvier 2003, et la directive du 26 juin 2003 par la Loi du 9 août 2004, qui a modifié la loi du 10 février 2000.

Missions de service public

En application des articles 1 et 2 de la loi du 10 février 2000, EDF est en charge de certaines missions relatives au service public de l'électricité.

Objectifs du service public de l'électricité

Le service public de l'électricité a pour objet de garantir l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national, dans le respect de l'intérêt général.

Dans le cadre de la politique énergétique, le service public de l'électricité contribue à l'indépendance et à la sécurité d'approvisionnement, à la qualité de l'air et à la lutte contre l'effet de serre, à la gestion optimale et au développement des ressources nationales, à la maîtrise de la demande d'énergie, à la compétitivité de l'activité économique et à la maîtrise des choix technologiques d'avenir, comme à l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Il concourt à la cohésion sociale, en assurant le droit à l'électricité pour tous, à la lutte contre les exclusions, au développement équilibré du territoire, dans le respect de l'environnement, à la recherche et au progrès technologique, ainsi qu'à la défense et à la sécurité publique.

Matérialisant le droit de tous à l'électricité, produit de première nécessité, le service public de l'électricité est géré dans le respect des principes d'égalité, de continuité et d'adaptabilité, et dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique.

Le service public de l'électricité assure le développement équilibré de l'approvisionnement en électricité, le développement et l'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et la fourniture d'électricité.

Mission de développement équilibré de l'approvisionnement

La mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité a pour objet de réaliser les objectifs définis par la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie et de garantir l'approvisionnement des zones du territoire non interconnectées au réseau métropolitain continental.

La programmation pluriannuelle des investissements fixe les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique, tout en veillant à laisser une place aux productions décentralisées, à la cogénération et aux technologies nouvelles. A ce jour, la programmation pluriannuelle des investissements est fixée par un arrêté du ministre chargé de l'énergie en date du 7 mars 2003.

En sa qualité de producteur d'électricité, EDF contribue, avec les autres producteurs, à la réalisation de ces objectifs.

Mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution

La mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité consiste à assurer la desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de transport et de distribution, dans le respect de l'environnement, et l'interconnexion avec les pays voisins et le raccordement et l'accès, dans des conditions non discriminatoires, aux réseaux publics de transport et de distribution.

Mission de fourniture d'électricité

La mission de fourniture d'électricité consiste à assurer sur l'ensemble du territoire la fourniture d'électricité aux clients qui ne sont pas éligibles (sur la notion de client éligible, voir infra), la fourniture d'électricité de secours aux producteurs ou aux clients éligibles raccordés aux réseaux publics visant à pallier les défaillances imprévues de fourniture, et la fourniture d'électricité de dernier recours aux consommateurs finals lorsque ces derniers ne trouvent aucun fournisseur. Dans le cadre de cette mission de fourniture d'électricité, EDF assure une mission d'aide à la fourniture d'électricité aux personnes en situation de précarité.

Cohésion sociale

La Loi du 9 août 2004 prévoit que dans le cadre de ses activités, en particulier de gestionnaire de réseaux, EDF contribue à la cohésion sociale, notamment au travers de la péréquation nationale des tarifs de vente de l'électricité aux consommateurs domestiques et de la péréquation des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution.

Contrats de service public

L'article 1er de la Loi du 9 août 2004 dispose que les objectifs et les modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées à EDF font l'objet d'un contrat conclu avec l'Etat (pour une description du contrat de service public conclu entre l'Etat et EDF, voir paragraphe 7.3.3 ci-dessus).

Installations de production

La loi du 10 février 2000 a ouvert le marché de la production d'électricité à la concurrence. Sous réserve d'une autorisation délivrée en application de l'article 7 de la loi et du décret n° 2000-877 du 7 septembre 2000, toute personne peut exploiter une installation de production d'électricité.

Clients éligibles

Afin de permettre une ouverture à la concurrence du marché de l'électricité, l'article 22-III de la loi du 10 février 2000 prévoit qu'un client éligible peut conclure un contrat d'achat d'électricité avec un producteur ou un fournisseur de son choix installé sur le territoire de la Communauté Européenne ou sur le territoire d'un Etat partie à un accord international avec la France.

La loi du 10 février 2000 distingue quatre catégories de clients éligibles :

- Les consommateurs finaux, autre que les ménages, dont la consommation annuelle d'électricité sur un site est supérieure à un seuil fixé par décret en Conseil d'Etat. Le décret n° 2000-456 du 29 mai 2000, modifié en dernier lieu par le décret n° 2004-597 du 23 juin 2004, prévoit désormais que tout consommateur final d'électricité est reconnu éligible sur un site de consommation, dès lors que tout ou partie de l'électricité consommée sur ce site est destinée à un usage non résidentiel.
- Les fournisseurs pour l'électricité qu'ils achètent pour la revendre à des clients éligibles, s'ils ont adressé une déclaration en ce sens au ministre de l'énergie.
- Les distributeurs non nationalisés (c'est-à-dire les sociétés de distribution à économie mixte dans lesquelles l'Etat ou les collectivités publiques possèdent la majorité du capital et les régies ou services analogues constitués par les collectivités locales et maintenus par la loi du 8 avril 1946) en vue de l'approvisionnement effectif des clients éligibles et non éligibles situés dans leur zone de desserte lorsque la consommation totale de ces clients est supérieure au seuil prévu pour le consommateur final, ainsi que pour les pertes d'électricité des réseaux qu'ils exploitent.
- Les propriétaires ou les gestionnaires de réseaux ferroviaires ou de réseaux de transports collectifs urbains électriquement interconnectés en aval des points de livraison par EDF ou par un distributeur non nationalisé.

Dans une communication en date du 23 décembre 2004, la CRE a précisé que les clients non résidentiels qui s'installent à compter du 1er juillet 2004 ne peuvent prétendre aux tarifs réglementés et sont directement soumis au principe de liberté de prix et qu'il en est de même des nouveaux sites créés à compter du 1er juillet 2004.

Accès des tiers aux réseaux

L'article 23 de la loi du 10 février 2000 prévoit que les gestionnaires de réseaux doivent garantir un accès aux réseaux publics de transport et de distribution pour :

- assurer les missions de service public relatives à la fourniture d'électricité ;
- assurer l'exécution des contrats de fourniture conclus avec les clients éligibles ;
- permettre l'approvisionnement par un producteur de ses établissements, de ses filiales et de sa société mère, dans les limites de sa propre production ;
- assurer l'exécution des contrats d'exportation d'électricité conclus par un producteur ou par un fournisseur exerçant l'activité d'achat pour revente d'électricité installés sur le territoire national.

Les conditions techniques de raccordement aux réseaux de transport et de distribution sont prévues par les articles 14 à 18 de cette loi.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution visés à l'article 4 de la loi du 10 février 2000, ont été fixés par le décret n° 2002-1014 du 19 juillet 2002, conformément aux principes définis par le décret n° 2001-365 du 26 avril 2001.

Pour plus de détails sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et distribution, se reporter au paragraphe 5.2.4 ci-dessus.

L'article 23 de la loi du 10 février 2000 prévoit que l'accès aux réseaux est assuré par la conclusion de contrats entre les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution concernés et les utilisateurs de ces réseaux. En outre, toute entreprise vendant de l'électricité à des clients éligibles peut conclure, si elle le souhaite, avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution un contrat relatif à l'accès aux réseaux pour l'exécution des contrats de fourniture conclus par cette entreprise avec des consommateurs finals éligibles.

Le même article prévoit enfin que tout refus de conclure un contrat d'accès aux réseaux publics est motivé et notifié au demandeur et à la CRE. Les critères de refus sont objectifs, non discriminatoires et publiés et ne peuvent être fondés que sur des impératifs liés au bon accomplissement des missions de service public et sur des motifs techniques tenant à la sécurité et la sûreté des réseaux, ainsi qu'à la qualité de leur fonctionnement.

Les gestionnaires des réseaux

La Loi du 9 août 2004 prévoit que (i) la gestion d'un réseau de transport d'électricité doit être assurée par des personnes distinctes de celles qui exercent des activités de production ou de fourniture d'électricité ; et (ii) lorsqu'une entreprise d'électricité exploite, sur le territoire métropolitain, un réseau de distribution desservant plus de 100 000 clients et exerce une ou plusieurs autres activités dans le même secteur, elle constitue en son sein un service chargé de la gestion du réseau de distribution, indépendant, sur le plan de l'organisation et de la prise de décision, des autres activités.

La Loi du 9 août 2004 ne crée pas d'obligation d'indépendance du gestionnaire de réseau de distribution dans les Départements d'Outre-Mer et à St Pierre et Miquelon. Le gouvernement français a demandé à la Commission européenne conformément à la directive du 26 juin 2003 une dérogation visant à faire bénéficier la Corse du statut de Petit Réseau Isolé, au même titre que les DOM.

Le gestionnaire du réseau de transport

La loi du 10 février 2000 avait confié à un service indépendant au sein d'EDF la charge de gérer le réseau public de transport de l'électricité. Ce service, dénommé RTE (voir paragraphe 5.2.1 ci-dessus), devait exercer cette mission dans le cadre d'un cahier des charges type de concession approuvé par décret en Conseil d'Etat après avis de la CRE. Ce cahier des charges est en cours de préparation et jusqu'à sa date d'entrée en vigueur, les stipulations du cahier des charges du réseau d'alimentation générale, adopté par décret du 23 décembre 1994, s'appliquent à la gestion du réseau public de transport.

La Loi du 9 août 2004 prévoit que le gestionnaire du réseau public de transport doit être juridiquement indépendant des personnes exerçant des activités de production ou de fourniture d'électricité. En conséquence, elle prévoit qu'EDF transfère à RTE, par apport partiel d'actifs, les ouvrages du réseau public de transport d'électricité et les biens de toute nature dont elle est propriétaire liés à l'activité de transport d'électricité. Cet apport emporte transfert à RTE des droits, autorisations, obligations dont EDF est titulaire et des contrats conclus par celle-ci, quelle que soit leur nature, dès lors qu'ils sont liés à l'activité de gestionnaire du réseau public de transport d'électricité. Le transfert n'emporte aucune modification des contrats en cours d'exécution et ne serait de nature à justifier ni la résiliation, ni la modification de l'une quelconque de leurs clauses ni, le cas échéant, le remboursement anticipé des dettes qui en résultent.

La Loi du 9 août 2004 dispose que le gestionnaire du réseau public de transport est une société régie, sauf dispositions législatives contraires, par les lois applicables aux sociétés anonymes. Elle est également soumise à la loi n° 83-675 en date du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public. Pour l'application de l'article 6 de cette loi, le conseil d'administration comporte un tiers de représentants des salariés et l'Etat nomme, par décret, des représentants dans la limite d'un tiers de ses membres. Les statuts du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité doivent prévoir que les résolutions du conseil d'administration ou de surveillance relatives au budget, à la politique de financement et à la création de toute société, groupement d'intérêt économique ou autre entité juridique concourant à la réalisation de l'objet social ou à son extension au-delà du transport de gaz ou d'électricité, ne peuvent être adoptées sans le vote favorable de la majorité des membres nommés par l'assemblée générale. Il en va de même, au-dessus d'un seuil fixé par les statuts, pour les résolutions relatives aux achats et ventes d'actifs ainsi qu'à la constitution de sûretés ou de garanties de toute nature.

Cette loi prévoit en outre que le gestionnaire du réseau de transport exploite, entretient et développe ce réseau de manière indépendante vis-à-vis des intérêts dans les activités de production ou de fourniture d'électricité des entreprises qui en détiennent le contrôle ou qui appartiennent au même groupe.

Conformément aux dispositions de la loi du 10 février 2000, le gestionnaire du réseau public de transport exploite et entretient le réseau public. Il est responsable de son développement afin de permettre le raccordement des producteurs, des réseaux publics de distribution et des consommateurs ainsi que l'interconnexion avec les autres réseaux. Il élabore chaque année à cet effet un programme d'investissements qui est soumis à l'approbation de la CRE.

Le gestionnaire du réseau de transport public assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau, ainsi que la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau, en tenant compte des contraintes techniques pesant sur celui-ci. Il veille à la disponibilité et à la mise en œuvre des services et des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau et veille également à la compensation des pertes liées à l'acheminement de l'électricité.

Pour plus de détail sur le gestionnaire du réseau public de transport, voir paragraphe 5.2.1 ci-dessus.

Les gestionnaires des réseaux de distribution

L'article 18 de la loi du 10 février 2000 prévoit qu'EDF et les distributeurs non nationalisés (les « DNN ») sont les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité. La Loi du 9 août 2004 prévoit que le service chargé de la gestion du réseau de distribution doit être indépendant sur le plan de l'organisation et de la prise de décision des autres activités d'EDF ou des DNN.

La Loi du 9 août 2004 a précisé que la création d'un gestionnaire de réseau public de distribution « GRD » n'entraîne aucune modification des contrats de concession qui auraient été conclus avec les communes ou les syndicats de communes par l'entreprise d'électricité.

Les missions des GRD sont les suivantes :

- dans leur zone de desserte exclusive, ils sont responsables de l'exploitation et de l'entretien du réseau public de distribution d'électricité, ainsi que de son développement afin de permettre le raccordement des installations des consommateurs et des producteurs, ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux ;
- ils veillent, à tout instant, à l'équilibre des flux d'électricité, à l'efficacité, à la sécurité et à la sûreté du réseau qu'ils exploitent, compte tenu des contraintes techniques pesant sur ce dernier ;
- ils assurent, de manière non discriminatoire, l'appel des installations de production reliées au réseau public de distribution en liaison avec le gestionnaire du réseau public de transport ;
- ils procèdent aux comptages nécessaires à l'exercice de ses missions ;
- ils préservent la confidentialité des informations de nature à porter atteinte à une concurrence libre et loyale et au principe de non discrimination.

Pour plus de détails sur le gestionnaire du réseau de distribution voir paragraphe 5.2.2 ci-dessus.

Dissociation comptable

A la date du présent document de base, les activités de production, transport, distribution ainsi que les autres activités de l'entreprise doivent faire l'objet de comptes dissociés.

A la suite de la filialisation de RTE, seule l'activité de distribution restera soumise à cette obligation.

Obligations d'achat d'électricité

EDF est soumise à des obligations d'achat d'électricité en application de la loi du 10 février 2000.

L'article 10 de la loi du 10 février 2000 prévoit qu'EDF est tenue de conclure à la demande des producteurs des contrats pour l'achat d'électricité produite par les installations qui valorisent des déchets ménagers, qui visent l'alimentation d'un réseau de chaleur, et par des installations dont la puissance installée n'excède pas 12 mégawatts, qui utilisent des énergies renouvelables ou qui mettent en œuvre des techniques performantes en terme d'efficacité énergétique, telles que la cogénération. Toutefois, les installations bénéficiant de l'obligation d'achat ne peuvent bénéficier qu'une seule fois d'un contrat d'obligation d'achat.

Le décret n° 200-410 du 10 mai 2001 a prévu que le producteur bénéficiant d'une obligation d'achat devait céder la totalité de sa production à EDF et que les modèles de contrats d'achat liant EDF et les producteurs devaient être approuvés par le ministre chargé de l'énergie. Les conditions d'achat, et notamment les tarifs d'achat de l'électricité, sont déterminés par arrêté du ministre chargé de l'énergie après avis du Conseil supérieur de l'électricité et du gaz et de la CRE.

L'article 8 de la loi du 10 février 2000 prévoit que le ministre chargé de l'énergie peut, dans certaines conditions, permettre l'implantation d'une installation de production d'électricité par une procédure d'appel d'offres. EDF « Producteur » peut être candidat. EDF « Acheteur » est tenu de conclure ensuite un contrat avec les candidats retenus et un protocole dans l'hypothèse où EDF « Producteur » est lui-même retenu.

Les surcoûts éventuels liés à ces obligations d'achat sont compensés selon le mécanisme prévu par l'article 5 de la loi du 10 février 2000 et décrit ci-dessous.

Mécanisme de compensation des surcoûts de service public

La CSPE

La contribution aux charges de service public de l'électricité (la « CSPE ») a pour objet de compenser les charges imputables aux missions de service public assignées à EDF et aux DNN.

Les charges de service public compensées dans le cadre de la CSPE sont les suivantes :

En ce qui concerne la production d'électricité :

- les surcoûts résultant des contrats d'achat d'électricité consécutifs à des appels d'offres et de ceux mettant en œuvre l'obligation d'achat, y compris lorsque sont concernées des installations exploitées par EDF ou un DNN ;
- les surcoûts de production dans les zones non interconnectées, qui ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs de vente aux clients non éligibles.

En ce qui concerne la fourniture d'électricité, les fournisseurs d'électricité sont compensés pour :

- les pertes de recettes et les surcoûts supportés lors de la mise en œuvre de la tarification spéciale « produit de première nécessité » instituée à l'article 4 de la loi du 10 février 2000 ;
- les coûts supportés en raison de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité.

La CSPE est perçue en totalité directement auprès du consommateur final :

- soit sous la forme d'un prélèvement additionnel aux tarifs de vente d'électricité (pour les clients non-éligibles et les clients éligibles n'ayant pas exercé leur droit à éligibilité) ou aux tarifs d'utilisation des réseaux (pour les clients éligibles ayant exercé leur droit à l'éligibilité) ;
- soit directement auprès des producteurs d'électricité qui produisent pour leur propre usage, ou des autres consommateurs finals n'utilisant pas les réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité.

Le montant de la contribution due par site de consommation par les clients éligibles ne peut excéder 500 000 euros.

Compensation des surcoûts de distribution

Le fonds de péréquation de l'électricité a pour objet d'opérer une répartition des charges découlant des missions de service public assignées en matière de gestion des réseaux de distribution d'électricité entre les opérateurs concernés (EDF et DNN).

La régulation du secteur électrique

La Commission de régulation de l'énergie

La Commission de régulation de l'énergie (la « CRE ») est une autorité administrative indépendante créée par l'article 28 de la loi du 10 février 2000. Elle bénéficie d'un budget propre.

La CRE propose les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution, le montant des charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité et le montant des contributions nettes qui s'y rapportent, ainsi que le montant des charges définies à l'article 48 de la loi du 10 février 2000 et le montant des contributions nettes qui s'y rapportent.

La CRE propose également au ministre chargé de l'Energie des mesures conservatoires nécessaires pour assurer la sécurité et la sûreté des réseaux publics et garantir la qualité de leur fonctionnement.

La CRE émet notamment un avis sur :

- les tarifs de vente de l'électricité aux clients non éligibles, les plafonds de prix applicables à la fourniture d'électricité aux clients éligibles dans les zones non interconnectées, les tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés et les tarifs de secours ;
- le ou les candidats retenus en cas d'appels d'offres, au titre de la programmation pluriannuelle des investissements ;
- l'arrêté ministériel fixant les conditions d'achat de l'électricité produite dans le cadre des obligations d'achat ;
- le cahier des charges de concession du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité ;
- la révocation de la personne assurant la direction générale d'un gestionnaire de réseau public de transport ou de distribution ;
- le schéma de développement du réseau public de transport ;
- le refus d'autorisation de construction d'une ligne directe.

La CRE est consultée sur les projets de règlement relatifs à l'accès aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et dispose d'un pouvoir de précision des réglements existants dans les domaines énumérés par l'article 37 de la loi du 10 février 2000 (missions des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution, en matière d'exploitation et de développement des réseaux, les conditions de raccordement aux réseaux publics, les conditions d'accès aux réseaux et leur utilisation, la mise en œuvre et l'ajustement des programmes d'appel, d'approvisionnement et de consommation, et la compensation financière des écarts et la conclusion des contrats d'achat).

En outre, la CRE approuve :

- les règles d'imputation, les périmètres et les principes déterminant les principales relations financières entre les différentes activités faisant l'objet d'une séparation comptable, sur proposition des entreprises et établissements visés aux mêmes articles ; elle veille à ce que ces règles, ces périmètres et ces principes ne permettent aucune discrimination, subvention croisée ou distorsion de concurrence ;
- le programme d'investissement du gestionnaire du réseau public de transport ;
- les règles de présentation des programmes et des propositions d'ajustement ainsi que les critères de choix entre les propositions d'ajustement qui sont soumises au gestionnaire du réseau public de transport.

La CRE a accès à la comptabilité des entreprises exerçant une activité dans le secteur de l'électricité et aux informations économiques, financières et sociales, ainsi qu'aux informations nécessaires à l'exercice de ses missions, et désigne, en tant que de besoin, en vue de vérifier la comptabilité des opérations et dans le cadre d'enquêtes, des personnes appartenant à des organismes spécialisés.

Elle dispose également d'un pouvoir d'enquête et d'investigation et d'un pouvoir de sanction administrative.

Enfin, la CRE dispose de compétences en matière de règlement de différends qui pourraient intervenir entre les gestionnaires et les utilisateurs des réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité. Ses décisions en ce domaine sont susceptibles de recours et la CRE peut également prendre des mesures conservatoires en vue notamment d'assurer la continuité du fonctionnement des réseaux.

7.11.2 LÉGISLATION RELATIVE AU MARCHÉ DU GAZ

7.11.2.1 Législation européenne

Le Parlement européen et le Conseil ont adopté le 22 juin 1998 la directive 98/30/CE avec pour objectif d'établir un marché intérieur du gaz au sein des Etats membres, en prévoyant notamment une libéralisation de l'ensemble du marché du gaz communautaire à hauteur de 33 % en 2007. Cette directive a été transposée en droit français par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003, et a par la suite été abrogée par la directive 2003/55/CE du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel.

Directive n° 2003/55/CE du 26 juin 2003

Avec pour objectif (i) d'améliorer le fonctionnement du marché du gaz par la prise de mesures concrètes, et (ii) d'accélérer l'ouverture des marchés nationaux du gaz, le Parlement européen et le Conseil ont adopté la directive 2003/55/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 98/30/CE. Elle constitue le fondement textuel de la création d'un marché intérieur du gaz naturel pleinement opérationnel et dans lequel une concurrence loyale existe.

Cette directive, comme la précédente, établit des règles communes concernant le transport, la distribution, la fourniture et le stockage du gaz naturel, y compris du GNL, du biogaz, du gaz issu de la biomasse ou encore d'autres types de gaz.

De manière générale, cette directive définit les modalités d'organisation et de fonctionnement du secteur du gaz naturel, d'accès non-discriminatoire au marché, ainsi que les critères et procédures applicables en ce qui concerne l'octroi d'autorisations de transport, de distribution, de fourniture et de stockage de gaz naturel et l'exploitation des réseaux.

La directive 2003/55/CE a procédé à une accélération de l'ouverture des marchés nationaux du gaz en étendant cette ouverture à l'ensemble des clients autres que les clients particuliers (ceux achetant du gaz non destiné à leur usage domestique) à compter du 1er juillet 2004, et en prévoyant que cette ouverture s'appliquera à l'ensemble des clients à compter du 1er juillet 2007.

La directive 2003/55/CE a été transposée en France pour l'essentiel par la Loi du 9 août 2004, certaines dispositions de la directive ayant été intégrées en droit français avant cette transposition.

7.11.2.2 Législation française

La directive n° 98/30/CE a été transposée en droit français par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie, modifiée et complétée par la loi n° 2004-803 du 9 août 2004.

La loi du 3 janvier 2003 prévoit et organise l'ouverture à la concurrence du marché français du gaz naturel et s'applique à tous les types de gaz qui peuvent être injectés et transportés de manière sûre dans les réseaux de gaz naturel.

Accès aux réseaux de gaz naturel

La loi du 3 janvier 2003 prévoit que les clients éligibles, les fournisseurs et leurs mandataires ont un droit d'accès aux ouvrages de transport et de distribution du gaz naturel ainsi qu'aux installations de GNL dans des conditions et termes définis par contrat avec les opérateurs qui les exploitent.

Les opérateurs qui exploitent les réseaux de gaz naturel doivent s'abstenir de toute discrimination entre les utilisateurs ou les catégories d'utilisateurs.

La loi du 3 janvier 2003 précise par ailleurs que l'exercice de ce droit d'accès ne doit pas faire obstacle à l'utilisation des réseaux par l'opérateur qui les exploite afin d'accomplir les obligations de service public auxquels les opérateurs sont soumis.

Le refus de conclure un contrat d'accès à un ouvrage de transport ou de distribution de gaz naturel ou à une installation de GNL doit être motivé et notifié au demandeur et à la CRE. Un tel refus peut être fondé sur un manque de capacité, sur la sécurité des réseaux ou des installations de GNL ou encore sur un ordre de priorité pour l'accès aux ouvrages et installations établi par le ministre chargé de l'énergie.

Clients éligibles

La loi du 3 janvier 2003 prévoit que les clients éligibles ont la possibilité de se fournir en gaz naturel auprès du fournisseur de leur choix.

La loi n° 2003-8 du 3 janvier et le décret n° 2003-302 du 1er avril 2003 modifié par le décret n° 2004-420 du 18 mai 2004 définissent comme éligibles tous les clients non particuliers, c'est-à-dire tous les clients achetant du gaz naturel non destiné à leur usage domestique, quel que soit leur seuil de consommation de gaz.

Un consommateur éligible dont la consommation annuelle est inférieure à 100 000 kilowattheures doit, pour exercer son droit à l'éligibilité, adresser à son fournisseur une déclaration écrite attestant qu'ils satisfait aux conditions d'éligibilité définies par décret.

Lorsqu'un client veut exercer son éligibilité, il peut résilier de plein droit le contrat de transport et de fourniture conclu à un tarif réglementé moyennant un préavis de 30 jours.

Fournisseurs

Les fournisseurs alimentent les clients éligibles comme les clients non éligibles. La loi qualifie de fournisseurs les personnes qui (i) sont installées sur le territoire d'un Etat membre de la Communauté européenne ou sur le territoire d'un autre Etat en vertu d'accords internationaux, et (ii) disposent d'une autorisation délivrée par le ministre chargé de l'énergie.

La loi prévoit que les fournisseurs exercent leur activité dans les conditions fixées par leur autorisation de fourniture et, le cas échéant, par les cahiers des charges des collectivités territoriales pour les clients non éligibles dont ils sont également les distributeurs.

EDF est autorisée à exercer l'activité de fourniture de gaz naturel pour approvisionner les clients non domestiques n'assurant pas de mission d'intérêt général au titre d'un arrêté du ministre délégué à l'industrie du 14 septembre 2004, publié au Journal Officiel le 24 novembre 2004.

Transport et distribution de gaz naturel

La loi du 3 janvier 2003 prévoit que le transporteur et le distributeur doivent assurer la sécurité et l'efficacité de leur réseau et l'équilibre des flux de gaz naturel compte tenu des contraintes techniques.

Le transporteur de gaz naturel, le distributeur de gaz naturel et l'exploitant d'installations de GNL doivent pouvoir négocier librement avec les fournisseurs de leur choix les contrats de fourniture de GNL nécessaires au bon fonctionnement de leur installation, sur la base de procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes.

Enfin, la loi du 3 janvier 2003 requiert, pour les constructions et exploitations des canalisations de transport de gaz naturel, une autorisation délivrée après enquête publique par l'autorité administrative compétente. Les conditions d'octroi de l'autorisation sont fixées par un décret en Conseil d'Etat et dépendent notamment des capacités techniques et économiques du demandeur, de la compatibilité de son projet avec les missions de service public, du respect de l'environnement ou de la sécurité.

Détermination des tarifs

Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution, des installations de GNL et les tarifs de vente du GNL aux clients non éligibles sont établis conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur proposition ou avis de la CRE.

La loi prévoit que les tarifs et conditions commerciales d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et des installations de GNL doivent être établis en fonction de critères publics, objectifs et non discriminatoires en tenant compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service.

Stockages souterrains et accès des tiers aux stockages de gaz naturel

La loi du 3 janvier 2003 oblige tout fournisseur à détenir en France, le 31 octobre de chaque année, directement ou indirectement par l'intermédiaire d'un mandataire, des stocks de gaz naturel suffisants pour remplir, pendant la période comprise entre les 1er novembre et le 31 mars, ses obligations contractuelles d'alimentation directe ou indirecte de clients au titre de ses obligations de service public.

La loi du 3 janvier 2003 prévoit que l'accès des fournisseurs, de leurs mandataires et, par l'intermédiaire de leurs fournisseurs, des clients éligibles aux stockages souterrains de gaz naturel est garanti dans la mesure où la fourniture d'un accès efficace au réseau à des fins d'approvisionnement l'exige pour des raisons techniques ou économiques. Elle prévoit en outre que les modalités de l'accès aux capacités de stockage, et en particulier son prix, sont négociés dans des conditions transparentes et non discriminatoires.

Contrôle et sanctions

La loi du 3 janvier 2003 confère au ministre chargé de l'énergie et au ministre chargé de l'économie un pouvoir d'enquête en matière de régulation du marché du gaz. Le ministre chargé de l'énergie peut également infliger une sanction pécuniaire ou prononcer le retrait ou la suspension pour une durée inférieure à un an de l'autorisation de fourniture du gaz naturel.

En outre, cette loi a étendu les compétences de la CRE au secteur du gaz.

7.11.3 LES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ

Le régime de la concession

Conformément à l'article 6 de la loi du 15 juin 1906 la concession d'une distribution publique d'énergie est donnée soit par la commune ou par le syndicat formé entre plusieurs communes, si la demande de concession ne vise que le territoire de la commune ou du syndicat, ou par le département dans l'étendue de celui-ci, soit par l'Etat. En pratique, l'Etat et les départements n'interviennent qu'en cas de carence des communes ou des groupements de commune à exercer leur pouvoir concédant.

Le système des concessions a été maintenu par la loi du 8 avril 1946, qui a transféré à EDF les concessions existantes et maintenu dans leurs droits les DNN, puis confirmé par la loi du 10 février 2000. En vertu de l'ensemble de cette législation, les autorités concédantes organisent le service public de la distribution électrique dans le cadre de contrats de concession et de cahiers des charges fixant les droits et obligations respectifs du concédant et du concessionnaire.

Aujourd'hui, les autorités concédantes sont le plus fréquemment constituées par des syndicats intercommunaux, voire départementaux, dont le régime est défini par les articles L. 5212-1 à L. 5212-34 du Code général des collectivités territoriales (« CGCT »). Les concessions ne peuvent être accordées par une commune ou par un syndicat intercommunal qu'à EDF ou aux distributeurs non nationalisés ; dans certains cas limités, le service public de la distribution électrique est directement exploité par la commune ou le syndicat (fonctionnement en régie).

Les droits des autorités concédantes

Les autorités concédantes détiennent les droits suivants :

- La faculté d'exercer elles-mêmes la maîtrise d'ouvrages des travaux de développement des réseaux de distribution ;
- La propriété des installations objet de la concession (biens de retour) ;
- Le droit de percevoir des redevances (voir paragraphe 5.2.2.2 ci-dessus).
- La production d'électricité, limitée à des installations de proximité permettant de faire des économies d'extension ou de renforcement du réseau et dont la puissance ne peut dépasser 1 mégawatt conformément au décret n° 2004-46 du 6 janvier 2004 ;
- Les actions de maîtrise de l'énergie des consommateurs desservis en basse tension en vue de faire des économies d'extension ou de renforcement du réseau public de distribution ;
- Le contrôle de l'activité du concessionnaire, exercé par un agent de contrôle désigné par les autorités concédantes et distinct du gestionnaire du réseau public de distribution.

Pour plus de détails sur le contenu du contrat de concession et du cahier des charges, voir le paragraphe 5.2.2 ci-dessus.

7.11.4 RÉGLEMENTATION RELATIVE AUX MARCHÉS

EDF est soumise, pour la conclusion de certains contrats, à des procédures de passation des marchés issues de la réglementation européenne, française et des règles établies par la commission des marchés propre à EDF.

La directive 93/38 du 14 juin 1993 relative à la coordination des procédures de passation des marchés dans les secteurs de l'eau, de l'énergie, des transports et des télécommunications, transposée en droit français par la loi n° 92-1282 du 11 décembre 1992 impose des procédures de passation de marchés avec mise en concurrence lors de dépassement de certains seuils.

Ces seuils, fixées par l'arrêté du 22 avril 1998, sont de 400 000 euros pour les marchés publics de fourniture et des services, et de 5 millions d'euros pour les marchés publics de travaux (valeurs hors TVA).

Cette procédure communautaire de passation de marchés publics impose notamment la publication d'un avis de marché, une mise en concurrence entre les candidats et l'attribution du marché en fonction de critères objectifs et non discriminatoires préalablement définis.

La directive 2004/17 du 31 mars 2004 portant coordination des procédures de passation des marchés dans les secteurs de l'eau, de l'énergie, des transports et des services postaux, devant être transposée au plus tard le 31 janvier 2006, viendra modifier ce régime. Ainsi, les seuils au-dessus desquels les procédures prévues par la directive s'appliqueront seront de 473 000 euros pour les marchés de fourniture et de services et de 5 923 000 euros pour les marchés de travaux (valeurs hors TVA, prévues par le règlement n° 1874/2004 modifiant la directive 2004/17). EDF appliquera les seuils tels que transposés en droit national (qui pourraient être éventuellement plus bas que les seuils communautaires).

La loi du 11 décembre 1992 écarte certains marchés de son champ d'application et notamment les marchés pour l'acquisition d'énergie ou de combustibles destinés à la production d'énergie.

Réglementation française

Le décret n° 93-990 du 3 août 1993 pris en application de la loi du 11 décembre 1992 définit trois procédures applicables dans le cadre de la passation de marchés publics :

- la procédure dite « ouverte », lorsque tout fournisseur, entrepreneur ou prestataire de services intéressé peut présenter une offre ;
- la procédure dite « restreinte », lorsque seuls peuvent remettre des offres les fournisseurs, les entrepreneurs ou les prestataires de services invités à le faire par la personne qui se propose de conclure le contrat ;
- la procédure dite « négociée », lorsque cette personne consulte les fournisseurs, les entrepreneurs ou les prestataires de services de son choix et négocie les conditions du contrat avec l'un ou plusieurs d'entre eux.

La grande majorité des marchés passés par EDF utilise la procédure dite « négociée ».

Commission des marchés propre à EDF

La passation des marchés d'EDF est soumise à des règles spécifiques avec notamment l'institution par un décret n° 48-1442 du 18 septembre 1948 d'une Commission des marchés dont un arrêté du 14 août 1996 fixe les règles de compétence. Un décret du 18 juillet 2002 est venu modifier le décret du 18 septembre 1948, afin de reformer la Composition de la Commission. La Commission des marchés est placée sous le contrôle du ministre de l'Economie, des Finances et de l'Industrie.

La Commission des marchés a pour mission d'émettre des avis sur les conditions générales dans lesquelles les marchés de travaux, de fournitures et de services d'EDF sont passés et de veiller, en particulier, au respect des principes de liberté d'accès aux marchés concernés et d'égalité de traitement des candidats, de régularité et de transparence des procédures, ainsi qu'à la recherche de l'optimum entre la qualité et le prix des prestations et à la sécurité des approvisionnements.

La Commission se tient en principe une fois par mois et effectue les contrôles suivants :

- contrôle systématique *a priori* (marchés de « 1ère catégorie ») pour les montants supérieurs ou égaux à 10 millions d'euros ;
- contrôle sélectif *a priori* (marchés « éligibles ») pour les montants compris entre 5 millions d'euros et 10 millions d'euros ;
- contrôle sélectif *a posteriori* (marchés « évocables ») pour les montants compris entre 500 000 euros et 5 millions d'euros.

Elle contrôle également les avenants aux marchés.

7.11.5 RÉGLEMENTATIONS APPLICABLES EN MATIÈRE D'ENVIRONNEMENT, DE NUCLÉAIRE, DE SANTÉ, D'HYGIÈNE ET DE SÉCURITÉ

Les activités d'EDF sont soumises, en France et dans les autres pays où le Groupe EDF exerce ses activités, à des réglementations en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité. Le respect de ces réglementations de plus en plus contraignantes et en constante évolution, expose le Groupe à des coûts financiers importants pour assurer la conformité de ses activités et éviter la mise en cause de sa responsabilité.

7.11.5.1 La réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement

Autorisations et permis

Les activités du Groupe EDF sont soumises, dans la plupart des pays où il exerce ses activités, à l'obtention de permis, d'autorisations ou à la réalisation préalable de formalités. Ces obligations proviennent notamment des réglementations en matière d'environnement, d'urbanisme, de santé, d'hygiène et de sécurité.

Certaines installations exploitées en France par EDF, notamment les centrales thermiques classiques, sont soumises à la législation relative aux Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (« ICPE »). Aux termes du Code de l'environnement, les installations qui peuvent présenter des dangers ou des inconvénients notamment pour la santé, la sécurité et la salubrité publiques sont soumises, selon la gravité des dangers ou inconvénients présentés par leur exploitation, soit à un régime de déclaration préalable, soit à un régime d'autorisation. Dans ce dernier cas, l'autorisation d'exploiter prend la forme d'un arrêté préfectoral délivré après consultation de divers organismes et enquête publique, contenant des prescriptions de fonctionnement spécifiques.

La réglementation relative aux ICPE impose également, lors de la cessation d'activité de l'installation, la remise en état du site, en fonction de l'usage auquel sont destinés les terrains.

Les ICPE sont placées sous le contrôle du préfet et des directions régionales de l'industrie, de la recherche et de l'environnement (« DRIRE »), lesquelles sont chargées d'organiser l'inspection des installations classées. En cas d'inobservation des conditions imposées à l'exploitant d'une ICPE, et indépendamment d'éventuelles poursuites pénales, le préfet peut prononcer des sanctions administratives telles que la consignation d'une somme égale au montant des

travaux de mise en conformité à réaliser, l'exécution forcée des mesures prescrites par arrêté, la suspension du fonctionnement, ou encore proposer la fermeture ou la suppression de l'installation par décret en Conseil d'Etat.

Dispositions en matière d'hygiène et de sécurité

Les dispositions relatives à la sécurité de la réglementation sur les ICPE imposent, préalablement à l'autorisation d'une telle installation, la réalisation d'une étude de dangers comprenant une analyse des risques d'accidents et définissant les mesures propres à réduire la probabilité et les effets de ces accidents. Le projet de création d'une ICPE soumise à autorisation doit également faire l'objet d'une enquête publique relative aux incidences éventuelles du projet sur la santé, la sécurité, la salubrité publiques et la protection de la nature et de l'environnement. Outre les prescriptions techniques relatives à la protection de la santé et à la sécurité, l'arrêté d'autorisation peut également imposer à l'exploitant d'une installation classée l'établissement d'un Plan d'Opération Interne (« POI ») définissant les mesures d'organisation, les mesures d'intervention et les moyens nécessaires pour protéger le personnel, les populations et l'environnement en cas de sinistre.

7.11.5.2 Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires

Les procédures d'autorisation

EDF est soumise en France à la réglementation sur les Installations Nucléaires de Base (« INB »), notamment au décret n° 63-1228 du 11 décembre 1963 modifié. Celui-ci prévoit en particulier que la création d'une INB est autorisée, après enquête publique, par un décret pris sur rapport conjoint des ministres chargés de l'environnement et de l'industrie et sur avis conforme du ministre chargé de la santé. Le décret d'autorisation fixe le périmètre et les caractéristiques de l'installation ainsi que les prescriptions auxquelles doit se conformer l'exploitant. Par ailleurs, la mise en service d'une centrale nucléaire est soumise à autorisation délivrée par les ministres chargés de l'environnement et de l'industrie. Cette autorisation de mise en service définitive est précédée de différentes autorisations successives relatives aux différentes phases de démarrage (chargement en combustible, essais, montée en puissance à 90 % et montée en puissance à 100 %). La durée de vie d'une INB n'est pas fixée par voie réglementaire et fait l'objet d'un réexamen de sûreté tous les dix ans.

Le Groupe EDF est en outre soumis au décret n° 95-540 du 4 mai 1995 fixant la réglementation spécifique relative aux rejets d'effluents liquides et gazeux et aux prélèvements d'eau induits par le fonctionnement normal des INB et à l'arrêté « technique » du 26 novembre 1999 pris en application de ce décret. Les prélèvements d'eau, les rejets d'effluents radioactifs liquides, et les rejets dans l'atmosphère d'effluents gazeux, radioactifs ou non, susceptibles de provoquer des pollutions atmosphériques ou des odeurs spécifiques, doivent faire l'objet d'une autorisation par arrêté conjoint des ministres chargés de la santé, de l'industrie et de l'environnement pour chaque INB, après enquête publique. Cet arrêté fixe notamment les limites des prélèvements et des rejets autorisés ainsi que les prescriptions en matière d'analyse, de mesure et de contrôle de ces derniers.

Les règles de sûreté et le contrôle des installations nucléaires

Les INB sont contrôlées par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (« ASN »), qui est placée sous l'autorité conjointe des ministères chargés de l'industrie, de l'environnement et de la santé.

Les installations nucléaires du Groupe EDF sont soumises dès leur création à la réglementation en matière de sécurité nucléaire. Ainsi, la demande d'autorisation de création d'une INB comprend un rapport préliminaire de sûreté, une étude d'impact sur l'environnement, ainsi qu'une étude de dangers exposant les mesures prises pour faire face aux risques inhérents à l'INB et limiter les conséquences d'un accident éventuel. Les prescriptions techniques contenues dans le décret d'autorisation de création d'une INB comprennent des mesures relatives à la protection de la santé et à la sécurité prises notamment en fonction des conclusions de ces études.

Les INB doivent également respecter les prescriptions du décret n° 63-1228 du 11 décembre 1963 et de l'arrêté du 31 décembre 1999 fixant la réglementation technique générale destinée à prévenir et limiter les nuisances et les risques externes résultant de l'exploitation des INB. Le décret d'autorisation de création d'une INB impose à l'exploitant de soumettre à l'ASN un Plan d'Urgence Interne (« PUI ») précisant l'organisation et les moyens mis en oeuvre en cas d'accident. Par ailleurs, tout accident ou incident, nucléaire ou non, ayant ou risquant d'avoir des conséquences notables pour la sûreté d'une INB doit être déclaré sans délai notamment à l'ASN qui veille à l'adoption de mesures appropriées pour y remédier et pour éviter le renouvellement d'un tel accident ou incident.

L'ASN émet des Règles Fondamentales de Sûreté (« RFS »), sans valeur réglementaire, définissant des objectifs de sûreté et décrivant les pratiques que l'ASN juge satisfaisantes. Un exploitant d'INB peut ne pas suivre une RFS, s'il prouve que les objectifs de sûreté visés par celle-ci sont atteints par d'autres moyens. Les RFS fournissent des éléments d'évaluation de la probabilité d'occurrence de risques pour une INB ou précisent des solutions techniques pour le respect des prescriptions imposées aux exploitants d'INB. L'ASN définit en particulier les règles relatives à la protection des INB contre les agressions externes, par exemple celles liées aux chutes d'avions, ou contre les risques liés à l'environnement industriel. La réglementation relative à la sécurité nucléaire devrait être renforcée avec l'adoption du projet de loi relatif à la transparence et à la sécurité (voir le paragraphe « Réglementations futures en France » ci-dessous).

La déconstruction des installations nucléaires

Le décret n° 63-1228 du 11 décembre 1963 prévoit également une procédure spécifique pour les opérations de déconstruction d'une INB qui a été précisée par une note de doctrine de l'ASN du 3 février 2003. L'exploitant doit préalablement déposer un dossier de demande de mise à l'arrêt définitif de l'INB concernée auprès de l'ASN, comprenant notamment un rapport de sûreté et une étude d'impact. La mise à l'arrêt définitif est autorisée par décret et ses différentes étapes sont effectuées sous le contrôle de l'ASN.

Les déchets radioactifs

Les activités du Groupe EDF sont soumises à la réglementation française relative à la manipulation, le stockage et l'élimination des déchets nucléaires. EDF assume la responsabilité des déchets nucléaires résultant de ses activités. En France, la gestion des déchets radioactifs est assurée par l'Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs (« ANDRA »), établissement public à caractère industriel et commercial créé par la loi du 30 décembre 1991. Le mode de stockage des déchets nucléaires en France dépend de leur degré de radioactivité et de leur période d'activité nucléaire. Outre certains stockages temporaires sur les sites EDF, les déchets à très faible activité (« TFA ») produits par EDF (par exemple les déchets de béton ou de métaux issus de la déconstruction d'une centrale nucléaire) sont stockés sur un site de l'ANDRA, dit « TFA » ouvert en 2003. Les déchets à faible et moyenne activité et à courte vie issus des activités d'EDF sont stockés en surface au centre de stockage de l'Aube de l'ANDRA (voir paragraphe 5.1.1.2.5 ci-dessus). Les déchets nucléaires à haute activité et à vie longue, dit « HAVL », issus du traitement des combustibles usés sont conditionnés sous forme vitrifiée et entreposés provisoirement au centre de COGEMA à La Hague dans l'attente de l'adoption d'une solution de gestion à long terme (voir paragraphe 5.1.1.2.5 ci-dessus). La loi « Bataille » n° 91-1381 du 30 décembre 1991 prescrit l'étude de trois types de solutions de gestion à long terme des déchets à forte activité et à vie longue : séparation et transmutation des éléments radioactifs à vie longue présents dans les déchets, stockage réversible ou irréversible profond, ou entreposage en surface. Cette loi prévoit que le Gouvernement adressera avant le 30 décembre 2006 un rapport global d'évaluation de ces recherches au Parlement, accompagné d'un projet de loi autorisant, le cas échéant, la création d'un centre de stockage des déchets radioactifs à haute activité et à vie longue. Les déchets à moyenne activité et vie longue, dit « MAVL » (par exemple les coques et les embouts, les morceaux de gaine...) sont soit cimentés, soit compactés et confinés dans des conteneurs en acier inoxydable. Ils font actuellement l'objet d'un entreposage intermédiaire et provisoire dans l'attente d'une décision définitive à intervenir dans le cadre de la loi « Bataille » (voir paragraphe 5.1.1.2.5. ci-dessus).

Le transport des déchets radioactifs est soumis en France aux articles L. 1333-1 et suivants du Code de la défense régissant la protection et le contrôle des matières nucléaires ainsi qu'à la réglementation relative au transport national et international de marchandises dangereuses, sous le contrôle de l'ASN. Cette dernière effectue une analyse critique des dossiers de sûreté proposés par les requérants pour obtenir l'agrément de leur modèle de colis. Ces textes ont pour objectif d'empêcher la perte ou la disparition de colis de matières nucléaires notamment durant leur transport et d'assurer la sûreté humaine et environnementale en maîtrisant les risques de contamination par les colis de matières nucléaires.

La réglementation de la radioprotection

En France, le Code de la santé publique précise que la totalité des activités nucléaires comportant un risque d'exposition des personnes aux rayonnements ionisants est contrôlée par l'ASN. La protection générale de la population contre ces rayonnements réside principalement dans la soumission de toute activité nucléaire à un régime de déclaration ou d'autorisation, étant précisé que les autorisations délivrées lors de la création des INB tiennent lieu d'autorisation à ce titre. Le décret n° 2002-460 du 4 avril 2002 relatif à la protection des personnes contre les dangers des rayonnements ionisants, qui transpose les dispositions de la directive 92/29/EURATOM du 13 mai 1996 et de la directive 97/43/EURATOM du 30 juin 1997, fixe la dose-limite d'exposition du public à 1 mSv par an.

La réglementation française sur la protection des travailleurs contre les dangers des rayonnements ionisants, issue de la directive 96/29/EURATOM et du décret n° 2003-296 du 31 mars 2003, impose en particulier une limite d'exposition des travailleurs aux rayonnements ionisants à 20 mSv pour douze mois consécutifs, l'affichage de consignes dans les zones surveillées et contrôlées, ainsi que la coordination des mesures de prévention par le chef d'entreprise lorsqu'une entreprise extérieure ou des travailleurs non salariés interviennent sur le site.

La responsabilité civile des exploitants d'installations nucléaires

Plusieurs conventions internationales régissent la responsabilité civile des exploitants d'installations nucléaires : la Convention de Paris du 29 juillet 1960 sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire, la Convention de Bruxelles du 31 janvier 1963 complémentaire à la Convention de Paris et la Convention de Vienne du 21 mai 1963 relative à la responsabilité civile en matière de dommages nucléaires. Ces différentes conventions sont applicables dans les pays signataires qui les ont ratifiées, dont la France et l'Allemagne, pays dans lesquels le Groupe exploite des installations nucléaires (en France, au travers d'EDF, et en Allemagne, au travers d'EnBW). En France, en application de ces conventions, la responsabilité civile nucléaire est régie par la loi n° 68-943 du 30 octobre 1968, telle que modifiée.

La Convention de Paris instaure un régime dérogatoire de responsabilité, qui présente les caractéristiques suivantes :

- *Dommages couverts* : Réparation de tous les dommages aux personnes et aux biens ;
- *Nature de la responsabilité* : Responsabilité objective, c'est à dire même en l'absence de faute de l'exploitant ;

- *Exonérations* : L'exploitant n'est pas responsable des dommages causés par un accident nucléaire si cet accident est dû directement à des actes de conflit armé, d'hostilités, de guerre civile, d'insurrection ou d'un cataclysme naturel de caractère exceptionnel. Les actes de terrorisme ne constituent pas une exonération ;
- *Personne responsable* : Principe de canalisation de la responsabilité sur un intervenant unique : l'exploitant de l'installation nucléaire où sont détenues ou dont provenaient les substances nucléaires qui ont causé les dommages ;
- *Limitations de la responsabilité* : La responsabilité de l'exploitant peut être limitée à la fois dans son montant et sa durée par les législations nationales, sous réserve de respecter le montant minimal commun de responsabilité fixé par les Conventions :
  - Si l'installation se situe en France, le montant de responsabilité de l'exploitant est limité à environ 91,5 millions d'euros par accident nucléaire dans une installation et à environ 22,9 millions d'euros par accident nucléaire en cours de transport. Le délai imparti pour introduire des actions en réparation est de dix ans à compter de la date de l'accident.
  - Au-delà du montant maximal de responsabilité à la charge de l'exploitant, il revient à l'Etat dans lequel est survenu le sinistre d'indemniser les victimes jusqu'à un plafond de 228,6 millions d'euros.
  - Au-delà de ce montant, les Etats-membres adhérents aux Conventions de Paris et Bruxelles (y compris la France) contribuent collectivement à une indemnisation jusqu'à un plafond de 381,1 millions d'euros.
- *Garantie financière* : Obligation d'assurance ou de garantie financière de l'exploitant à concurrence des montants de responsabilité fixés, en vue de garantir la disponibilité des fonds. Cette assurance ou garantie financière doit être approuvée par l'Etat dans lequel l'installation assurée ou garantie se trouve. EDF a opté pour l'assurance et est en conformité avec les exigences actuelles de couverture (voir paragraphe 7.10.3 ci-dessus sur les assurances) ;
- *Unicité de juridiction* : les seuls tribunaux compétents sont ceux situés sur le territoire où s'est produit l'accident.

Des protocoles portant modification de la Convention de Paris et de la Convention de Bruxelles ont été signés le 12 février 2004, mais n'ont pas encore été ratifiés. Ils requièrent la disponibilité de montants d'indemnisation sensiblement plus importants, afin de prendre en compte un plus grand nombre de victimes et de types de dommages collatéraux. La responsabilité de l'exploitant est ainsi au moins égale à 700 millions d'euros par accident nucléaire dans une installation et à 80 millions d'euros par accident nucléaire en cours de transport. L'Etat où se trouve l'installation nucléaire responsable du dommage interviendra au-delà des 700 millions d'euros à la charge de l'exploitant et à concurrence de 1 200 millions d'euros. Au-delà de ce montant, les Etats parties interviendront jusqu'à un plafond de 1 500 millions d'euros.

En outre, pour les dommages corporels exclusivement, le délai imparti pour introduire des actions en réparation passera de dix ans à trente ans à compter de la date de l'accident.

Une autre importante modification est l'introduction d'une définition détaillée de la notion de « dommage nucléaire » prenant en compte les dommages immatériels, le coût des mesures de sauvegarde, le coût des mesures de restauration d'un environnement dégradé et certaines autres pertes résultant de la dégradation de l'environnement.

Enfin, les protocoles modificateurs prévoient que les cas d'exonération de responsabilité de l'exploitant sont désormais limités aux cas de conflits armés, d'hostilités, de guerre civile ou d'insurrection (les catastrophes naturelles ne sont plus un cas d'exonération).

7.11.5.3 Réglementations applicables aux autres modes de production du Groupe EDF

Règles spécifiques en matière de production thermique à flamme

Les activités de production thermique à flamme (THF) du Groupe EDF sont soumises en France à la réglementation sur les ICPE. Le parc THF d'EDF est également soumis au respect d'une réglementation spécifique sur la qualité de l'air, issue notamment de la directive européenne n° 2001/81 du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émissions nationaux pour certains polluants atmosphériques (directive NEC) et de la directive n° 2001/80 du 23 octobre 2001 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion (directive GIC) (voir paragraphe 5.1.1.4.2 ci-dessus pour une description de cette réglementation spécifique).

Règles spécifiques en matière d'installations hydrauliques

Les installations hydrauliques sont soumises en France au régime instauré par la loi du 16 octobre 1919 modifiée. Elles font l'objet de concessions accordées par le ministre chargé de l'industrie (pour les ouvrages de plus de 100 MW) ou par le préfet (pour les ouvrages dont la puissance est comprise entre 4,5 MW et 100 MW), ou d'autorisations préfectorales pour les ouvrages de moins de 4,5 MW.

Les installations concédées sont exploitées dans les conditions fixées par un cahier des charges, qui prévoit notamment la durée de la concession, les modalités de son renouvellement et la possibilité pour l'Etat de racheter la concession avant son terme, pour raison d'intérêt général (voir paragraphe 5.2.2.2 ci-dessus sur les concessions hydrauliques).

De plus, les activités de production hydroélectrique du Groupe EDF sont soumises à la réglementation sur l'eau. Cette réglementation a notamment trait à la maîtrise des variations de niveaux et de débits d'eau et à la sûreté des zones situées à proximité et à l'aval des aménagements hydrauliques (voir le paragraphe « Réglementations futures en France » ci-dessous).

Règles spécifiques à la production d'énergie éolienne

En France, la construction d'installations éoliennes est soumise, en application des articles L. 553-1 et suivants du Code de l'environnement, à l'obtention d'un permis de construire pour les éoliennes d'une hauteur de 12 mètres et plus, ainsi qu'une enquête publique et une étude d'impact pour un site de production excédant 2,5 MW. L'étude d'impact est précédée d'une étude de faisabilité du projet qui comprend en particulier la prise en compte des paramètres météorologiques du site envisagé, des simulations paysagères et une évaluation de l'impact du projet sur la faune et la flore. L'exploitant d'une installation éolienne est responsable de son démantèlement et de la remise en état du site à la fin de l'exploitation. Il est tenu de constituer les garanties financières nécessaires à ces opérations selon des modalités qui seront prochainement précisées par décret. (voir également paragraphe 7.11.1.2 ci-dessus sur les obligations d'achat d'électricité d'EDF vis à vis des producteurs indépendants utilisant des énergies renouvelables).

7.11.5.4 Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité

Réglementations en matière d'environnement

PCB

Le Groupe est soumis à des réglementations relatives aux polychlorobiphényles (PCB) et polychloroterphényles (PCT) dans les différents pays où il exerce ses activités, notamment en Europe et en Amérique latine.

La directive européenne 96/59/CE du 16 septembre 1996 impose un inventaire des appareils contenant des PCB et PCT, et un plan national de décontamination et d'élimination progressive de ces substances, qui sont notamment contenues dans certains transformateurs électriques et des condensateurs. La décontamination des appareils en contenant doit être effectuée au plus tard le 31 décembre 2010. En France, EDF a négocié avec le ministère chargé de l'environnement un plan particulier d'élimination et de traitement des appareils au PCB (environ 9000), qui a été validé par arrêté le 26 février 2003.

Gaz à effet de serre

Certaines activités du Groupe EDF entrent dans le champ d'application de la directive européenne 2003/87/CE du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz a effet de serre (« GES ») dans l'Union européenne. La directive prévoit en particulier que des quotas d'émission de GES doivent être attribués aux entreprises concernées en application d'un « Plan National d'Allocation des Quotas » (« PNAQ ») pour la période 2005-2007. En France, cette directive a principalement été transposée par l'ordonnance n° 2004-330 du 15 avril 2004 portant création d'un système d'échange de quotas d'émission de GES, et par le décret n° 2004-832 du 19 août 2004 relatif au système d'échange de quotas de GES. En application de cette réglementation, un PNAQ attribuant des quotas de GES aux entreprises concernées pour la période 2005-2007, a été approuvé en France par le décret n° 2005-190 du 25 février 2005. Ce plan a été validé définitivement par la Commission européenne le 18 mai 2005. En application du PNAQ français, EDF s'est vue affecter en France pour ses installations concernées, c'est à dire pour les installations de combustion de plus de 20 MW, environ 23,5 millions de tonnes de CO_2 par an pour la période 2005-2007. Des réglementations transposant la directive GES ont également été adoptées ou sont en cours d'élaboration dans les autre pays européens.

Sites naturels et sites classés (enfouissement des lignes)

Le Groupe EDF est également soumis à la réglementation relative aux sites classés et protégés, en vertu de laquelle les lignes électriques sont soumises en France à une obligation d'enfouissement lorsqu'elles sont situées sur des sites classés et des parcs nationaux. De plus, les lignes électriques de moins de 63 000 volts posées après le 1er janvier 2000 dans les zones d'habitat dense doivent être enfouies.

Réglementation en matière de santé, d'hygiène et de sécurité

Amiante

Le Groupe EDF est en outre soumis aux législations relatives à l'amiante, notamment en matière de protection de la population, d'assainissement des bâtiments, de protection des salariés et d'indemnisation des travailleurs exposés à l'amiante. En France, la réglementation impose la recherche de matériaux contenant de l'amiante dans les bâtiments, et le cas échéant, des mesures de surveillance ou des travaux de désamiantage. EDF est également soumise à des obligations réglementaires d'information et de protection des travailleurs susceptibles d'être exposés à l'inhalation de poussières d'amiante.

Légionelles

EDF exploite, notamment pour les besoins de ses activités de production d'électricité, des tours aéroréfrigérantes (« TAR ») désormais soumises à la réglementation sur les ICPE. EDF doit notamment réaliser une analyse méthodique des

risques de prolifération de légionelles dans ses TAR et mettre en place un plan d'entretien préventif de nettoyage et de désinfection. EDF est par ailleurs obligée de procéder à des analyses mensuelles ou bimensuelles en fonction du type d'installation concernée. En l'absence de réglementation en la matière pour les TAR des INB, l'ASN a demandé en 2004 à EDF de ne pas dépasser, à titre provisoire et dans l'attente de l'adoption d'un arrêté spécifique, certaines concentrations en légionelles dans les bassins d'aéroréfrigérants.

7.11.5.5 Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du Groupe EDF

Plusieurs projets de réglementation aux niveaux communautaire et français, dont les principaux sont décrits ci-dessous, sont susceptibles d'avoir un impact significatif sur les activités du Groupe EDF.

Réglementations futures au niveau communautaire

Les seconds plans d'allocation des quotas (2008-2012), prévus par la directive GES devront en principe être remis à la Commission fin juin 2006 (la préparation du PNAQ français devrait débuter fin 2005). D'ici là, la Commission a annoncé ne pas souhaiter engager de révision de la directive GES, mais plutôt utiliser les possibilités d'adaptation que contient la directive pour introduire quelques évolutions dans son application à la période 2008-2012. Une plus grande harmonisation des plans nationaux est souhaitable pour éviter les distorsions entre acteurs du marché européen. Au plan communautaire, la Commission européenne doit engager un retour d'expérience sur la mise en oeuvre de la directive 2003/87, pour préparer la future directive intéressant la période post 2012. En parallèle, la négociation internationale pour la période post 2012 (post « Kyoto ») se déroulera, sans qu'aucune échéance soit à ce stade formellement affichée. Les orientations qui seront prises appelleront très vraisemblablement des réductions d'émissions de gaz à effet de serre importantes, et le marché du carbone se généralisera de plus en plus.

La directive 2004/101/CE du 27 octobre 2004 (directive ''crédits d'émission'') modifiant la directive 2003/87 établissant le marché d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre devra être transposée dans les Etats membres d'ici le 13 novembre 2005. Ce texte instaure un système de conversion des crédits d'émission générés par les activités de projets éligibles en quotas : les crédits pourront ainsi être utilisés sur le marché européen des quotas. Les exploitants d'installations classées, dont EDF, pourront, sous certaines conditions (et restrictions concernant notamment le nucléaire et les centrales hydroélectriques de plus de 20 MW) recourir à ces crédits pour respecter leurs obligations annuelles de restitution de quotas à hauteur des émissions de CO_2 de leurs installations.

L'application des dispositions de la directive 2003/105/CE du 16 décembre 2003, devant être transposée avant le 1er juillet 2005 et modifiant la directive 96/82/CE du Conseil concernant la maîtrise des dangers liés aux accidents majeurs impliquant des substances dangereuses (dite directive « Seveso 2 ») devrait avoir un impact sur les activités du Groupe EDF. En effet, cette directive abaisse notamment les quantités autorisées de substances cancérigènes et/ou dangereuses pour l'environnement pour les installations produisant, utilisant, manipulant ou stockant ces substances. Ainsi, certaines centrales thermiques à flamme d'EDF pourraient être soumises au régime plus strict des installations Seveso et se voir imposer des obligations renforcées en matière de sécurité et de constitution de garanties financières.

La responsabilité d'EDF en matière de dommages causés à l'environnement par certaines de ses activités non nucléaires, devrait être renforcée par la directive 2004/35/CE du 21 avril 2004 dont la transposition doit intervenir avant le 30 avril 2007. Cette directive instaure un régime non rétroactif de responsabilité objective, limité à certains dommages environnementaux. Ainsi, l'exploitant d'une installation sera responsable dès lors qu'il sera possible d'établir un lien de causalité entre le dommage et son activité. Elle ouvre également la possibilité pour l'administration de constituer des garanties sur les actifs des exploitants, sans toutefois rendre obligatoire un système de garanties financières.

Le Groupe sera également soumis à la directive européenne n° 2004/40/CE du 29 avril 2004 concernant les prescriptions minimales de sécurité et de santé relatives à l'exposition des travailleurs aux risques dus aux agents physiques (champs électromagnétiques) et devant être transposée au plus tard le 30 avril 2008. Cette directive introduit des prescriptions minimales en matière d'évaluation et de réduction des risques ainsi qu'en matière d'information et de formation des travailleurs. Ces prescriptions pourraient notamment avoir un impact significatif sur la Direction Production-Ingénierie du Groupe qui emploie du personnel de maintenance électrique au voisinage des alternateurs situés en sortie de centrale de protection, et sur la Distribution, compte tenu des champs électromagnétiques générés par les postes-sources et les travaux sous tension.

Par ailleurs, les centrales nucléaires du Groupe EDF entrent dans le champ d'application des deux propositions de directives dites « Euratom » du 30 janvier 2003. Ces deux propositions concernent, d'une part, la définition des obligations de base et les principes généraux en matière de sûreté des installations nucléaire et, d'autre part, la gestion du combustible nucléaire irradié et des déchets radioactifs (paquet nucléaire). Ces propositions n'ayant pas abouti en 2004 en raison de l'opposition de plusieurs Etats-membres, le Conseil de l'Union européenne du 28 juin 2004 a demandé deux années de consultation complémentaires avant que soient proposés de nouveaux textes. Ce processus de consultation est engagé, et la Commission travaille en parallèle sur un projet de Recommandation sur les ressources financières de démantèlement. Il pourrait en résulter, à terme, un renforcement des dispositions relatives à la sécurisation des ressources financières pour la déconstruction des centrales nucléaires, notamment des exigences pour que ces ressources présentent une liquidité suffisante, qu'elles soient exclusivement affectées aux opérations de déconstruction et qu'elles soient garanties en cas de faillite de l'exploitant.

La proposition de directive européenne présentée le 10 décembre 2003 relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques, qui fixe un objectif en matière d'économies d'énergie à réaliser au niveau

des Etats membres, pourrait également avoir un impact sur les activités du Groupe. La mise en oeuvre de cette proposition de directive, si elle est adoptée dans sa version actuelle, pourrait en effet s'avérer coûteuse pour le Groupe EDF, notamment en raison de la fixation d'un objectif d'économies d'énergie plus exigeant pour les entreprises du secteur public que pour les entreprises privées (1,5 % par an d'économies d'énergie cumulées jusqu'en 2012 inclus pour le secteur public, contre 1 % pour les entreprises privées).

Le programme CAFE (Clean Air For Europe) lancé en 2001 par la Commission européenne pour améliorer la qualité de l'air en Europe devrait déboucher à la fin du 1er semestre 2005 sur l'adoption d'une stratégie thématique qui présentera les actions intégrées à entreprendre pour réduire à long terme (horizon 2020) les effets néfastes de la pollution atmosphérique sur la santé humaine et l'environnement. Cette stratégie devrait ensuite notamment se traduire par le durcissement de la directive 2001/81 (NEC) fixant des plafonds d'émission nationaux pour certains polluants atmosphériques et de la directive 2001/80 (GIC) relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion (voir paragraphes 5.1.1.4.2 pour la description de ces réglementations).

Guidée par le souci d'éviter une répétition des pannes survenues durant la canicule de l'été 2003, la Commission a déposé une proposition de directive « sécurité d'approvisionnement » le 10 décembre 2003. Une première lecture de ce texte est en cours devant le Parlement européen. L'objectif de ce texte est de mieux définir les responsabilités des différents acteurs, de veiller au respect de normes minimales d'exploitation, de préserver l'équilibre entre l'offre et la demande et enfin d'orienter les investissements vers les réseaux. L'enjeu pour EDF est de conforter le dispositif légal en vigueur et de favoriser le développement des interconnexions.

Réglementations futures en France

Les activités de vente d'énergie du Groupe EDF pourraient être soumises à des exigences nouvelles en matière d'économies d'énergie. En effet, la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique votée par l'Assemblée Nationale et le Sénat le 23 juin 2005, qui fait actuellement l'objet d'un recours devant le Conseil Constitutionnel, a notamment pour objectif d'imposer aux entreprises qui, comme EDF, vendent de l'énergie aux consommateurs finals de réaliser des économies d'énergie. Pour ce faire, chaque entreprise concernée se verra attribuer un montant spécifique d'économies d'énergie à réaliser et devra conduire des actions afin de le réaliser ou de le faire réaliser (comme, par exemple, contribuer à l'isolation thermique des bâtiments ou inciter à l'utilisation de lampes basse tension). Toutefois, la loi prévoit que les coûts liés aux actions permettant la réalisation d'économies d'énergie mises en œuvre par des fournisseurs d'énergie auprès des clients bénéficiant de tarifs de vente d'énergie réglementés seront compensés par les évolutions tarifaires. Les entreprises qui n'auront pas atteint leurs objectifs devront acquérir des certificats d'économies d'énergie (les « certificats blancs »). La loi contient également d'autres orientations en matière de politique énergétique comme des mesures relatives au renforcement de l'efficacité énergétique des bâtiments, à l'information des consommateurs d'énergie, au développement des énergies renouvelables et au maintien de l'option nucléaire en France. L'adoption de la loi devrait partiellement anticiper la proposition de directive européenne précitée relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques.

Le projet de loi sur la transparence et la sécurité en matière nucléaire, inscrit à l'ordre du jour du Sénat, concerne les activités de production d'électricité d'EDF utilisant l'énergie nucléaire. Outre un important volet concernant l'information du public et la transparence, ce texte prévoit, dans sa rédaction actuelle, des sanctions administratives et pénales accrues en cas d'inobservation par un exploitant d'une INB de ses obligations légales et réglementaires, ainsi que l'institution de garanties financières par les décrets d'autorisation des INB.

Un projet de loi sur l'aval du cycle des déchets nucléaires devra être présenté par le gouvernement au Parlement avant la fin de l'année 2006, en application de la loi « Bataille » du n° 91-1381 du 30 décembre 1991. La présentation de ce projet de loi sera précédé d'un débat public à l'automne 2005. Un rapport parlementaire, publié le 16 mars 2005, fait l'état des lieux des recherches effectuées depuis l'adoption de la loi Bataille. Le projet de loi sur l'aval du cycle devrait proposer des solutions techniques pour la gestion à long terme des déchets radioactifs à haute activité et à vie longue.

Certaines installations industrielles du Groupe EDF sont soumises à certaines dispositions de la loi n° 2003-699 du 30 juillet 2003 relative à la prévention des risques technologiques et naturels et à la réparation des dommages. Cette loi crée notamment des plans de prévention des risques technologiques (PPRT) autour de tous les sites classés à risque permettant d'interdire les constructions neuves dans les zones exposées. Elle renforce par ailleurs l'obligation de remise en état d'une installation classée et encadre la sous-traitance dans les usines à risques. Les principaux décrets d'application de cette loi, qui n'ont pas encore été pris, pourraient élargir l'obligation de garanties financières à un plus grand nombre d'installations et modifier les conditions de remise en état des sites lors de la cessation d'activité d'une installation.

Par ailleurs, le projet de loi sur l'eau et les milieux aquatiques, qui a été adopté en première lecture par le Sénat le 14 mai 2005, pourrait avoir un impact sur les activités de production hydroélectrique du Groupe EDF. Les dispositions du projet de loi actuel soumettent EDF à une augmentation de la redevance pour les installations hydroélectriques et à des mesures plus strictes pour l'exploitation de ces installations.

7.12 Politique de propriété intellectuelle

Avec l'ouverture des marchés, la politique d'EDF en matière de propriété intellectuelle prend une importance accrue. La propriété industrielle (brevets, marques et, plus généralement, savoir-faire) joue un rôle majeur dans la protection des technologies du Groupe EDF face à la concurrence. Le développement et la gestion de ce patrimoine intellectuel visent en premier lieu à protéger les connaissances et à défendre les savoir-faire spécifiques du Groupe. En second lieu, détenir la propriété intellectuelle de ces savoir-faire permet de négocier des accords de transfert de technologies ou de concéder des licences d'exploitation à des tiers dans une optique de valorisation de ce patrimoine. Enfin, dans les domaines en rupture qui pourront à l'avenir être l'objet de nouveaux services énergétiques, détenir des brevets sur les technologies clés est un facteur important de compétitivité.

La Direction de la Communication Corporate et Commerciale assure la protection de la marque « EDF » et des marques institutionnelles du Groupe tandis que le Département Marques de la Branche Commerce s'occupe des marques commerciales en lien avec la Direction de la Communication sus-mentionnée. Un groupe de la Direction R&D assure la gestion du portefeuille des autres marques déposées par EDF, ainsi que la gestion du portefeuille de brevets d'EDF.

Brevets

Fin 2004, le portefeuille d'EDF comprenait 374 innovations brevetées, protégées par plus de 1 100 titres de propriété en France et à l'étranger. L'âge moyen des brevets est d'un peu plus de huit ans. 25 % des brevets sont co-déposés avec des industriels ou des universités. Pour l'année 2004, le coût de protection et maintien du portefeuille de brevets d'EDF s'élevait à environ 814 000 euros. Les revenus des licences des brevets étaient eux de l'ordre de 222 000 euros.

Concernant les inventions brevetables, les logiciels ou les savoir-faire issus du développement de produits ou services nouveaux auxquels EDF contribue financièrement et intellectuellement, la politique de propriété intellectuelle du Groupe est, a minima, de s'assurer contractuellement de la liberté d'exploitation permettant à EDF et à ses filiales d'exercer leur métier d'énergéticien, par elles-mêmes ou avec tout fournisseur ou sous-traitant de leur choix. La nature et l'ampleur des droits à acquérir sur les résultats étant déterminées, il reste pour EDF à fixer dans le contrat de développement le régime de propriété le mieux adapté.

Marques

« EDF » est une marque déposée en France et dans 60 pays. Le nom du Groupe est un élément essentiel de son image et de son patrimoine : aussi cette marque, les noms de domaine Internet et les logos EDF font-ils l'objet d'une surveillance constante, afin de les protéger contre toute utilisation frauduleuse risquant de porter atteinte à l'image du Groupe. En outre, le Groupe a déposé de nombreuses autres marques, en particulier, celles liées à l'activité de ses différentes filiales.

8. Litiges, arbitrages et facteurs de risques

8.1 Litiges et arbitrages

Dans le cours normal de ses activités, le Groupe est impliqué dans un certain nombre de procédures judiciaires, arbitrales et administratives.

Les charges qui peuvent résulter de ces procédures ne sont provisionnées que lorsqu'elles sont probables et que leur montant peut être soit quantifié, soit estimé dans une fourchette raisonnable. Dans ce dernier cas, le montant provisionné est déterminé au cas par cas sur la base de la meilleure estimation possible. Le montant des provisions retenu est fondé sur l'appréciation du niveau de risque au cas par cas et ne dépend pas en premier lieu du stade d'avancement des procédures, étant précisé que la survenance d'événements en cours de procédure peut toutefois entraîner une réappréciation de ce risque.

A l'exception des procédures décrites ci-dessous, le Groupe EDF (hors filiales et participations dont le Groupe n'assure pas le contrôle opérationnel, notamment EnBW, Edison et Dalkia) n'est partie à aucun procès ou procédure d'arbitrage quelconque (et le Groupe n'a pas connaissance qu'une quelconque procédure de cette nature soit envisagée par les autorités gouvernementales ou des tiers), dont la direction du Groupe estime que le résultat probable pourrait raisonnablement avoir une incidence négative significative sur ses résultats, son activité ou sa situation financière consolidée.

Le Groupe EDF a toutefois initié un certain nombre d'arbitrages internationaux qui sont notamment décrits aux paragraphes 6.1.3.2, 6.1.4.4 et 6.2.1.2 ci-dessus.

Aides d'Etat

Par une lettre du 16 octobre 2002, la Commission européenne a engagé une procédure contre la France considérant qu'une aide d'Etat aurait été consentie à EDF à l'occasion de la restructuration de son bilan au 1er janvier 1997. Par décision en date du 16 décembre 2003, la Commission a fixé le montant de l'aide à rembourser à 889 millions d'euros de principal. Le 11 février 2004, l'Etat a émis à l'encontre d'EDF un titre de perception pour 1 224 millions d'euros comprenant le principal de l'aide d'Etat à rembourser et les intérêts. EDF a procédé au versement de la somme de 1 224 millions d'euros. Le 27 avril 2004, EDF a déposé un recours en annulation de la décision de la Commission devant le Tribunal de Première Instance des Communautés Européennes. Le 14 novembre 2004, l'Etat a déposé un mémoire en intervention à l'appui du recours d'EDF. Le 20 avril 2005, EDF a répondu à une demande de la Commission Européenne concernant une réorganisation de la procédure. Le Président du tribunal de première instance doit fixer les dates d'audience qui sont prévues pour 2006.

Centrale de Saint Chamas/Etang de Berre

En 1999, le syndicat professionnel « Coordination des pêcheurs de l'étang de Berre » (ci-après « le syndicat ») a commencé une action pour « voie de fait » devant la juridiction civile à l'encontre d'EDF, du fait de l'exploitation de la centrale hydroélectrique de Saint-Chamas. Le syndicat considère en effet que les autorisations accordées à EDF pour des rejets d'eau douce, de limons et de substances qui contribuent à diminuer la teneur en oxygène de l'étang de Berre, ont été délivrées en méconnaissance des stipulations de la Convention de Barcelone pour la mer Méditerranée du 16 février 1976 et du Protocole d'Athènes du 17 mai 1980 relatif à la protection de la mer Méditerranée contre la pollution d'origine tellurique. Ces deux textes ont été approuvés au niveau communautaire mais n'ont pas fait l'objet de mesures de transposition ou d'application en droit français. La demande du syndicat a été rejetée par Tribunal de grande instance de Marseille et par la Cour d'appel d'Aix-en-Provence. La Cour de cassation a sursis à statuer le 6 mai 2003 et posé une question préjudicielle à la Cour de justice des Communautés européennes (« CJCE ») sur l'applicabilité directe des dispositions du Protocole d'Athènes en droit français. Par un arrêt du 15 juillet 2004, la CJCE a répondu à la question préjudicielle de la Cour de cassation en considérant que le Protocole d'Athènes est applicable directement en droit français et que les dispositions de ce protocole interdisaient, « en l'absence d'autorisation délivrée par les autorités nationales compétentes, le déversement dans un étang salé communiquant avec la mer Méditerranée des substances qui, tout en étant non toxiques, ont un effet défavorable sur la teneur en oxygène du milieu marin. ». La Cour de cassation a, en conséquence, par un arrêt du 8 mars 2005, cassé l'arrêt de la Cour d'appel d'Aix-en-Provence qui avait jugé que les dispositions en cause n'étaient pas d'effet direct en droit français et renvoyé le litige devant la Cour d'appel de Lyon. Si EDF succombe à l'instance, EDF pourrait être mise dans l'obligation de suspendre l'activité de la centrale jusqu'à ce que la situation soit régularisée au niveau réglementaire.

En effet, à la suite d'une d'une plainte déposée par le même syndicat en 1999, par un arrêt du 7 octobre 2004, la CJCE a jugé que la France avait manqué à ses obligations en ne prenant pas toutes les mesures nécessaires à l'application de la

Convention de Barcelone et du Protocole d'Athènes en droit national. Les mesures d'exécution de cet arrêt pourraient avoir un impact sur l'exploitation de la centrale de St Chamas.

Le 25 février 2005, le gouvernement français a adressé à la Commission européenne une note indiquant notamment que :

- un nouveau décret modifiera le cahier des charges initial dans un délai d'un an ;
- il sera prévu une phase d'expérimentation de quatre ans pendant laquelle des mesures seront prises visant à réduire les variations de salinité par une régulation des rejets d'eau douce ;
- une réduction des rejets de limon pour atteindre 60 000 tonnes par an sera réalisée ;
- cette expérimentation sera supervisée par un comité scientifique international.

La régularisation définitive de la situation de la centrale de Saint Chamas est tributaire de l'issue des discussions entre le gouvernement français et la Commission relatives aux modalités d'exécution de l'arrêt du octobre 2004 de la CJCE, notamment à la réponse qui sera apportée par la Commission aux propositions adressées le 25 février 2005 par le gouvernement français.

Syndicat National des Producteurs Indépendants (« SNPIET »)

EDF a été condamnée en 1996 par le Conseil de la Concurrence sur le fondement d'abus de position dominante pour avoir refusé de conclure un contrat d'achat d'électricité. Le SNPIET a, suite à cette condamnation, introduit une action en paiement de dommages et intérêts pour un montant de 70 millions d'euros devant le Tribunal de commerce de Paris.

Le Tribunal de commerce de Paris a accueilli cette demande. La Cour d'Appel de Paris a annulé cette décision par un arrêt en date du 2 juillet 2002, pour défaut de compétence des juridictions de l'ordre judiciaire.

La Cour de Cassation a, dans un arrêt en date du 29 septembre 2004, confirmé la décision de la Cour d'Appel.

A la date du présent document de base, EDF n'a pas connaissance d'une saisine par le SNPIET des juridictions de l'ordre administratif. Au 31 décembre 2004, une provision d'un montant de 15 millions d'euros a été constatée.

RTE/SNCF

RTE a dénoncé en décembre 2001 la convention signée le 22 décembre 1999 conclue avec la SNCF au titre de laquelle RTE versait à la SNCF, en rémunération de l'usage par RTE des ouvrages et installations du réseau électrique haute tension de transport remis en dotation à la SNCF par la loi du 30 décembre 1982, un loyer annuel de 21,5 millions d'euros. RTE verse depuis la dénonciation de la convention un loyer annuel de 3,1 millions d'euros. Cette rémunération est fondée sur les principes utilisés par la CRE pour rémunérer les actifs de RTE.

Par une requête enregistrée le 22 février 2002, la SNCF a engagé contre RTE une procédure contentieuse devant le Tribunal administratif de Paris visant à contester le nouveau montant du loyer annuel versé à la SNCF par RTE et à réclamer la différence avec le loyer initial.

RTE estime que ce litige ne devrait pas se traduire par l'obligation de payer la différence entre le loyer initial et celui effectivement réglé dans la mesure où le loyer initial est considéré par RTE comme ayant été largement surévalué. Ce loyer doit être fondé sur des principes cohérents avec ceux qui prévalent pour les autres ouvrages dans la fixation des tarifs d'accès au réseau de transport. Ce litige s'inscrit dans les discussions en cours entre la SNCF et RTE sur le prix du transfert de ce réseau à RTE prévu par la Loi du 9 août 2004 (voir paragraphe 5.2.1.3 ci-dessus).

Amiante

EDF a, par le passé, utilisé des produits contenant de l'amiante. Ainsi, certains personnels, notamment des métiers de la maintenance des centrales thermiques, ont pu être exposés avant les mesures de substitution ou de protection mises en place à partir de 1977.

En France, EDF a fait l'objet, à fin 2004, de près de 300 actions contentieuses en reconnaissance de faute inexcusable en relation avec une exposition à l'amiante de son personnel en milieu professionnel. La reconnaissance d'une faute inexcusable peut entraîner le versement d'indemnités complémentaires à la charge de l'employeur aux victimes ou à leurs ayants droit.

A fin 2004, le montant total des condamnations d'EDF s'agissant d'actions contentieuses en reconnaissance de faute inexcusable s'élevait à environ 8,6 millions d'euros. Depuis juin 2004, EDF s'est également engagée à ne plus faire appel des décisions prises par les Tribunaux des Affaires de Sécurité Sociales (« TASS ») dans ce type d'affaires.

Les sommes mises à la charge d'EDF au titre des contentieux d'indemnisation des victimes en matière d'amiante pourraient atteindre 30 millions d'euros en France pour les affaires en cours, ce montant étant provisionné au 31 décembre 2004.

Il convient de préciser que ce montant inclut les sommes allouées par le Fonds d'Indemnisation des Victimes de l'Amiante (FIVA) au personnel d'EDF, qui s'élèvent à fin 2004 à environ 1 million d'euros. En effet, ce fonds, mis en place en 2001 avec pour mission de proposer des indemnisations aux victimes de l'amiante en France, peut se subroger dans les droits des victimes qui ont accepté l'offre d'indemnisation qu'il a proposée, pour obtenir le remboursement de ces sommes

auprès de l'employeur responsable. A fin 2004, le FIVA s'est subrogé dans les droits de 14 salariés EDF ou de leurs ayants-droit. D'autres actions en reconnaissance de faute inexcusable en relation avec une exposition à l'amiante pourraient être engagées contre EDF à l'avenir, et entraîner le versement d'indemnités complémentaires importantes aux victimes ou à leurs ayants-droits ou des actions subrogatoires du FIVA en vue du remboursement des sommes versées.

Litiges en matière sociale

EDF est partie à un certain nombre de litiges en matière sociale, notamment dans les domaines suivants :

- Avec l'URSSAF de Toulouse concernant l'inclusion dans l'assiette de cotisation de certaines primes et autres avantage en nature ;
- Avec des salariés concernant :
  - le mode de rémunération des astreintes à domicile ;
  - le calcul et la mise en œuvre des temps de repos.

Au 31 décembre 2004, une provision pour litiges avec l'URSAFF d'un montant de 214 millions d'euros a été constatée.

A la date d'enregistrement du présent document de base, EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier et sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations qui sont susceptibles de concerner un grand nombre de salariés d'EDF en France, ces litiges pourraient présenter un risque systémique qui pourrait avoir un effet négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe.

Litiges en matière environnementale

Du fait de son activité industrielle, le Groupe est partie à quelques litiges environnementaux, en particulier en matière de dépollution des sols.

A la date d'enregistrement du présent document de base, le Groupe estime qu'aujourd'hui, aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible, si leur résolution devait être défavorable à EDF, d'avoir un effet négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe.

Litiges en matière fiscale

Les sociétés EDF, EDEV, EDFI et Electricité de Strasbourg ont fait ou font actuellement l'objet d'un contrôle fiscal portant sur les exercices 2002 à 2004. L'administration fiscale n'a pas encore fourni d'informations quant à l'issue de ces contrôles, à l'exception d'une proposition de rectification reçue par EDEV au titre des exercices 2002 et 2003. Cette proposition de rectification a été intégralement contestée par EDEV. Le montant des droits, taxes et pénalités qui résulterait de la proposition de rectification reçue par EDEV, si elle était maintenue, serait d'environ 15 millions d'euros. Ce montant n'a pas été provisionné dans les comptes sociaux d'EDEV au 31 décembre 2004, la proposition de rectification ayant été reçue par la société au cours de l'année 2005.

Par ailleurs, à la suite d'un contrôle sur pièces, EDF a reçu une proposition de rectification de son résultat fiscal déclaré au titre de l'exercice 2001. EDF a contesté cette proposition de rectification. Le montant des droits, taxes et pénalités qui résulterait de la proposition de rectification reçue par EDF, si elle était maintenue, serait d'environ 15,8 millions d'euros. Ce montant a été provisionné dans les comptes sociaux d'EDF au 31 décembre 2004.

8.2 Facteurs de dépendance

En 2004, EDF (hors RTE) s'adresse à 33 841 fournisseurs (45 467 en 2003). Les 5 premiers fournisseurs d'EDF représentent 15,9 % du montant commandé total d'EDF (hors RTE) et les 17 premiers représentant 25 %.

Certains fournisseurs et sous-traitants de produits ou prestations achetés par le Groupe dans le cadre de son activité ne sont pas substituables. La question de la dépendance d'EDF vis-à-vis de ses fournisseurs se présente essentiellement dans le domaine du nucléaire et, dans une moindre mesure, dans le domaine de l'informatique et des télécommunications.

Le Groupe EDF a développé une compétence d'architecte ensemblier de son parc de production et d'intégrateur du cycle du combustible nucléaire. Cette compétence lui apporte une expertise technique indépendante de celle de ses fournisseurs.

Le Groupe EDF a des relations commerciales très importantes avec le groupe Areva, qui intervient lors de chacune des étapes du cycle du combustible nucléaire. Le groupe Areva intervient également dans le domaine de la construction, de l'équipement et de la maintenance du parc de production nucléaire.

Le groupe Areva est le premier fournisseur d'EDF dans le domaine nucléaire. A cet égard, EDF estime être en situation d'interdépendance vis-à-vis d'Areva. Les relations entre EDF et le groupe Areva relatives au cycle du combustible sont régies par des contrats le plus souvent pluriannuels actuellement en cours de renégociation dans le cadre de leur renouvellement. Les conditions commerciales des accords qu seraient ainsi renouvelés avec le groupe Areva pourraient se révéler moins favorables que les conditions actuellement applicables.

Pour l'amont du cycle du combustible nucléaire (voir paragraphe 5.1.1.2.5 — L'Amont ci-dessus) : EDF s'appuie pour une part importante sur le groupe Areva, qui représentait en 2004 plus des 4/5ème des achats d'EDF dans l'amont du cycle :

- Le groupe Areva fournit à EDF une part importante de ses besoins en uranium naturel. Toutefois, EDF mène actuellement une politique de diversification de ses sources d'approvisionnement, en vue d'équilibrer les parts de marché entre le groupe Areva et les autres fournisseurs ;
- En matière de conversion, la part prépondérante des besoins d'EDF est assurée par l'usine Comhurex du groupe Areva ;
- Dans le domaine de l'enrichissement, EDF s'appuie pour l'essentiel sur le groupe Areva, en particulier via les services d'enrichissement de son usine Georges Besse I au titre d'un contrat qui arrive à échéance cette année et dont le renouvellement est en cours de négociation. EDF achète également, dans des proportions significativement moins importantes, des services d'enrichissement auprès d'autres fournisseurs utilisant déjà la technologie de l'ultracentrifugation (identique à celle de la future usine Georges Besse II) ;
- Dans la filière uranium de retraitement (URT), EDF s'appuie pour l'essentiel sur le groupe Areva ;
- Pour la fabrication des assemblages de combustible, EDF s'appuie pour l'essentiel sur le groupe Areva. L'autre fournisseur est BNFL — Westinghouse.

Pour l'aval du cycle du combustible nucléaire, voir paragraphe 5.1.1.2.5 — L'Aval ci-dessus.

L'intégralité des opérations de retraitement, de conditionnement et de recyclage sont effectuées dans l'usine du groupe Areva de La Hague. Ces opérations sont réalisées dans le cadre d'un protocole de 2001 conclu pour la période 2001-2015 et d'un accord de 2004 pour la période 2001-2007. Les conditions commerciales du renouvellement de cet accord sont en cours de négociation.

Dans le domaine du développement et de la maintenance des centrales

Le groupe Areva est le principal fournisseur du Groupe EDF. En particulier, le groupe Areva fournit les chaudières nucléaires et leurs pièces de rechange et une partie importante de la chaudronnerie, tuyauterie et robinetterie de l'îlot nucléaire. Ainsi, ces deux dernières années, le groupe Areva a facturé à EDF un montant annuel d'environ 550 à 650 millions d'euros (hors amont et aval du cycle du combustible). Depuis plusieurs années, une diversification a été engagée, en particulier auprès de Westinghouse et de Mitsubishi, pour le remplacement de gros composants (générateurs de vapeur en particulier).

Pour préparer le renouvellement de son parc de production, EDF a choisi de s'appuyer sur la technologie EPR, développée avec le groupe Areva, en lançant la réalisation d'une tête de série.

De plus, pour la maintenance de certains composants de ses centrales nucléaires et thermiques à flamme, EDF entretient également des relations avec le groupe Alstom. Les produits et services fournis par Alstom à EDF sont particulièrement importants pour ce qui concerne la maintenance des groupes turbo-alternateurs des centrales nucléaires, ainsi que pour la maintenance de certains gros composants du parc thermique à flamme. EDF n'estime pas être en situation de dépendance vis-à-vis du groupe Alstom.

Enfin, le Groupe EDF estime ne pas être globalement en situation de dépendance vis-à-vis d'un client particulier.

8.3 Gestion et contrôle des risques au sein du Groupe EDF

8.3.1 CADRE GÉNÉRAL DE LA GESTION ET DU CONTRÔLE DES RISQUES DU GROUPE

Le Groupe EDF met en œuvre depuis de nombreuses années une politique de gestion de ses risques sur les plans opérationnel, financier et organisationnel.

Face à un contexte évolutif, le Groupe a décidé, dès 2003, de mettre en place un processus global de gestion et de contrôle de ses risques, permettant de renforcer les dispositifs existants, notamment en créant la Direction de Contrôle des Risques Groupe (« DCRG »), rattachée au Président d'EDF.

Les objectifs de ce processus sont de :

- se rapprocher des standards les plus récents en matière de gouvernance d'entreprise pour la gestion des risques, notamment en anticipant les évolutions réglementaires en la matière ;
- sécuriser la trajectoire stratégique et financière du Groupe ;
- permettre aux dirigeants et aux organes sociaux du Groupe d'avoir une vision consolidée, régulièrement mise à jour, des risques majeurs et de leur niveau de contrôle.

Le périmètre de contrôle des risques au niveau du Groupe comprend les activités d'EDF (hors RTE qui dispose de sa propre organisation) et celles de ses filiales en France comme à l'étranger.

Le périmètre de gestion des risques couvre ce même périmètre, exception faite des filiales dont elle n'assure pas le contrôle opérationnel (notamment EnBW, Edison et Dalkia).

8.3.1.1 Principes de gestion et de contrôle des risques

Gestion

La gestion des risques est placée sous la responsabilité des directions opérationnelles et fonctionnelles, pour les risques qui relèvent de leur périmètre d'activité.

Contrôle

Le contrôle des risques est assuré par une filière mise en place en toute indépendance des fonctions de gestion des risques. Cette filière assure une approche homogène sur l'ensemble du Groupe en matière d'identification, d'évaluation et de maîtrise des risques.

Elle est organisée en trois niveaux :

- *le niveau opérationnel* (Directions, Divisions, entités opérationnelles spécifiques) a la responsabilité de l'analyse des risques, du contrôle des risques au niveau opérationnel (contrôle dit de 1er niveau), du suivi des plans d'actions et du reporting ;
- *le niveau fonctionnel ou « corporate »* apporte une expertise relative au contrôle des risques de son domaine de compétence (juridique, fiscal, social, informatique, communication, environnement, stratégique, comptable, assurances, régulation, prix, finances ...). Chaque entité exerce ainsi un contrôle dit de 2ème niveau sur les risques de son domaine d'expertise ;
- *le niveau Tête de Groupe* (DCRG) élabore la méthodologie globale d'analyse des risques, anime la filière Contrôle des risques du Groupe et conduit le processus de management des risques. Il garantit la cohérence de la maîtrise des risques principaux pour le Groupe (contrôle dit de 3ème niveau) ainsi que celle des politiques sectorielles de contrôle des risques. Le contrôle corporate des risques marchés énergies est rattaché à la DCRG. Le contrôle corporate des risques financiers fait l'objet d'un lien fonctionnel fort avec la DCRG.

La DCRG s'assure de l'élaboration et de la mise en oeuvre, par l'ensemble des entités du Groupe, des programmes d'actions visant à réduire ou maîtriser les risques relevant de leur responsabilité.

Elle contribue également à la sécurisation du processus d'investissements et d'engagements long terme du Groupe, examinés par le Comité des Engagements et des Participations (investissements cœur de métier, investissements externes, fusions/acquisitions, cessions, contrats long terme ...). En particulier, elle contribue au contrôle systématique de l'analyse des risques effectuée pour chacun des dossiers présentés au Comité, en veillant notamment au respect des principes méthodologiques d'analyse des risques pour les projets développés par le Groupe.

Cartographie des risques

La DCRG consolide et actualise chaque semestre la cartographie des risques majeurs du Groupe à partir des éléments fournis par chaque entité.

Cette cartographie fait l'objet d'une validation par le Comité Exécutif du Groupe, et d'une présentation formelle chaque semestre au Comité d'audit du Conseil d'administration.

RTE

Concernant RTE, la gestion et le contrôle des risques sont organisés aux deux niveaux de management concernés :

- Au niveau national, le Comité de Direction de RTE valide annuellement la cartographie des risques et fait suivre par un responsable national chacun des risques identifiés. La mission Audit de RTE réalise les audits nationaux commandités par le Comité de Direction, à qui elle rapporte ses constats et ses recommandations ;
- Au niveau local, chaque unité et entité fonctionnelle de RTE a la responsabilité de sa propre analyse des risques liés à ses activités, de leur maîtrise par des audits appropriés, et du reporting au niveau national.

8.3.1.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

Les facteurs de risques relatifs aux marchés énergies figurent au paragraphe 8.4.2 ci-dessous.

En lien avec le développement des marchés de l'électricité, du gaz, du charbon, des produits pétroliers et son impact sur les activités du Groupe, EDF a mis en œuvre une politique de gestion et de contrôle de ses risques marchés énergies.

Les entités et filiales, ayant une responsabilité de gestion des risques marchés énergies et sous contrôle opérationnel d'EDF, disposent d'un mandat de gestion de ces risques explicitant le cadre des délégations et soumis à la validation du Comité Exécutif dans le cadre des processus budgétaires.

L'exposition du Groupe est répartie entre :

- les gestionnaires d'actifs de production et/ou de commercialisation, qui dans le cadre de leur activité courante, ont la responsabilité de maîtriser leur exposition aux risques marchés énergies. Le risque marché (prix, volume) est mesuré à l'aide d'un indicateur *Earning at Risk*,
- EDF Trading, qui intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tel que les *futures, forwards, swaps* et options. A ce jour, son engagement sur les marchés est encadré par une limite de VAR (avec un intervalle de confiance de 97,5 % par jour) de 13,5 millions d'euros avec une limite *stop loss* de 30 millions d'euros. En 2004, la VAR a évolué entre 5,1 millions d'euros et 16,8 millions d'euros. Les *stop loss* depuis leur instauration, n'ont jamais été activés. Les expositions d'EDF Trading sont strictement encadrées par un suivi quotidien des limites. Ce contrôle est spécifiquement renforcé par un lien permanent entre le contrôle des risques Groupe et la filiale. De plus, les résultats de marge de trading font l'objet d'un suivi quotidien qui prévoit des procédures d'alerte automatique des membres du conseil d'administration d'EDF Trading en cas de dépassement de limites de pertes (*stop-loss*). Dans le Groupe, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante par EDF Trading (hors RTE, EnBW, Edison et les autres sociétés non contrôlées opérationnellement).

Le tableau ci-dessous présente l'exposition d'EDF Trading sur les marchés énergies au 31 décembre 2004 :

	VALEUR DE MARCHÉ	MOINS D'1 AN	VALEUR NOTIONNELLE ENTRE 1 ET 3 ANS	PLUS DE 3 ANS
	(en milliers d'euros)			
Livraisons physiques				
Electricité (TWh)	73,95	360	91	130
Gaz (Millions de thermies)	79,37	21 526	22 269	6 227
Pétrole (Barils)	0,00	12 056 354	15 240 192	2 227 693
Charbon (Millions de tonnes)	45,61	38 156 293	15 215 000	0,00
CO_2 (Millions de tonnes)	0,00	300 000	0	0
	198,93			
Swaps				
Electricité (TWh)	(5,06)	10	2	0
Gaz (Millions de thermies)	(1,36)	70	20	0
Pétrole (Barils)	(8,00)	75 072 780	39 381 246	0
Charbon (Millions de tonnes)	(43,53)	93 215 365	47 665 000	0,00
CO_2 (Millions de tonnes)	0,02	0	0	0
	(57,93)			
Options				
Electricité (TWh)	9,48	4	7	0
Gaz (Millions de thermies)	14,30	1 924	25	0
Pétrole (Barils)	0,00	4 880 983	1 316 308	0
Charbon (Millions de tonnes)	0,86	145 427	0,00	0,00
CO_2 (Millions de tonnes)	0,00	0	0	0
	24,64			
Contrats à terme				
Electricité (TWh)	0	3	3	0
Gaz (Millions de thermies)	0	67	21	0
Pétrole (Barils)	0	4 232 000	480 000	0
Charbon (Millions de tonnes)	0	6 075 730	4 825 000	0
CO_2 (Millions de tonnes)	0	0	0	0
	0			
Total				
Electricité (TWh)	78,37	378	103	130
Gaz (Millions de thermies)	92,31	23 587	22 336	6 227
Pétrole (Barils)	(8,00)	96 242 117	56 417 746	2 227 693
Charbon (Millions de tonnes)	2,94	137 592 815	67 705 000	0,00
CO_2 (Millions de tonnes)	0,02	300 000	0	0
	165,64			

Organisation

Le dispositif de gestion et contrôle des risques marchés énergies est spécifique compte tenu de ses interactions fortes avec les décisions prises au sein des métiers de production et commercialisation.

Ainsi, le département contrôle des risques marchés énergie, qui assure le contrôle de deuxième niveau, s'appuie sur une filière propre de contrôleurs de premier niveau répartis au sein des entités opérationnelles dont les états financiers pourraient être impactés par les risques marchés énergies.

L'indépendance du contrôle des risques marchés énergies au niveau de chaque entité est garantie par un lien fonctionnel vers le Département Contrôle des Risques Marchés Energies Groupe qui a la responsabilité de :

- présenter au Comité d'audit la politique de risques marchés énergies Groupe et de s'assurer du respect de cette politique dans toutes les entités, notamment à travers la notification des dépassements de limites de risques ;
- consolider au niveau du Groupe les expositions sur les risques marchés énergies, qui font l'objet d'une présentation mensuelle au Comité Exécutif.

Ce dispositif de suivi des risques marchés énergies a été intégré aux revues de performance des entités. Ces processus de contrôle sont régulièrement réévalués et audités.

8.3.1.3 Gestion et contrôle des risques marchés financiers

Le facteur de risque relatif aux marchés financiers figure au paragraphe 8.3.1.3.2 ci-dessous.

8.3.1.3.1 Cadre de gestion financière des risques financiers

EDF a mis en place un cadre de gestion financière qui définit la politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du Groupe (risques de liquidité, de change, de taux d'intérêt et de contrepartie), et applicable aux seules filiales controlées opérationnellement, ce qui exclut notamment RTE, EnBW, Edison et Dalkia. Le risque actions est circonscrit aux actifs dédiés à la couverture des provisions long terme de déconstruction des centrales nucléaires pour laquelle un cadre de gestion ad hoc s'applique. Les principes énoncés font l'objet d'indicateurs de pilotage et de limites permettant d'assurer la maîtrise de ces risques, avec notamment un objectif de limitation de la volatilité des charges financières du Groupe.

La dernière refonte du cadre de gestion financière a eu lieu en décembre 2001, afin d'intégrer notamment la dimension internationale du Groupe et l'anticipation du passage aux normes IFRS. Il est mis à jour périodiquement. Par ailleurs, chaque année, le Comité d'audit et le Conseil d'administration d'EDF vérifient le respect de ce cadre de gestion financière et le font évoluer si nécessaire, en particulier en ce qui concerne les limites et les ratios financiers cibles associés.

Deux indicateurs sont principalement utilisés : l'Earning at Risk (« EAR ») et la Value at Risk (« VAR »).

EDF a également mis en place, d'une part, des scenarii de sensibilité des positions en conditions limites qui permettent de surveiller son exposition aux risques « atypiques » de décalage de marché important et, d'autre part, des stop-loss qui arrêtent le seuil de perte à partir duquel une position doit être clôturée.

8.3.1.3.2 Organisation du contrôle des risques financiers

Le développement international récent du Groupe a conduit à la mise en place début 2002 d'une structure dédiée — le Département Contrôle des Risques Financiers (« DCRF ») — en charge de la maîtrise des risques financiers au niveau du Groupe par l'élaboration d'une politique et de principes et par le contrôle de leur bonne application. Cette structure a également pour mission d'effectuer un contrôle de second niveau (méthodologie et organisation) sur les entités et les filiales du Groupe contrôlées opérationnellement ainsi qu'un contrôle opérationnel des activités de financement de la tête du Groupe. Rattaché à la Direction Corporate Finance Trésorerie (DCFT) de la Direction Financière, le DCRF fait l'objet d'un lien fonctionnel fort avec la DCRG, en vue de garantir l'indépendance entre la structure de contrôle de ces risques et les activités de gestion des risques qui font l'objet de ce contrôle.

Concernant les activités de la salle des marchés d'EDF, des rapports de suivi quotidien des indicateurs de risque sont communiqués par le DCRF au directeur Trésorier du Groupe, au chef de la salle des marchés et au responsable du DCRF. Ces mêmes acteurs sont immédiatement informés pour action en cas de dépassement de limites. Un point hebdomadaire est fait par le DCRF au Comité de Coordination Opérationnelle de la DCFT. Le Comité Stratégique de la DCFT vérifie périodiquement le respect des limites et statue sur les modifications de limites spécifiques nécessaires.

Par ailleurs, des audits internes réguliers s'assurent de la mise en place effective des contrôles.

8.3.1.3.3 Risque de liquidité

Le Groupe EDF vise à disposer à tout moment des ressources financières suffisantes pour financer l'activité courante et les investissements nécessaires à son développement futur et également pour faire face à tout événement exceptionnel. La gestion de la liquidité a pour objectif de rechercher des ressources au meilleur coût et de s'assurer de leur obtention à tout instant. Ces éléments sont exposés au paragraphe 5.3.4.1 du Chapitre 5.

EDF a mis en place un suivi régulier du risque de liquidité du Groupe, intégré au cycle de gestion, incluant des scénarii de stress. Par ailleurs, le Comité de Coordination Opérationnelle effectue une revue hebdomadaire des besoins de liquidité afin d'identifier d'éventuelles besoins de trésorerie.

8.3.1.3.4 Risque de change

Du fait de la diversification de ses activités et son implantation géographique, le Groupe EDF est exposé aux risques de fluctuation des parités de change qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion des postes de bilan, les charges financières du Groupe, les fonds propres et les résultats.

De manière générale, les flux de trésorerie d'exploitation de la maison-mère et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale à l'exception des flux liés aux achats de combustibles principalement libellés en dollars et de certains flux liés à des achats de matériel pour des montants moindres cependant.

Les dettes libellées en devises étrangères de la maison mère viennent en adossement de ses actifs industriels (filiales et participations) soumis au risque de change ce qui permet de limiter les écarts de conversion.

Pour chacun de ces cas, des limites opérationnelles en VAR sont définies.

Ces éléments sont exposés au paragraphe 5.3.4.2 du Chapitre 5.

8.3.1.3.5 Risque actions sur portefeuille d'actifs dédiés

EDF est exposé au risque sur actions sur les titres détenus dans le cadre des actifs dédiés constitués pour couvrir le coût des engagements de long terme liés au nucléaire (voir paragraphe 5.1.1.2.8 ci-dessus).

Ce risque est exposé au paragraphe 5.3.4.4 du Chapitre 5.

8.3.1.3.6 Risque de taux d'intérêt

L'exposition du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux natures de risques : un risque d'évolution de la valeur des actifs et passifs financiers à taux fixe et un risque d'évolution des flux liés aux actifs et passifs financiers à taux variable.

Afin de limiter son exposition au risque de taux, le Groupe, dans le cadre de sa politique générale, fixe des principes avec pour objectif de limiter le risque de variation de la valeur des actifs placés ou l'augmentation possible des charges financières au moyen des indicateurs de VAR et EAR.

Ces éléments sont exposés au paragraphe 5.3.4.3 du Chapitre 5.

8.3.1.3.7 Risque de contrepartie

Le risque de contrepartie se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le Groupe EDF sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles. Ces pertes peuvent être de natures diverses : la faillite d'une des contreparties peut conduire le Groupe à constater des factures impayées (risque de règlement), à perdre des contrats dégageant des bénéfices (coût d'opportunité), à subir un surcoût pour remplacer les contrats non honorés (coût de remplacement), à devoir payer des pénalités à des tiers si la défaillance d'une des contreparties entraînait par ricochet l'incapacité du Groupe à honorer ses propres obligations, etc.

Les entités du Groupe ayant une activité importante sur les marchés énergies ou financiers (EDF, EDF Energy, EDF Trading et EnBW) ont mis en place une méthodologie d'attribution de limites pour chaque contrepartie selon plusieurs critères (notations des agences de rating, endettement, capacité d'autofinancement, actifs, fonds propres) et en tenant compte de l'échéance et de la nature des transactions. Un suivi régulier de la consommation des limites par contrepartie est réalisé au niveau de l'entité et le Groupe s'organise pour assurer une veille active sur ses contreparties majeures pour produire et tenir à jour l'exposition consolidée du Groupe au risque de contrepartie et se doter des règles et procédures de gestion des expositions consolidées au risque de contrepartie.

Le Conseil d'administration a validé en juin 2004 le nouveau cadre de gestion du risque de contrepartie du Groupe applicable à ses filiales contrôlées opérationnellement. Ce nouveau cadre prévoit l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie, les procédures et les circuits de remontée de l'information. Trois grands principes sont au cœur de ce cadre : (i) la réactivité de l'organisation, (ii) l'indépendance des fonctions de contrôle des risques par rapport aux activités qui génèrent les risques et (iii) la responsabilisation des entités sur leurs expositions. Il prévoit également une limite pour le Groupe qui s'appliquera à chaque contrepartie. Cette limite combine la perte potentielle en cas de défaillance de la contrepartie et le risque de défaillance de cette dernière fonction de sa qualité de crédit, appréciée au travers de son rating, et de l'horizon des engagements considérés.

8.3.2 GESTION DES RISQUES INDUSTRIELS ET ENVIRONNEMENTAUX

8.3.2.1 Gestion du risque sûreté nucléaire par le Groupe

Les facteurs de risques relatifs à la sûreté nucléaire figurent au paragraphe 8.4.3 ci-dessous.

Comme tout exploitant, le Groupe assume la responsabilité de la sûreté nucléaire de ses ouvrages. La sûreté nucléaire regroupe l'ensemble des dispositions techniques, organisationnelles et humaines qui sont destinées à prévenir les risques d'accidents et à en limiter les effets, et qui sont mises en œuvre à toutes les étapes de la vie d'une centrale nucléaire (de la conception, à l'exploitation jusqu'à la déconstruction). Le paragraphe 5.1.1.2.2 ci-dessus « Environnement, Sûreté, radioprotection » décrit l'ensemble du dispositif mis en place pour prévenir les risques d'accidents dans des installations nucléaires et pour en limiter les effets : démarche sûreté, contrôles permanents internes et externes. Il décrit aussi les moyens mis en oeuvre qui ont permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants.

La réalisation du parc nucléaire français a conduit à la mise en place d'une démarche de sûreté qui prend en compte, dès la conception, les risques qui pourraient survenir en cours d'exploitation des centrales, qu'ils soient liés au fonctionnement propre des installations ou à des agressions internes et externes. Cette démarche s'appuie notamment sur l'application de règles d'exploitation strictes, et sur des compétences intégrées au Groupe (ingénierie nucléaire, R&D) permettant une anticipation de la résolution de défaillances, une évaluation des matériels de manière continue, réévaluation des marges de sûreté, une veille technologique et la mise en oeuvre de techniques nouvelles plus performantes.

Le maintien et l'amélioration du niveau de sûreté reposent également sur le concept de défense en profondeur, qui prévoit le traitement systématique du risque de défaillances techniques, organisationnelles et humaines en interposant des lignes de défense successives et indépendantes au niveau des installations, process et organisation.

La qualité et la sûreté de l'exploitation du parc nucléaire d'EDF font l'objet de multiples contrôles internes (notamment assurés par l'Inspecteur Général de la Sûreté Nucléaire, directement rattaché au Président d'EDF) mais aussi externes, notamment assurés par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), placée sous la responsabilité conjointe des Ministères de l'Industrie, de l'Environnement et du Développement Durable, et de la Santé. Les centrales nucléaires doivent se conformer à un référentiel dont les objectifs sont fixées par l'ASN, qui en assure le contrôle.

L'organisation de crise prévue en cas de situation accidentelle est régulièrement évaluée au travers d'exercices de simulation d'accidents. Chaque année, une centaine d'exercices sont organisés pour l'ensemble du parc nucléaire français. Dix environ sont d'une ampleur nationale.

Le régime de responsabilité applicable aux exploitants européens et les assurances associées sont décrits au paragraphe 7.10.3 ci-dessus.

8.3.2.2 Gestion du risque de sûreté hydraulique

Les facteurs de risques relatifs à la sûreté hydraulique figure au paragraphe 8.4.2 ci-dessous.

En vertu des contrats de concession ou d'autorisations administratives, le Groupe exploite des ouvrages hydroélectriques. En tant qu'exploitant, il est responsable de leur niveau de sûreté.

Les principaux risques liés à ces ouvrages ou à leur exploitation sont le risque de rupture du barrage, les risques liés à la gestion des ouvrages en période de crue et les risques liés aux variations de débit ou de niveau du fait de l'exploitation des aménagements.

Pour améliorer la gestion de ces risques, EDF a lancé en 1995, sur ses ouvrages en France et dans les DOM, une démarche de mise sous assurance qualité des trois activités stratégiques en matière de sûreté hydraulique (décrite au paragraphe 5.1.1.3.2 ci-dessus) : la surveillance des barrages, la gestion des ouvrages en période de crue, la maîtrise des variations de débit. Cette démarche a abouti fin 2003 à la certification ISO 9001 de ces trois activités dans chacun des Groupes d'Exploitation Hydraulique. Ces certifications constituent la base d'une démarche de progrès continu dans la maîtrise de la sûreté hydraulique. A ce titre, la volonté d'EDF est d'obtenir chaque année leur renouvellement par les organismes de certification, ce qui a été le cas pour 2004 et 2005. Par ailleurs, la détection, l'analyse des incidents éventuels, la mise en œuvre des actions correctives et préventives, le retour d'expérience et le partage d'expérience constituent la base du processus d'amélioration du niveau de sûreté des installations. Les actions de sensibilisation et d'information auprès du public sur les dangers présentés par les aménagements hydroélectriques, engagées en 1996, sont renouvelées et amplifiées chaque année.

La rupture d'un barrage de retenue pourrait avoir des conséquences graves sur les personnes et les biens situés en aval. La prévention du risque majeur que représente la rupture d'un barrage par la surveillance et la maintenance des ouvrages est assurée sous le contrôle des DRIRE (Directions Régionales de l'Industrie et de l'Environnement). Les 68 plus grands barrages font l'objet d'un plan particulier d'intervention mis en oeuvre sous l'autorité du préfet, dans le cadre de la loi sur les risques majeurs.

A ce titre, le Groupe a souscrit un programme d'assurance responsabilité civile générale (voir paragraphe 7.10.1 ci-dessus).

8.3.2.3 Gestion des risques liés aux installations de transport et de distribution du Groupe

Les facteurs de risques relatifs aux installations de transport et de distribution du Groupe figurent au paragraphe 8.4.1 ci-dessous.

En ce qui concerne les ouvrages de transport et de distribution, les investissements réalisés prennent en compte la sécurité des biens et des personnes (voir paragraphes 5.2.1.2.2. et 5.2.2.1 ci-dessus).

Par ailleurs :

- Vis-à-vis des tiers, une campagne annuelle de communication a lieu avec les associations de pêcheurs, de chasseurs et les syndicats agricoles pour rappeler les dangers de manipulation d'outils à proximité des lignes.
- Vis-à-vis des exploitants, les interventions sont soumises à des habilitations, lesquelles supposent, en amont, un contrôle de connaissances, complété de visites de chantiers réalisées par la hiérarchie et l'expert prévention de l'unité concernée.

A ce titre, EDF a conclu un programme d'assurance responsabilité civile générale (voir paragraphe 7.10.1 ci-dessus).

8.3.2.4 Gestion des risques liés aux accidents industriels ou aux impacts environnementaux et sanitaires du Groupe

Les activités du Groupe peuvent être à l'origine d'accidents industriels ou d'importants impacts environnementaux et sanitaires.

Par ailleurs, le Groupe doit respecter des règles de plus en plus contraignantes en matière environnementale et en matière de santé publique.

Les facteurs de risques correspondants figurent aux paragraphes 8.4.2 et 8.4.3 ci-dessous.

Ainsi que le précise le paragraphe 7.3.2 ci-dessus, le Groupe s'est doté depuis 1996 d'une politique environnementale, régulièrement mise à jour. Cette politique intègre notamment l'évolution des grands dossiers environnementaux tels que le changement climatique, la biodiversité, etc.

La mise en oeuvre opérationnelle de cette politique est assurée par le Système de Management Environnemental déployé au sein de l'ensemble des entités du Groupe ayant une influence directe ou indirecte sur les impacts environnementaux. La mise en place de ce Système de Management Environnemental permet de garantir un meilleur contrôle de l'application de la réglementation et d'anticiper les évolutions réglementaires. Ce système a été certifié ISO 14001 en avril 2002 (voir le paragraphe 7.3.2 ci-dessus). En ce qui concerne les accidents industriels, la norme ISO 14001 implique la mise en oeuvre d'un ensemble contrôlé d'actions planifiées et systématiques, en particulier pour ce qui concerne la prévention des risques majeurs et la gestion de la sécurité. A ce titre, le Groupe a souscrit un programme d'assurance responsabilité générale (voir paragraphe 7.10.1 ci-dessus).

Chaque année, des audits de suivi se déroulent sur les entités formant le périmètre de certification. En 2005, le premier audit de renouvellement du certificat ISO 14 001 est en cours, après un premier cycle de trois années de certification du Groupe.

8.4 Facteurs de risques

Le Groupe exerce son activité dans un environnement en forte évolution induisant de nombreux risques, dont certains échappent à son contrôle, et qui s'ajoutent aux risques inhérents à l'exercice de ses métiers. Le Groupe a présenté ci-dessous les risques significatifs auxquels il estime être exposé. D'autres, dont il n'a pas actuellement connaissance ou qu'il considère comme non significatifs à ce jour pourraient également avoir une incidence négative sur son activité et/ou ses résultats.

8.4.1 RISQUES LIÉS À L'OUVERTURE DES MARCHÉS EUROPÉENS DE L'ÉNERGIE

Le Groupe doit faire face à une concurrence accrue sur les marchés européens de l'énergie, en particulier sur le marché français de la fourniture d'électricité qui est son principal marché.

En France

Du fait de la libéralisation du marché français de l'électricité, EDF doit faire face à la concurrence d'autres fournisseurs. Tous les clients d'EDF autres que les particuliers ont la faculté de choisir leur fournisseur d'électricité et peuvent en conséquence s'adresser à un de ses concurrents. En juillet 2007, le marché de l'électricité sera totalement ouvert à la concurrence (voir paragraphe « Commercialisation » ci-dessus). Pour la vente d'électricité aux clients éligibles, EDF est déjà et sera à l'avenir davantage confrontée à la concurrence. Même si EDF se prépare pour faire face à cette concurrence, EDF a perdu des parts de marché pour les clients déjà éligibles et s'attend à en perdre d'autres au fur et à mesure du développement de la concurrence et de l'extension, à partir de juillet 2007, de la base des clients éligibles aux clients particuliers. La diminution des parts de marché d'EDF aura, à consommation et prix constants, un impact négatif sur le chiffre d'affaires du Groupe. Enfin, pour atteindre ses objectifs, EDF pourrait être amenée à augmenter ses dépenses de commercialisation ou à réduire ses marges (notamment en cas de concurrence sur les prix), ce qui aurait un impact négatif sur sa profitabilité.

Hors de France

Au travers de ses différentes filiales en Europe, le Groupe est confronté à des situations concurrentielles différentes :

- au Royaume-Uni, marché totalement ouvert depuis les années 90 et très compétitif ;
- en Allemagne, marché également totalement ouvert, mais la disparité et le niveau élevé des tarifs de distribution et de transport freinent le développement d'une véritable concurrence ;
- en Italie, le degré d'ouverture du marché est comparable à celui de la France, mais Edison occupe une position de challenger de l'opérateur historique (Enel) ;
- dans le reste de l'Europe, et en particulier en Europe centrale et orientale, le rythme de l'ouverture va s'accélérer pour les nouveaux membres de l'Union européenne.

Dans certains pays, ou dans certaines régions au sein d'un pays, le Groupe doit mener une stratégie de défense de ses parts de marchés, comme en France. Dans d'autres, au contraire, il doit mener une stratégie offensive de conquête de parts de marché. Le type de concurrence auquel le Groupe doit faire face dans ces différents pays, l'évolution de cette concurrence, et son effet sur les activités et les résultats du Groupe sont donc variables d'un pays à l'autre. Ils dépendent du degré d'ouverture réglementaire du pays concerné, mais aussi de nombreux autres facteurs sur lesquels le Groupe n'a pas non plus de contrôle.

Dans ce contexte, et même si le Groupe estime que le marché européen de l'électricité présente des opportunités, le Groupe pourrait ne pas être en mesure de défendre ses parts de marché ou de gagner les parts de marché escomptées ou encore pourrait voir diminuer sa marge, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités, sa stratégie et ses résultats financiers.

Les activités du Groupe relèvent d'un cadre réglementaire récent qui pourrait évoluer dans le futur et devenir plus contraignant.

Les activités du Groupe, en France et à l'étranger, sont soumises à de nombreuses réglementations (voir paragraphe 7.11 ci-dessus). Par ailleurs, et même au sein de l'Union européenne où les directives ne font que fixer le cadre général, le régime réglementaire peut varier d'un pays à l'autre.

Ce cadre réglementaire, qui organise la libéralisation du secteur de l'énergie, est relativement récent et n'apporte pas nécessairement toutes les solutions aux difficultés que soulève l'ouverture des marchés. Il est donc susceptible d'évolutions futures qui pourraient être favorables ou défavorables au Groupe. Par exemple, ces évolutions futures du cadre réglementaire pourraient entraîner des coûts supplémentaires, ne pas être en adéquation avec le modèle de développement du Groupe ou modifier le contexte concurrentiel dans lequel le Groupe devrait opérer.

Risques liés au fait que le Groupe restera, sans doute pour les prochaines années, l'acteur le plus important du marché français de l'électricité.

Bien qu'amené à enregistrer une baisse de ses parts de marché en France, EDF restera sans doute, pour les années à venir, l'acteur le plus important du marché français de l'électricité, notamment dans la production et la fourniture. Les activités de transport et de distribution (assurées par le RTE ou par EDF) doivent être menées dans un cadre garantissant leur indépendance par rapport aux activités de production et de commercialisation de manière à permettre à tous les utilisateurs un accès non-discriminatoire.

EDF entend se conformer strictement aux règles applicables en termes de concurrence et de non-discrimination.

Ceci étant, des concurrents pourraient engager des contentieux au titre du non-respect de ces règles, litiges qui pourraient être tranchés dans un sens contraire aux intérêts du Groupe.

Par ailleurs, indépendamment de toute action contentieuse, les autorités compétentes pourraient prendre des décisions contraires aux intérêts ou au modèle d'opérateur intégré et équilibré du Groupe, notamment en lui imposant de céder tout ou une partie importante de ses actifs de production, de transport ou de distribution.

Enfin, des Etats européens pourraient arguer d'une ouverture qu'ils considèreraient comme insuffisante du marché français pour prendre des mesures visant à freiner le développement du Groupe sur leur territoire.

Ceci pourrait avoir des conséquencs négatives significatives sur le modèle, les activités et les résultats financiers du Groupe.

Les lois et les règlements qui exigent que les activités de transport et de distribution soient gérées de manière indépendante limitent le contrôle sur ces activités.

Conformément aux lois et règlements en vigueur, EDF a mis en place une gestion indépendante de ses réseaux de transport et de distribution par rapport aux activités de production et de vente. Par ailleurs, la filialisation du RTE est en cours. EDF pourrait être affectée par la perte de contrôle de certaines décisions opérationnelles pouvant avoir un impact sur les coûts de fonctionnement, qui constituent des éléments importants de la rentabilité des activités de transport et de distribution en France. Parallèlement, EDF continuera à supporter les risques liés à l'exploitation des activités de transport et de distribution, aux responsabilités éventuelles vis-à-vis des tiers et aux éléments pouvant affecter des actifs de transport et de distribution.

Il pourrait en être de même dans des pays où le Groupe est propriétaire ou gère des réseaux de transport ou de distribution et où il est soumis aux mêmes types de contraintes réglementaires.

8.4.2 RISQUES LIÉS AUX ACTIVITÉS DU GROUPE

Le Groupe exploite des installations pouvant porter atteinte de manière significative à l'environnement naturel ou humain ou pour lesquelles des accidents ou des agressions externes pourraient avoir des conséquences graves.

Les risques spécifiques aux installations nucléaires font l'objet d'un développement particulier au paragraphe 8.4.3 ci-dessous.

En ce qui concerne les installations hydrauliques, même s'il n'en est pas propriétaire mais concessionnaire, le Groupe est responsable en tant qu'exploitant de la sûreté de l'ensemble de ses ouvrages. Les principaux risques liés aux aménagements hydrauliques et à leur exploitation sont les suivants : le risque de rupture du barrage, les risques liés à la gestion des ouvrages en période de crue, le risque lié aux variations de débit ou de niveau du fait de l'exploitation des aménagements. A ces risques s'ajoutent ceux liés à des agressions ou actes de malveillance de toute nature.

Le Groupe met en œuvre, lors de la construction des ouvrages hydroélectriques, et au cours de leur exploitation, et notamment avec la collaboration des pouvoirs publics, toutes les mesures nécessaires de prévention et de sécurité (voir les paragraphes 5.1.1.3.2 et 8.3.2.2 ci-dessus). Toutefois, le Groupe ne peut pas garantir que de tels évènements ne se produiront pas ou que les mesures prises seront suffisantes, en particulier pour faire face à des évènements externes (crues, imprudence de tiers).

En ce qui concerne les installations de transport et de distribution d'électricité, les personnes travaillant sur ce type d'ouvrages ou se trouvant à proximité, peuvent s'exposer, en cas d'accident, d'erreur ou d'imprudence, au risque d'électrocution. Là encore, le Groupe met en place les mesures nécessaires de prévention et de sécurité (voir paragraphe 8.3.2.3 ci-dessus). Ceci étant, le Groupe ne peut garantir que ces mesures s'avèreront suffisantes.

En France comme à l'étranger, des interrogations sont exprimées au sujet de l'éventualité de risques pour la santé humaine dus à l'exposition à des champs électromagnétiques (CEM) provenant notamment des lignes électriques exploitées par le Groupe. Sur la base de nombreuses expertises réalisées ces vingt dernières années, de nombreuses instances sanitaires internationales (l'Organisation Mondiale de la Santé (OMS) dont le Centre International de Recherche sur le Cancer (CIRC), l'Académie des Sciences américaine, l'Institut américain pour la santé et l'Environnement (NIEHS), le Bureau National de Radioprotection anglais (NRPB), ...) considèrent, en l'état des connaissances actuelles, que l'existence de dangers pour la santé liés à l'exposition aux CEM n'est pas démontrée. La Commission européenne, par précaution, a établi des recommandations relatives à l'exposition du public et des travailleurs aux champs électromagnétiques, recommandations respectées par le Groupe. Les risques potentiels ou perçus par le public ou tout élément venant à démontrer l'existence de risques pour la santé, pourraient conduire à la mise en place d'une réglementation imposant l'adoption de mesures de sécurité plus contraignantes pour l'exploitation ou la construction du réseau public de transport et de distribution.

Enfin, plus généralement, le Groupe exploite des installations industrielles (dont des centrales thermiques à flamme), qui dans le cadre de leur fonctionnement courant peuvent être à l'origine d'accidents industriels ou d'impacts environnementaux et sanitaires (rejets insuffisamment contrôlés, fuites dans les câbles électriques isolés avec de l'huile sous pression, défaillance des installations de dépollution, légionelles, amiante, etc.). En particulier, dans certaines installations, des quantités importantes de produits dangereux (notamment explosifs ou inflammables, tels que le gaz et le fioul), sont entreposées. Ces installations peuvent être situées dans des zones industrielles où sont menées d'autres activités présentant le même type de risques.

Le Groupe met en œuvre toutes les mesures nécessaires à la fois de prévention et de réparation éventuelle (voir paragraphe 8.3.2.3 ci-dessus) pour tout accident industriel ou toute atteinte à l'environnement des ouvrages qu'il exploite. Ces mesures sont destinées en particulier à protéger le Groupe à la fois d'un risque d'explosion ou d'incendie survenant dans ses propres installations, mais aussi contre les effets d'un tel accident survenant dans une installation voisine.

Toutefois, le Groupe ne peut garantir que ces mesures s'avèreront efficaces.

Un accident du type de ceux décrits dans les paragraphes ci-dessus aurait des conséquences graves sur les personnes et les biens et la responsabilité du Groupe pourrait être engagée. Les couvertures au titre des assurances responsabilité civile et dommages souscrites par le Groupe (voir paragraphe 7.10 ci-dessus) pourraient s'avérer significativement insuffisantes. En outre le Groupe ne peut garantir qu'il arrivera toujours à maintenir un niveau de couverture au moins égal au niveau de couverture existant et à un coût qui ne soit pas plus élevé.

Par ailleurs, ces accidents pourraient entraîner l'arrêt de l'exploitation de l'installation concernée et, potentiellement, de l'exploitation d'installations similaires dont on pourrait considérer qu'elles présentent potentiellement les mêmes risques.

D'autre part, les installations exploitées par le Groupe pourraient constituer des objectifs pour des agressions externes ou des actes de malveillance de toute nature. Outre les dispositifs de sécurité prévus à la conception des ouvrages et des sites et les dispositifs de protection (contre les intrusions par exemple) mis en place par le Groupe, les mesures de sécurité ont été renforcées à la suite des attentats du 11 septembre 2001 en liaison avec les pouvoirs publics. Néanmoins, comme

pour toutes les mesures de sécurité destinées à se protéger contre une menace externe, le Groupe ne peut garantir qu'elles s'avèreront suffisantes.

Une agression ou un acte de malveillance commis sur ces installations pourrait avoir des conséquences similaires à celles de l'un des accidents décrits ci-dessus : (i) dommages aux personnes et aux biens, (ii) responsabilité du Groupe recherchée sur le fondement de mesures jugées insuffisantes, (iii) interruption de l'exploitation.

L'un quelconque de ces événements pourrait avoir des conséquences négatives significatives sur les activités, les résultats et la situation financière du Groupe.

Une partie importante des revenus du Groupe provient d'activités soumises à des tarifs réglementés dont le niveau pourrait avoir un impact sur les résultats du Groupe.

En France, une partie des revenus d'EDF dépend de tarifs réglementés fixés par décret, sur proposition ou après avis de la CRE (tarif intégré et TURP — voir paragraphes 5.1.2.2.1 et 5.2.4 ci-dessus). Ce mode de fixation des tarifs par des autorités de régulation se retrouve dans la majorité des autres pays où le Groupe est présent : notamment en Grande-Bretagne, Allemagne, Argentine, Brésil, Hongrie et Slovaquie.

Ces tarifs font l'objet de négociations régulières entre les opérateurs et les autorités compétentes. Les autorités publiques et le régulateur peuvent décider de limiter, voire bloquer les hausses de tarif, à qualité de service équivalente. Ainsi en Argentine et au Brésil, ces tarifs ont été gelés à la suite de la crise économique qu'ont connue ces deux pays (voir paragraphes 6.2.1 et 6.2.2 ci-dessus).

En France, ces négociations sont en cours pour fixer le niveau du TURP. Ce tarif doit désormais prendre en compte la réforme du financement du régime de retraite des IEG : pour les activités régulées une partie des charges de retraites, jusqu'ici couvertes par le tarif, seront financées à l'avenir par une contribution tarifaire sur l'acheminement distincte du tarif proprement dit (voir paragraphe 7.5.7 ci-dessus).

Même si les tarifs réglementés peuvent évoluer de manière favorable pour le Groupe, celui-ci ne peut garantir que les tarifs réglementés seront toujours fixés à un niveau qui lui permette d'améliorer ou de conserver ses marges de rentabilité et ses taux de retour sur investissements ou à un niveau qui soit compatible avec une ouverture effective des marchés. Ceci pourrait avoir un impact négatif significatif sur les activités et les résultats financiers du Groupe.

Le Groupe est chargé de certaines obligations de service public, en tout ou partie rémunérées par des mécanismes qui n'assurent pas nécessairement une compensation complète des surcoûts encourus par le Groupe, ou qui pourraient être remis en cause.

Le Groupe constate qu'à ce jour la CSPE ne couvre pas l'ensemble des charges supportées par EDF au titre de ses missions de service public (voir paragraphes 7.3.3 et 7.11.2.1 ci-dessus). Des négociations sont en cours à ce sujet. Par ailleurs, EDF renégocie actuellement avec l'Etat son contrat de service public, qui est amené à couvrir d'autres missions et engagements de service public de l'entreprise, ainsi que leur rémunération (voir paragraphe 7.3.3 ci-dessus). Le Groupe ne peut pas garantir que ces négociations aboutiront de manière favorable et qu'il ne soit pas amené à devoir assurer d'autres missions de service public en étant insuffisamment rémunéré. Le Groupe ne peut pas non plus assurer que ces mécanismes pourront être modifiés, en France ou dans les autres pays ou la situation serait similaire, dans un sens permettant une rémunération complète des surcoûts encourus. Il ne peut pas non plus garantir que ces mécanismes de compensation ne seront jamais remis en cause.

Si l'un de ces évènements devait se produire, il pourrait avoir un impact négatif sur l'activité du Groupe et ses résultats.

Les activités du Groupe nécessitent de nombreuses autorisations administratives qui peuvent être difficiles à obtenir ou dont les conditions d'obtention peuvent faire l'objet d'un durcissement significatif ; certaines font l'objet d'une fiscalité particulière.

La conduite et le développement des activités industrielles du Groupe, production, transport, distribution, sont sujets à de nombreuses autorisations administratives, tant au niveau local que national, et en France comme à l'étranger. Les procédures d'obtention et de renouvellement de ces autorisations peuvent être longues et complexes. L'obtention effective de ces autorisations n'est pas systématique et les conditions qui y sont attachées ne sont pas toujours prévisibles. Le Groupe EDF pourrait donc avoir à dépenser des sommes significatives pour se conformer aux exigences liées à l'obtention ou au renouvellement de ces autorisations (par exemple les coûts de montage des dossiers d'autorisation, investissements liés à la mise en place d'équipements demandés avant délivrance de l'autorisation). Il pourrait aussi voir son activité industrielle pénalisée à cette occasion. Des délais, des coûts trop importants ou l'interruption de son activité industrielle due à son incapacité à obtenir, maintenir ou obtenir le renouvellement des autorisations, pourraient avoir un impact négatif sur les activités et la profitabilité du Groupe. Par ailleurs, le Groupe peut avoir investi des ressources sans obtenir les permis et autorisations nécessaires et devoir ainsi renoncer ou se retirer d'un projet, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur son activité ou son développement.

Certaines activités du Groupe, par exemple la production nucléaire et hydraulique en France, sont soumises à une fiscalité particulière, qui pourrait s'alourdir. Ceci aurait un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe.

Le Groupe exerce parfois ses activités de production, de transport ou de distribution dans le cadre d'octroi de concessions de droit public et n'est pas toujours propriétaire des actifs qu'il exploite.

Le Groupe n'est pas toujours propriétaire des actifs qu'il utilise pour ses activités et, dans ce cas, opère fréquemment sous le régime de la concession de droit public.

Ainsi, en France, EDF n'est pas propriétaire des réseaux de distribution mais elle les exploite dans le cadre de contrats de concession passés avec les collectivités locales (voir paragraphe 5.2.2.2 ci-dessus). Il résulte de la loi du 8 avril 1946 et de la loi du 10 février 2000 que seule EDF peut être désignée comme gestionnaire de leur réseau de distribution par les collectivités locales, à l'exception des réseaux exploités sous le régime des ELD. Ainsi, lors du renouvellement du contrat de concession, EDF ne peut pas être mise en concurrence avec d'autres acteurs. Mais le Groupe ne peut garantir qu'une modification législative modifiant ces dispositions ne sera jamais adoptée.

En France, RTE est gestionnaire du réseau public de transport en application d'un cahier des charges type de concession approuvé par décret en Conseil d'Etat, en cours d'élaboration (voir paragraphe 7.11.1.2.). Le Groupe ne peut garantir que ce cahier des charges ne contiendra pas des obligations plus contraignantes pour le RTE, notamment de nature financière, que celles actuellement applicables.

Les ouvrages de production hydraulique de 4,5 MW et plus sont également exploités dans le cadre de concessions accordées par l'Etat. Le renouvellement de chacune de ces concessions doit dorénavant faire l'objet d'une mise en concurrence et le concessionnaire sortant ne bénéficie en l'état de la réglementation en vigueur d'aucune indemnisation (voir paragraphe 5.2.2.2 ci-dessus). Le Groupe EDF ne peut garantir qu'il obtiendra le renouvellement en sa faveur de chacune des concessions qu'il exploite actuellement, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur ses activités et ses résultats financiers.

Le Groupe exerce ses activités également dans le cadre de concessions de distribution ou de production d'électricité dans d'autres pays où il est présent (notamment Royaume-Uni, Allemagne, Argentine et Brésil). En fonction du contexte propre à chaque pays, ces concessions pourraient ne pas être maintenues ou renouvelées en sa faveur, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités et ses résultats financiers.

Le Groupe doit respecter des règles de plus en plus contraignantes en matière environnementale et sanitaire, qui sont des sources de coûts et peuvent engager la responsabilité du Groupe.

Les activités du Groupe sont soumises à des règles en matière de protection de l'environnement et de santé publique de plus en plus nombreuses et contraignantes. Ces règles concernent les activités industrielles du Groupe — production, transport et distribution d'énergie ainsi que les activités de commercialisation d'énergie et de fourniture de services énergétiques, qui doivent par exemple intégrer dans leurs offres la notion de maîtrise de la demande d'énergie (pour une description des réglementations en matière d'environnement et d'hygiène et de sécurité applicables au Groupe, et des réglementations futures susceptibles d'avoir un impact sur ses activités, voir paragraphe 7.11.5 ci-dessus).

En France, la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique votée par l'Assemblée Nationale et le Sénat le 23 juin 2005, qui fait actuellement l'objet d'un recours devant le Conseil Constitutionnel (voir paragraphe 7.11.5.5 ci-dessus), contient certaines dispositions en matière d'économie d'énergie. L'objectif est en effet de diminuer l'intensité énergétique finale de 2 % par an en moyenne d'ici 2015. Afin d'atteindre cet objectif, il est prévu d'imposer aux fournisseurs d'électricité, de gaz et de fioul domestique, soit de promouvoir des économies d'énergie chez leurs clients, soit d'acquérir des certificats d'économie d'énergie (les « certificats blancs »), soit de payer des pénalités. C'est notamment dans ce cadre qu'EDF entend développer son offre de services de maîtrise de l'énergie. Concernant les certificats blancs, il est prévu d'instituer un mécanisme de marché de certificats d'économies d'énergie qui pourrait notamment conduire le Groupe à devoir acquérir de tels certificats si les économies d'énergie sont insuffisantes. La loi votée le 23 juin 2005 prévoit la prise en compte dans les évolutions tarifaires des coûts liés à l'accomplissement des obligations s'attachant aux ventes à des clients qui bénéficient de tarifs de vente d'énergie réglementés. Cette prise en compte ne peut donner lieu à subventions croisées entre les clients éligibles et les clients non éligibles.

Toutefois, la mise en œuvre de cette loi présente encore des incertitudes et pourrait avoir un impact financier négatif pour le Groupe.

Des investissements importants pourraient en outre être nécessaires pour le Groupe afin de se conformer à la mise en œuvre de la directive européenne établissant un système d'échange de Quotas de Gaz à Effet de Serre (« GES »). Des réglementations transposant la directive GES ont été adoptées ou sont en cours d'élaboration dans les pays européens. L'attribution de quotas de GES au Groupe, le dépassement par ce dernier des quotas d'émissions de CO_2 qui lui sont attribués et l'achat éventuel de quotas supplémentaires pourrait entraîner des dépenses supplémentaires importantes non prévues par le Groupe. Le risque concerne plus particulièrement les filiales et participations européennes d'EDF hors de France pour la période 2005-2007, et l'ensemble des actifs du Groupe en Europe à partir de 2008 en raison des incertitudes liées à l'évolution de ces réglementations à compter de cette date. En outre, les différences entre les réglementations adoptées par les différents pays d'Europe pour l'allocation de quotas de GES pourraient engendrer des distorsions de concurrence au détriment du Groupe.

Par ailleurs, le projet de loi sur l'eau et les milieux aquatiques est en cours de discussion devant le Parlement. En fonction de sa rédaction définitive, cette loi pourrait avoir un impact financier négatif pour EDF (voir paragraphe 5.1.1.3.4 ci-dessus).

D'autres réglementations actuelles et futures dans le domaine de l'environnement et de la santé pourraient également avoir un impact financier significatif pour le Groupe.

La responsabilité du Groupe pourrait se trouver engagée, même s'il n'a commis aucune faute ou violation des règles applicables, ou en réparation de violations, dommages ou préjudices causés par des entités qui ne faisaient pas alors partie du Groupe EDF et dont le Groupe aurait ensuite repris les installations.

Les règles actuelles, et leurs évolutions à venir (voir paragraphe 7.11.5.5 ci-dessus) ont eu et devraient avoir pour résultat d'accroître le niveau de dépenses et d'investissements nécessaires pour respecter ces règles. Le Groupe pourrait même se trouver dans l'obligation de fermer certaines installations qui ne pourraient être mises en conformité avec les règles nouvelles. Par ailleurs, d'autres règles, plus contraignantes ou portant sur des domaines nouveaux, qui ne sont pas envisagées aujourd'hui, pourraient être adoptées par les autorités compétentes et avoir un effet similaire.

La mise en œuvre de la stratégie gazière pourrait se heurter à des difficultés importantes.

Le développement des activités gazières du Groupe est un enjeu majeur tant du point de vue de l'utilisation du gaz pour la production d'électricité que pour le développement des offres duales gaz/électricité.

La demande de gaz en Europe est en croissance et les réserves non exploitées sont importantes dans le monde. Toutefois, les sources d'approvisionnement sont éloignées et les capacités de transport (par gazoduc ou par méthanier), de réception du GNL et de stockage sont encore limitées. Pour servir son ambition gazière, le Groupe doit non seulement avoir accès à des sources d'approvisionnement compétitives, mais aussi disposer d'un accès aux infrastructures logistiques (stockage, gazoduc, terminal GNL) pour acheminer son gaz dans un périmètre proche de ses points de consommation et mettre en œuvre des synergies entre les différentes entités du Groupe (y compris non contrôlées) en coordonnant et en connectant entre elles les positions du Groupe).

Le Groupe ne peut pas garantir qu'il sera en mesure, à des conditions financières acceptables, soit d'accéder à ces actifs gaziers, soit de les acquérir ou de participer à leur développement, ni qu'il sera en mesure de dégager les synergies escomptées.

Par ailleurs, EDF n'est en mesure de proposer des offres gaz en France que depuis la levée du principe de spécialité et l'obtention de l'autorisation de fourniture de gaz fin 2004, et Gaz de France reste l'opérateur historique dominant sur le marché.

Un de ces facteurs pourrait freiner le développement de la stratégie gazière du Groupe. Ceci aurait un impact negatif sur ses activités et ses perspectives.

La mise en œuvre de la stratégie du Groupe dans les services énergétiques pourrait se heurter à des difficultés importantes.

Le Groupe entend développer et consolider son offre de services énergétiques pour accroître son chiffre d'affaires par client dans le cadre de l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité en Europe.

Le Groupe met en œuvre cette stratégie notamment au travers d'une participation minoritaire dans Dalkia France et paritaire dans Dalkia International (voir paragraphe 7.1.1.2 ci-dessus). Le développement de l'offre de services énergétiques du Groupe repose donc notamment sur la poursuite du fonctionnement satisfaisant du partenariat avec Véolia Environnement concernant Dalkia.

Par ailleurs, le marché des services énergétiques est un marché très compétitif et le Groupe ne peut garantir que son offre de services énergétiques continuera de se développer avec succès.

Si le Groupe n'est pas en mesure de mettre en oeuvre sa stratégie dans les services énergétiques, cela pourrait avoir un impact négatif sur ses résultats financiers et ses perspectives.

Le développement d'un marché européen intégré de l'électricité pourrait être freiné par l'insuffisance des interconnexions entre réseaux de transport aux frontières.

Ainsi que cela est indiqué aux paragraphes 3.1.2 et 3.3.1, le développement d'un marché européen intégré de l'électricité souffre de l'insuffisance des interconnexions aux frontières. Cette situation a pour effet de limiter la capacité d'échange entre acteurs de pays différents et laisse subsister entre les différents pays des différences de prix qui n'existeraient pas dans un marché européen intégré efficient. Elle contribue à freiner l'émergence d'acteurs de taille européenne efficients car elle limite les possibilités de synergies entre les sociétés d'un même groupe situées de part et d'autre d'une frontière, comme EDF et EnBW.

S'il existe actuellement plusieurs projets de développement d'interconnexions, leur construction est toutefois ralentie notamment par des considérations environnementales, financières, réglementaires et d'acceptabilité locale.

Même si le Groupe entend soutenir le développement des interconnextions, l'absence d'interconnexions suffisantes entre les pays où le Groupe est implanté ou leur développement trop lent pourrait limiter les synergies industrielles que le Groupe a pour objectif de réaliser entre ses différentes entités ce qui pourrait avoir un impact négatif sur ses activités et ses perspectives.

Des coupures de courant généralisées du système électrique en France ou sur un territoire desservi par une filiale du Groupe, pourraient avoir, en particulier si elles étaient imputables au Groupe, des conséquences sur les activités, les résultats et l'image du Groupe.

L'Italie, la Grande-Bretagne, le Danemark, la Suède et une partie importante des Etats-Unis et du Canada ont connu des « *black-outs* » significatifs en 2003. En France, le dernier événement de ce type remonte à 1978. Les causes de ces « *black-outs* » sont diverses : déséquilibre local ou régional entre la production et la consommation d'électricité, rupture accidentelle d'alimentation, ruptures en cascade plus difficiles à circonscrire dans un marché d'échanges frontaliers, problèmes d'interconnexion aux frontières, investissements insuffisants, difficulté à coordonner les acteurs dans un marché libéralisé.

Le Groupe pourrait être à l'origine d'un « *black-out* » ou se trouver impliqué dans un « *black-out* », même si l'événement l'ayant causé s'est produit sur un autre réseau ou est imputable à un autre acteur.

De telles ruptures d'alimentation auraient en premier lieu un impact sur le chiffre d'affaires du Groupe. Elles pourraient également avoir pour conséquence des dépenses de réparation pour la remise sous tension du réseau et entraîner des dépenses d'investissement s'il était décidé par exemple de créer des capacités supplémentaires de production ou de réseaux. Elles auraient enfin un impact négatif sur l'image du Groupe auprès de ses clients, en particulier si cette rupture d'alimentation s'avérait lui être imputable.

Des catastrophes naturelles ou des aléas climatiques importants pourraient avoir un impact négatif significatif sur les activités industrielles et commerciales du Groupe

En France, les tempêtes de décembre 1999 et la canicule de l'été 2003 ont entraîné des dépenses supplémentaires pour EDF respectivement d'environ 1,5 milliard d'euros et 320 millions d'euros. Au-delà de ces catastrophes climatiques, d'autres catastrophes naturelles peuvent affecter les activités du Groupe (inondations, glissements de terrain, séismes...).

Le Groupe EDF tire le retour d'expérience de chacun de ces événements et met en œuvre les mesures qui permettent d'en limiter les conséquences s'ils devaient se reproduire. Ainsi, à la suite des tempêtes de décembre 1999, EDF a engagé un programme de sécurisation de ses réseaux de transport et de distribution. A la suite de la canicule de l'été 2003, EDF a élaboré un plan « Aléas climatiques » de façon à mieux anticiper et prévenir les conséquences de telles situations. Ces mesures peuvent également être coûteuses au-delà des frais de réparation des dégâts causés par la catastrophe naturelle et du manque à gagner correspondant à l'interruption de la fourniture.

Par ailleurs, à la suite des tempêtes de décembre 1999, EDF a mis en place pour son réseau de distribution une couverture spécifique contre le risque tempêtes (voir paragraphe 7.10.2.2 ci-dessus). Le Groupe ne peut pas garantir que ce programme de couverture spécifique sera toujours disponible ou que son coût ne deviendra pas plus élevé qu'il ne l'est aujourd'hui ou qu'il arrivera à maintenir une telle couverture. Hormis ce cas, les réseaux aériens du Groupe, y compris ceux du RTE, ne bénéficient d'aucune couverture « dommages aux biens ». En raison de l'absence de couverture, des dommages à ces réseaux aériens pourraient avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe.

Le Groupe ne peut garantir que la survenance d'une catastrophe naturelle ou d'un aléa climatique important par nature difficilement prévisibles, n'aura pas des conséquences aussi graves ou encore plus importantes sur son activité que les évènements décrits ci-dessus, ses résultats et sa situation financière.

Risques liés aux conditions climatiques et à la saisonnalité de l'activité.

La consommation d'électricité et donc le volume d'électricité vendue par le Groupe dépendent notamment des conditions climatiques. Ainsi, des hivers doux (moins de besoins de chauffage) ou des étés frais (moins de besoins de climatisation) ont pour conséquence de diminuer les besoins d'électricité. Les résultats intérimaires et annuels du Groupe peuvent ainsi être affectés par des variations climatiques importantes.

Les résultats d'exploitation du Groupe reflètent également le caractère saisonnier de la demande en électricité qui est traditionnellement plus élevée durant les mois plus froids et lorsque les nuits sont plus longues.

Les choix technologiques effectués par le Groupe pourraient se trouver concurrencés par des technologies plus performantes.

Les activités du Groupe reposent sur un certain nombre de choix technologiques qui pourraient être concurrencées par des technologies nouvelles qui s'avéreraient plus efficaces, plus rentables et encore plus sûres. L'utilisation de telles technologies par les concurrents du Groupe pourraient avoir pour effet de diminuer l'avantage concurrentiel dont le Groupe dispose au travers de certaines de ses technologies, et donc avoir un impact négatif sur ses activités et ses résultats financiers et ses perspectives.

La survenance de maladies professionnelles liées notamment à l'exposition à l'amiante ou aux rayonnements ionisants ne peut être exclue.

Bien que le Groupe considère être substantiellement en conformité avec les dispositions légales et réglementaires relatives à l'hygiène et à la sécurité dans les différents pays dans lesquels il exerce ses activités, et avoir pris les mesures destinées à assurer la santé et la sécurité de ses salariés et des salariés des sous-traitants, le risque de maladies professionnelles ne peut, par principe, être exclu. Or, la survenance de maladies pourrait donner lieu à des actions en

justice à l'encontre du Groupe, et donner lieu, le cas échéant, au paiement de dommages et intérêts qui peuvent s'avérer significatifs.

Pour une description des mesures prises par le Groupe en matière de rayonnements ionisants, voir paragraphe 5.1.1.2.2 ci-dessus.

Concernant l'amiante, le Groupe a pris des mesures de traitement des matériaux d'information et de protection décrites au paragraphe 7.5.6 ci-dessus. Pour une description des procédures en cours, voir paragraphe 8.1 ci-dessus.

Le Groupe est exposé aux risques des marchés de gros de l'électricité.

Le Groupe achète et vend de l'électricité sur les marchés de gros de l'électricité à la fois dans des transactions « spot », à terme et au travers. Les caractéristiques et le fonctionnement de ces marchés sont décrits au paragraphe 5.1.3.3. Il s'agit de marchés récents qui peuvent encore être sujets à des dysfonctionnements. Par exemple, les règles de fonctionnement de certaines bourses de l'électricité ne bénéficient pas de la longue expérience accumulée sur les marchés financiers. Ces marchés restent par ailleurs en partie cloisonnés par pays, en raison de l'insuffisance des interconnexions. Ils peuvent connaître des fluctuations importantes de prix à la hausse ou à la baisse et de liquidité importantes et difficilement prévisibles. Ces fluctuations peuvent avoir un impact aussi bien favorable que défavorable. Ainsi, lors de la canicule de l'été 2003, le prix du MWh est monté à 2 000 euros sur la bourse d'Amsterdam à comparer au prix moyen d'environ 30 euros le MWh sur le reste de l'année 2003.

Que ce soit pour la vente ou l'achat d'électricité, le Groupe peut-être exposé à des évolutions brutales de cours ou des anticipations erronées de leur évolution à long terme, à une crise de liquidité, à la défaillance d'une contrepartie.

Le Groupe opère sur ces marchés en grande partie au travers de sa filiale EDF Trading, qui intervient pour le compte d'EDF mais aussi pour son propre compte dans des activités de négoce (voir paragraphe 5.1.3.3 ci-dessus). La gestion des risques marchés de l'électricité s'inscrit dans le cadre de la politique risques marchés énergie déployée par le Groupe (voir paragraphe 8.3.1.2 ci-dessus). Le Groupe assure la couverture de ses positions sur ces marchés par l'intermédiaire de produits dérivés tels que *futures, forwards, swaps* et options négociées sur les marchés organisés ou de gré à gré. Le Groupe ne peut cependant pas garantir une protection totale, notamment contre les fluctuations importantes des cours. La survenance d'un tel évènement pourrait avoir un impact négatif significatif sur ses résultats financiers.

Le Groupe est exposé aux variations de prix de l'uranium, du pétrole, du gaz et du charbon.

Une part non-négligeable des coûts d'exploitation du Groupe est constituée par des achats de combustibles : uranium, pétrole, gaz et charbon.

EDF s'approvisionne en uranium, en services de conversion et d'enrichissement au travers de contrats à long terme qui contiennent des mécanismes de couverture contre les fluctuations de prix. Le fournisseur principal est le groupe Areva, mais EDF mène une politique de diversification en se fournissant auprès d'autres industriels (voir paragraphes 5.1.1.2.4 et 8.2). Les prix de l'uranium et des services de conversion et d'enrichissement subissent des fluctuations qui dépendent de facteurs ne relevant pas du contrôle du Groupe, notamment politiques et économiques. Si une évolution à la baisse de ces prix pourrait avoir un impact favorable sur le Groupe, ce dernier ne peut garantir que les mécanismes de protection en place dans ses contrats de fourniture, ni que sa politique de diversification lui permettra de se protéger complètement contre des variations brutales ou importantes des prix à la hausse. Le Groupe ne peut pas non plus garantir qu'à l'échéance des contrats long terme, il pourra les renouveler, notamment à des conditions de prix aussi favorables. Nonobstant la part modérée des coûts d'approvisionnement en uranium dans les coûts de production du nucléaire et le délai de plusieurs années entre l'achat de l'uranium et son utilisation en centrale, des variations brutales et importantes du prix de l'uranium pourraient avoir un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe.

Pour les autres combustibles (gaz, pétrole, charbon), le Groupe a recours à une combinaison d'achats sur les marchés « spots », à terme et de contrats long terme. En dehors d'EDF Trading qui a une activité de négoce pour son compte propre, les autres activités du Groupe (à l'exclusion des entités dont EDF n'a pas le contrôle opérationnel et notamment EnBW et Edison) n'interviennent sur les marchés énergies que dans le cadre de leur activité opérationnelle. Les marchés du pétrole, du gaz et du charbon exposent le Groupe aux mêmes types de risques que les marchés de gros de l'électricité.

La gestion du risque lié à ces marchés s'inscrit, comme pour le marché de l'électricité, dans le cadre de la politique Risques marchés énergie déployée par le Groupe (voir paragraphe 8.3.1.2 ci-dessus). Le Groupe assure la couverture de ses positions sur ces marchés par l'intermédiaire de produits dérivés tels que *futures, forwards, swaps* et options négociées sur les marchés organisés ou de gré à gré. Le Groupe ne peut cependant pas garantir une protection totale, notamment contre les fluctuations importantes des cours qui pourraient donc avoir un impact négatif sur ses résultats financiers.

Le Groupe est exposé à des risques financiers.

Le Groupe EDF détient des actifs, des encours de dettes, reçoit et effectue des paiements en devises autres que l'euro, principalement en livres sterling, en dollars U.S. et en devises sud-américaines. Les comptes du Groupe étant présentés en euros, ces actifs, passifs, produits et charges doivent être convertis au taux de change applicable. Ainsi, une variation du taux de change de ces devises par rapport à l'euro impacte la valeur de ces éléments dans les comptes du Groupe, même si leur valeur reste inchangée dans leur devise d'origine. Par ailleurs, les variations du taux de change par rapport à l'euro des devises dans lesquelles le Groupe est endetté ont un effet sur le coût du service de ces dettes en euros. Ainsi

une baisse de l'euro par rapport à ces devises aura pour effet de rendre plus élevé le montant en euros des intérêts et de l'amortissement. Le Groupe est également exposé à des risques de contrepartie.

Au 31 décembre 2004, environ 63 % de la dette du Groupe EDF après la conclusion de swaps était à taux fixe et 37 % à taux variable (Voir note 31.4 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2004). Le Groupe est donc exposé aux variations de taux d'intérêt qui peuvent avoir pour effet de renchérir le coût de sa dette existante. Une hausse des taux aurait aussi pour effet de renchérir le prix auquel le Groupe peut s'endetter.

Les mesures de contrôle de ces risques sont décrites au paragraphe 8.3.1.3 ci-dessus. Cependant, le Groupe ne peut pas garantir une protection totale, notamment en cas de fluctuation importante des taux de change et des taux d'intérêt.

8.4.3 RISQUES SPÉCIFIQUES LIÉS AUX ACTIVITÉS NUCLÉAIRES DU GROUPE

Le Groupe EDF est le premier exploitant nucléaire européen. L'électricité nucléaire représente plus de 80 % de sa production en France et la part du nucléaire dans le mix électrique d'EDF présente un atout compétitif important. Tout événement affectant de manière négative le nucléaire est susceptible d'avoir des conséquences sur les activités, la productivité, la situation financière et les résultats du Groupe comparativement plus importantes que pour ses concurrents qui ont proportionnellement moins recours à cette source d'énergie.

Un accident nucléaire grave intervenant dans un pays étranger pourrait avoir des conséquences significatives sur le Groupe.

Certaines centrales nucléaires dans le monde ne bénéficient pas du même niveau de sûreté, de surveillance et de protection que les centrales du Groupe. Quelles que soient les précautions prises à la conception ou à l'exploitation, un accident grave est toujours possible et pourrait avoir pour effet de provoquer un rejet du nucléaire par l'opinion publique, entraînant la décision par les pouvoirs publics de sensiblement durcir les conditions d'exploitation des centrales, ou les amenant à envisager de mettre fin à la production d'électricité par le nucléaire. Il ne peut être exclu qu'une décision de ce type soit prise même en dehors du contexte d'un accident. Ceci aurait un impact négatif significatif sur le modèle économique, la stratégie, les activités, les résultats et la situation financière ainsi que les perspectives du Groupe.

En raison de ses activités nucléaires, le Groupe est exposé à des risques substantiels de responsabilité ainsi qu'à un éventuel surcoût significatif d'exploitation.

Même si le Groupe a mis en place des stratégies et des procédures de contrôle des risques correspondant à des standards élevés pour ses activités nucléaires, ces dernières restent par leur nature potentiellement risquées. Le Groupe pourrait ainsi devoir faire face à une responsabilité substantielle, notamment en raison d'incidents et d'accidents, d'atteintes à la sécurité, d'actes de malveillance ou de terrorisme, de chutes d'aéronefs, de catastrophes naturelles (telles que des inondations ou des tremblements de terre), de dysfonctionnements d'équipements ou de dysfonctionnements dans l'entreposage, la manutention, le transport, le traitement et le conditionnement des matières et des matériaux nucléaires. De tels évènements pourraient avoir des conséquences graves, notamment en raison de contaminations radioactives et d'irradiations de l'environnement, des personnes travaillant pour le Groupe et de la population, ainsi qu'un impact négatif significatif sur les activités et la situation financière du Groupe.

En effet, l'exploitant nucléaire assume la responsabilité de la sûreté nucléaire de ses installations. Le régime de responsabilité applicable aux exploitants européens d'installations nucléaires, et les assurances associées, sont décrits aux paragraphes 7.10.3 et 7.11.5.2 ci-dessus. Ce régime repose sur le principe de la responsabilité sans faute de l'exploitant. En cas d'évènement causant un dommage, le Groupe se trouverait automatiquement responsable dans la limite d'un plafond financier fixé par la loi en France, indépendamment de la cause de l'évènement causant un dommage et sans pouvoir se prévaloir des mesures de sûreté mises en place.

Le Groupe ne peut pas garantir que, dans les pays où il est exploitant nucléaire, les plafonds de responsabilité fixés par la loi ne seront pas augmentés ou supprimés. Ainsi, les Protocoles d'Amendement de la Convention de Paris et de la Convention de Bruxelles, actuellement en cours de ratification, prévoient un relèvement de ces plafonds. Le Groupe ne peut pas garantir également que les assurances couvrant cette responsabilité seront toujours disponibles ou que leur coût ne deviendra pas plus élevé qu'il ne l'est aujourd'hui, ou qu'il arrivera toujours à maintenir ces assurances.

Enfin, les dommages matériels affectant les installations nucléaires d'EDF ne sont à ce jour pas couverts par un programme d'assurance. Tout événement qui entraînerait des dommages importants sur une installation nucléaire d'EDF pourrait donc avoir un impact négatif sur l'activité, les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

L'activité nucléaire est soumise à une réglementation particulièrement détaillée et contraignante, qui pourrait se durcir.

L'activité nucléaire est soumise à une réglementation particulièrement détaillée et contraignante, avec un régime de surveillance et de réexamen périodique des autorisations d'exploitation, qui relève au premier chef de la sûreté nucléaire, de la protection de l'environnement et de la santé publique, mais aussi de considérations de sécurité nationale (menace terroriste notamment). Cette réglementation peut faire l'objet d'un durcissement significatif de la part des autorités nationales ou européennes (voir description du « paquet nucléaire » et du projet de loi sur la transparence et la sécurité en matière nucléaire au paragraphe 7.11.5.5 ci-dessus). Un tel événement pourrait avoir pour conséquences de renchérir l'exploitation de son parc par le Groupe, ce qui aurait un impact négatif sur sa situation financière.

Le Groupe dépend, pour ses activités nucléaires d'un nombre restreint d'acteurs.

Même si le Groupe met en œuvre une politique de diversification de ses fournisseurs dans le domaine du nucléaire, il dépend actuellement d'un nombre restreint d'acteurs.

Cette situation :

- limite la mise en concurrence entre fournisseurs,
- crée un risque d'exposition à la défaillance de l'un de ces fournisseurs.

Ceci pourrait avoir un impact négatif sur les résultats et la situation financière du Groupe.

Risques liés au transport du combustible nucléaire.

Le transport de combustible nucléaire, neuf ou usé, est une opération très particulière qui nécessite des mesures de sûreté et de sécurité spécifiques et contraignantes. Divers facteurs qui échappent au contrôle du Groupe (protestations des riverains ou d'associations anti-nucléaire par exemple, sous forme de manœuvres d'empêchement des transports de déchets) peuvent ralentir ces opérations. Elles pourraient même se trouver interrompues, notamment en cas d'accident. Dans ce cas, EDF devrait ralentir, voir interrompre, tout ou partie de la production sur les sites concernés qui pourraient ne plus être livrés en assemblages neufs, du fait de la saturation des dispositifs d'entreposage des sites, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe.

Le parc nucléaire exploité par le Groupe est très standardisé. Dès lors, tout défaut de conception ou de fabrication sur une tranche doit être potentiellement corrigé sur les autres.

Le parc de centrales nucléaires exploitées par le Groupe en France est très standardisé (voir 5.1.1.2.1 ci-dessus). Ceci représente pour le Groupe un avantage : cela lui permet de réaliser des économies d'échelle dans l'achat des équipements et l'ingénierie, de répercuter sur l'ensemble de son parc les améliorations effectuées sur les centrales plus récentes, d'anticiper, en cas de dysfonctionnement dans une centrale, les mesures à prendre dans les autres.

Cette standardisation a pour corollaire le risque d'un dysfonctionnement commun à plusieurs centrales ou générations de centrales. Le Groupe ne peut exclure qu'il soit un jour confronté à des réparations ou modifications lourdes et coûteuses, à effectuer sur l'ensemble ou une partie du parc, ni même qu'il survienne un évènement pouvant avoir un impact sur le fonctionnement du parc, et entraîner un arrêt momentané ou la fermeture de tout ou partie du parc.

Un tel événement aurait un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe et ses activités.

EDF pourrait ne pas réussir à exploiter ses centrales nucléaires sur une durée de vie d'au moins 40 ans.

EDF estime qu'une durée de vie de 40 ans est aujourd'hui acquise d'un point de vue technique grâce aux actions et moyens mis en œuvre pour atteindre cet objectif. Les efforts en R&D restent soutenus et orientés sur les comportements à long terme des matériaux et la politique de maintenance s'adapte pour mieux prendre en compte le risque et la connaissance des phénomènes de vieillissement. Une exploitation sur une durée plus longue est même envisageable pour certaines centrales, à la lumière des prolongations de durée de vie d'ores et déjà accordées par les autorités compétentes aux Etats-Unis.

Toutefois, l'exploitation par EDF des tranches nucléaires sur une durée de 40 ans et au-delà reste soumise à l'accord des autorités de sûreté, en particulier lors des examens approfondis de sûreté de périodicité décennale. Le Groupe ne peut garantir qu'il obtiendra les autorisations nécessaires le moment venu.

Or, une exploitation sur 40 ans est l'hypothèse retenue par le Groupe pour le calcul des incidences comptables liées à la durée de vie du parc nucléaire (dotations aux amortissements pour actifs immobilisés, provisions...). Si les autorités de sûreté optaient pour une fermeture de certaines tranches ou centrales avant 40 ans, cela rendrait nécessaire le remplacement plus rapide des capacités de production correspondantes par des investissements supplémentaires ou le recours à des achats d'électricité sur le marché. Il conviendrait en outre de revoir le plan d'amortissement pour réapprécier la durée résiduelle des centrales concernées. Ceci aurait un impact négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe et sa situation financière.

La construction de l'EPR pourrait rencontrer des difficultés ou ne pas aboutir.

Le Groupe prévoit d'engager la réalisation de l'European Pressurised Reactor — EPR (voir paragraphe 5.1.1.2.6 ci-dessus) en vue de renouveler son parc nucléaire. Toutefois :

- Le Groupe pourrait ne pas obtenir les autorisations nécessaires préalables au démarrage de la construction et à la mise en service de l'EPR.
- S'agissant d'un réacteur « tête de série », des difficultés techniques ou autres actuellement non prévues pourraient survenir lors de son développement, sa construction et le début de son exploitation. Ces difficultés pourraient ralentir ou empêcher la construction de l'EPR et sa mise en service, renchérir son coût global ou affecter ses performances.

Le programme EPR pour le renouvellement du parc de production est stratégique pour le futur du Groupe. Tout événement entraînant un retard ou un blocage de l'engagement ou affectant la construction de la « tête de série » EPR ou des tranches suivantes aurait donc un impact négatif significatif sur l'activité et la situation financière du Groupe.

Le Groupe reste responsable de l'ensemble des déchets nucléaires issus de ses centrales, et notamment des déchets à très haute activité et à vie longue issus des combustibles irradiés.

Le cycle du combustible nucléaire est présenté au paragraphe 5.1.1.2.5 ci-dessus. En France, ainsi qu'il est indiqué dans ce paragraphe, en tant qu'exploitant et producteur des déchets, EDF est responsable des combustibles irradiés depuis leur sortie de centrale, lors des opérations de retraitement et durant la gestion à long terme des déchets, et assume cette responsabilité conformément aux orientations définies avec les pouvoirs publics et sous leur contrôle.

La responsabilité du Groupe pourrait être recherchée en particulier en tant qu'exploitant nucléaire ou producteur au sens de la législation sur les déchets, en cas d'accident et cas de dommage aux tiers ou à l'environnement liés à ces combustibles même s'ils sont manipulés, transportés, détenus ou stockés par d'autres intervenants qu'EDF (en particulier groupe Areva, ANDRA), notamment en cas de défaillance de ces derniers. Dans le cas où EDF serait reconnue responsable pour des dommages causés aux tiers et/ou à l'environnement, le régime spécifique de responsabilité civile sans faute de l'exploitant nucléaire trouverait à s'appliquer, dans la limite des plafonds prévus par ce régime (voir paragraphe 7.10.3 ci-dessus).

En France, la gestion à long terme des déchets fait l'objet de divers travaux dans le cadre de la loi Bataille qui prévoit un rendez-vous sous forme législative en 2006 pour préciser l'option retenue (voir paragraphe 5.1.1.2.5 ci-dessus). Le Groupe ne peut garantir qu'une solution définitive sera adoptée par les pouvoirs publics à cette date, ce qui continuera à faire peser des incertitudes sur le devenir des déchets, de la responsabilité et des coûts qui en résultent pour EDF. Inversement, si une décision est prise, le Groupe ne peut garantir que celle-ci ira dans le sens de ses intérêts, notamment financiers.

La survenance de l'un de ces événements aurait un impact négatif sur les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

Les provisions constituées par le Groupe pour les opérations de retraitement de combustibles irradiés et pour la gestion à long terme des déchets pourraient s'avérer insuffisantes.

Le Groupe a constitué des provisions pour les opérations de retraitement des combustibles irradiés (voir note 26.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2004) à partir des conditions de prix et de volume de l'accord signé avec Areva en août 2004 qui couvre la période 2001-2007. Le montant des provisions actuellement constituées pour couvrir la période postérieure à 2007 pourrait s'avérer insuffisant si les conditions du renouvellement de ce contrat pour cette période se révélaient plus onéreuses que celles actuellement applicables.

EDF a constitué des provisions pour la gestion à long terme des déchets évaluées sur l'hypothèse du stockage géologique et sur la base d'un devis élaboré par l'ANDRA en 1996 (voir note 26.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2004). Le Groupe ne peut garantir que le coût final de la gestion à long terme des déchets ne sera pas supérieur aux provisions constituées dans les comptes d'EDF (voir paragraphe 5.1.1.3.5.B.4 ci-dessus et note 26 aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2004 ci-dessous).

EnBW a également constitué des provisions pour couvrir ses engagements de long terme du nucléaire. Le Groupe ne peut garantir que le montant de ces provisions s'avérera suffisant.

L'évaluation de ces provisions est sensible aux hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. Compte tenu des éléments de sensibilité évoqués, la modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés.

L'insuffisance des provisions relatives aux engagements de long terme du nucléaire pourrait avoir un impact négatif significatif sur les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

La déconstruction du parc nucléaire existant pourrait présenter des difficultés qui ne sont pas envisagées aujourd'hui ou s'avérer sensiblement plus coûteuse que ce qui est aujourd'hui prévu.

La déconstruction du parc nucléaire d'EDF et d'EnBW est présentée aux paragraphes 5.1.1.2.7 et 6.1.2.5.1 ci-dessus. Compte tenu de la taille du parc nucléaire exploité par le Groupe, sa déconstruction représente un chantier technique et financier très important.

Tout en ayant évalué les défis notamment techniques que représente la déconstruction (notamment au travers de la déconstruction des centrales de première génération) et identifié les solutions à développer, le Groupe EDF n'a jamais déconstruit de centrales nucléaires similaires à celles actuellement en service. Le Groupe a constitué des provisions pour couvrir ses dépenses de déconstruction.

EnBW doit également déconstruire ses centrales et a constitué des provisions à cet effet.

Le Groupe ne peut garantir que les provisions ainsi constituées seront suffisantes ce qui dans ce cas aurait un impact négatif sur ses résultats financiers et sa situation financière.

Les actifs dédiés constitués par le Groupe pour couvrir les coûts de ses engagements de long terme dans le nucléaire (déchets, dont le combustible, et déconstruction) pourraient s'avérer insuffisants.

Le montant total de ces actifs dédiés s'élevait, au 31 décembre 2004 à environ 2,6 milliards d'euros pour EDF (voir paragraphe 5.1.1.2.8 ci-dessus). Ces actifs sont constitués progressivement, sur la base de l'estimation des dépenses que le Groupe aura à supporter et de leur échéancier. Ils pourraient donc s'avérer insuffisants le moment venu si les coûts réels étaient sensiblement différents ou si l'échéancier était modifié, ce qui aurait un impact négatif significatif sur sa situation financière.

En outre, un durcissement des contraintes réglementaires, de niveau communautaire ou national, pourrait conduire à un renforcement des exigences en matière de constitution d'actifs dédiés.

Enfin, ces actifs sont constitués et gérés selon des règles prudentielles strictes (voir le paragraphe 5.1.1.2.8 ci-dessus). Le Groupe ne peut cependant garantir que les variations des cours des marchés financiers n'auront pas un impact négatif significatif sur la valeur de ces actifs (voir paragraphe du Chapitre V pour une analyse de sensibilité).

8.4.4 RISQUES LIÉS À LA STRUCTURE ET À LA TRANSFORMATION DU GROUPE

Les différentes réorganisations nécessitées par l'ouverture du marché pourraient avoir des conséquences opérationnelles et financières pour EDF.

L'ouverture du marché a notamment pour conséquence une réorganisation majeure des structures mixtes au travers desquelles EDF et Gaz de France gèrent leurs ventes, leurs facturations, leurs services clientèle et leurs réseaux de distribution.

Cette réorganisation pourrait avoir des impacts sur le fonctionnement de ces activités, notamment :

- dans les relations avec les consommateurs résidentiels ou ceux n'ayant pas fait jouer leur éligibilité ;
- dans les rapports avec les clients éligibles ayant choisi un autre fournisseur qu'EDF et envers lesquels EDF, en qualité de distributeur, doit avoir un comportement neutre ;
- dans les rapports avec les collectivités locales dans le cadre des contrats de concession.

Elle pourrait par ailleurs générer des coûts importants liés notamment à l'adaptation des systèmes d'information et des organisations.

Enfin, la réglementation européenne prévoit la séparation juridique des activités de distribution au 1er juillet 2007. Ceci pourrait avoir un impact négatif significatif sur les activités et les résultats financiers du Groupe.

Par ailleurs, la filialisation du RTE est en cours. Les modalités de consolidation de RTE dans les comptes du Groupe EDF ne sont pas encore connues.

EDF devra adapter ses compétences pour réussir l'ouverture totale à la concurrence le 1er juillet 2007.

La préparation de l'ouverture totale des marchés en juillet 2007 nécessite un redéploiement des compétences plus important que les adaptations nécessitées par l'ouverture du marché aux professionnels en juillet 2004. EDF devra en effet redéployer un nombre important de salariés EDF Gaz de France Distribution vers EDF Commerce en s'appuyant sur une gestion prévisionnelle des emplois et des compétences. Le Groupe ne peut garantir qu'EDF sera en mesure de mener cette préparation et ce redéploiement avec succès, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur l'activité, les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

Risques liés aux systèmes d'information.

Le Groupe exploite des systèmes d'information multiples et très complexes (serveurs, réseaux, applications, base de données etc.) qui sont indispensables à la conduite de son activité commerciale et industrielle (voir paragraphe 7.7 ci-dessus). Une défaillance de l'un de ces systèmes pourrait avoir des conséquences défavorables significatives sur le Groupe. En particulier, si les systèmes d'information nécessaires à la mise en oeuvre de l'ouverture des marchés en juillet 2007 n'étaient pas disponibles à temps ou étaient disponibles avec des performances insuffisantes, ceci pourrait avoir des conséquences négatives significatives pour EDF.

Enfin d'une façon générale, le Groupe ne peut garantir que la politique de renforcement des programmes de secours des systèmes d'information ne connaisse pas de difficultés techniques de déploiement ou/et des retards de mise en oeuvre, ce qui pourrait — en cas de sinistre majeur — avoir un impact négatif significatif sur l'activité, les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

EDF est contrôlé par l'Etat en sa qualité d'actionnaire majoritaire.

En application de la Loi du 9 août 2004, l'Etat est l'actionnaire principal d'EDF et doit demeurer propriétaire d'au moins 70 % de son capital. En droit français, un actionnaire majoritaire contrôle la plupart des décisions devant être adoptées en assemblée générale, et décide notamment de l'adoption des résolutions relatives à la nomination des représentants des actionnaires au conseil d'administration, à la distribution de dividendes et aux modifications de statuts. Par ailleurs, la

limite légale de dilution de la participation de l'Etat pourrait limiter la capacité d'EDF à recourir aux marchés de capitaux ou réaliser des opérations de croissance externe.

Une partie importante des effectifs du Groupe appartient à des structures communes à EDF et Gaz de France ; le Groupe dépend en conséquence en partie des mécanismes de gestion en place dans ces structures communes pour réaliser des gains de productivité.

Environ 63 000 personnes (calcul en équivalent temps plein) employées par le Groupe appartiennent à des structures communes à EDF et Gaz de France (pour la quasi-totalité à la direction EDF Gaz de France Distribution). Un certain nombre de décisions (d'ordre individuel ou collectif) prises par ces structures communes peuvent en conséquence avoir un impact sur EDF, en particulier sur ses coûts salariaux. Par ailleurs, EDF et Gaz de France pourraient avoir des divergences d'intérêts concernant ces structures communes. De telles contraintes pourraient avoir un impact négatif sur le résultat et la situation financière du Groupe.

Le Groupe pourrait ne pas être en mesure de rationaliser son portefeuille de filiales et participations à l'étranger.

Le Groupe a procédé au cours des années récentes à des acquisitions à l'étranger. Le Groupe poursuit la rationalisation de son portefeuille de filiales et participations, notamment en fonction de la pertinence de son modèle d'activité dans chaque zone (stratégie gaz, équilibre amont-aval, politique de commercialisation, etc.), au regard du retour d'expérience correspondant. Il met ainsi en place des programmes de réorganisation, d'accroissement de la rentabilité et de cessions.

Le Groupe pourrait être confronté à une évolution imprévue du contexte externe rendant inadéquats les choix retenus ou rencontrer des difficultés de mise en œuvre de cette rationalisation de son portefeuille de filiales et participations ou il pourrait modifier sa stratégie. Le Groupe pourrait aussi être amené à ne pas réaliser les cessions qu'il envisage ou les réaliser à une valeur différente de la valeur souhaitée, du fait, notamment, de contraintes contractuelles financières ou réglementaires ou encore d'interventions politiques hors de France, ou bien ne pas être à même de réaliser les arbitrages financiers pertinents, du fait de contraintes financières fortes sur le court terme. Ceci pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers, la situation financière et les perspectives du Groupe.

Le Groupe ne détient pas de majorité de contrôle au sein de certaines de ses filiales et participations considérées comme stratégiques ou doit partager le contrôle de ces entités avec d'autres actionnaires.

Ainsi que cela est décrit au paragraphe 6.1.2.1 ci-dessus, le Groupe EDF partage le contrôle d'EnBW avec OEW. Le Groupe EDF et OEW se sont accordés sur la mise en oeuvre d'une politique commune de restructuration et de redressement financier d'EnBW. Ce contrôle commun est exercé dans le cadre d'un pacte d'actionnaires. Le Groupe ne peut pas néanmoins garantir qu'il pourra toujours s'entendre avec OEW sur la politique à mener au sein d'EnBW.

Il en sera de même au sein d'Edison où les deux actionnaires, EDF d'une part, AEM Milano et ses partenaires d'autre part, détiendront chacun 50 % du capital et dont les relations sont régies par un pacte d'actionnaires conclu le 12 mai 2005 (voir paragraphe 6.1.3.2.3 ci-dessus).

D'autres activités du Groupe sont, ou seront à l'avenir, exercées au sein d'entités dont le Groupe partage le contrôle, ou dans lesquelles il est actionnaire minoritaire. Dans ces situations, le Groupe pourrait se trouver confronté à des cas de blocage lorsque les partenaires sont en désaccord, ou des décisions contraires à ses intérêts pourraient être prises.

Ceci pourrait limiter la capacité du Groupe à réaliser les stratégies définies et avoir un impact négatif significatif sur ses activités, ses résultats financiers, sa situation financière et ses perspectives.

Risques liés à l'opération de prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et AEM Milan

Dans le cadre de l'opération de prise de contrôle conjoint d'Edison, EDF et AEM Milan ont signé un *Structure Agreement* qui prévoit que la mise en œuvre de cette opération est soumise à la réalisation de certaines conditions suspensives (voir paragraphe 6.1.3.2.3 ci-dessus).

Le Groupe ne peut garantir que toutes ces conditions suspensives seront levées et qu'il sera en mesure de réaliser l'opération conformément aux termes du*Structure Agreement*. En particulier, le Groupe ne peut garantir qu'il sera en mesure d'obtenir l'approbation de cette opération par les autorités communautaires de la concurrence ou qu'il ne sera pas dans l'obligation de prendre un certain nombre d'engagements vis-à-vis des autorités communautaires de la concurrence afin d'obtenir leur autorisation de réaliser l'opération envisagée.

En outre, l'ensemble de l'opération et notamment les termes et conditions des offres publiques devant être lancées par TdE, est soumis à l'approbation formelle de l'autorité boursière italienne (Consob). Le Groupe ne peut garantir que la Consob approuvera l'opération et, notamment, que TdE sera en mesure de lancer les offres publiques aux termes et conditions décrits au paragraphe 6.1.3.2.3 ci-dessus et que la Consob n'imposera pas des termes et conditions plus contraignants à TdE, EDF ou AEM Milan.

Si EDF n'est pas en mesure de prendre le contrôle conjoint d'Edison avec AEM Milan, conformément au *Structure Agreement,* principalement parce que l'opération n'aurait pas été approuvée par les autorités communautaires, elle aura payé les titres IEB couverts par les contrats d'option et transféré la propriété de ces titres à des fiduciaires qui exerceront les droits de vote correspondants. Le Groupe EDF cherchera alors à trouver un acquéreur pour ces titres IEB, ainsi que

pour les titres Edison qu'elle détient directement. Le Groupe EDF ne peut pas garantir qu'il sera en mesure de vendre ces titres à des conditions au moins équivalentes à celles prévues par le *Structure Agreement*.

Les avantages et synergies qui doivent résulter de cette opération de prise de contrôle conjoint, notamment au regard de la stratégie gazière du Groupe, dépendront en partie de la possibilité de combiner les activités d'Edison avec celles du Groupe d'une manière efficace et performante. Le Groupe ne peut garantir qu'il arrivera à dégager les synergies escomptées.

L'un quelconque de ces événements pourrait avoir des conséquences négatives significatives sur les résultats, la situation financière et les perspectives du Groupe.

Les actionnaires de certaines des filiales et participations du Groupe disposent d'options de vente leur permettant de faire racheter leurs actions par le Groupe, lequel pourrait donc être contraint de racheter ces titres à un moment ou à des conditions défavorables.

La structure et les conditions des options de vente dont disposent notamment les actionnaires d'EnBW, d'EDF Energies Nouvelles et de Veolia Environnement (l'autre actionnaire de Dalkia) sur le Groupe sont décrits aux paragraphes 6.1.2.2, 7.1.2.1.1. et 7.1.1.2 ci-dessus.

Le Groupe pourrait être contraint, en cas d'exercice de ces options, d'acquérir les titres sous-jacents à des conditions de prix, dictées par les termes du contrat d'option, qui pourraient s'avérer supérieures à leur valeur de marché. Par ailleurs, le financement de ces acquisitions pourrait interférer avec d'autres dépenses d'acquisition ou d'investissement du Groupe, les retarder, ou obliger le Groupe à rechercher un financement à des conditions moins favorables. Ceci pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe.

Le Groupe pourrait se trouver contraint de lancer une offre publique d'acquisition sur des sociétés cotées dans lesquelles il détient une participation.

Le Groupe dispose de participations dans certaines sociétés cotées pour lesquelles la législation applicable peut contraindre, sous certaines conditions, toute personne dépassant certains seuils de détention du capital, à lancer une offre publique d'achat sur l'ensemble des titres de capital existants. Le Groupe pourrait ainsi se trouver contraint de lancer une telle offre à des conditions, notamment de prix, défavorables, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur sa situation financière.

Risques liés à la dimension internationale des activités du Groupe.

Certains investissements du Groupe sont exposés aux risques et incertitudes liés aux activités exercées dans les pays pouvant connaître, ou ayant récemment connu, une période d'instabilité politique ou économique. Plusieurs pays dans lesquels le Groupe est présent ont une réglementation juridique moins développée et moins protectrice, maintiennent ou pourraient mettre en place des contrôles ou restrictions sur le rapatriement des bénéfices et des capitaux investis, fixent ou pourraient fixer des taxes et redevances affectant les activités du Groupe, mettent en place ou pourraient mettre en place des règles contraignantes quant à l'activité des groupes internationaux. Dans ces pays, le secteur de l'électricité fait également l'objet d'une régulation parfois en forte évolution ou qui pourrait être influencée par des considération politiques, sociales et autres, qui pourraient être contraires aux intérêts du Groupe. La survenance de l'un de ces évènements pourrait avoir un impact négatif sur les activités, les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

En particulier, en Amérique du Sud, les investissements du Groupe sont sujets à des risques spécifiques :

- de dégradation complémentaire de la situation financière déjà très dégradée de certaines filiales en défaut à l'égard de leurs créanciers ;
- d'instabilité économique, politique et réglementaire, qui est susceptible d'affecter notamment les conditions de la libéralisation du secteur, la solvabilité des clients et le renouvellement ou le maintien des contrats de concession.

Les difficultés que connaissent les filiales du Groupe en Argentine et au Brésil sont décrites aux paragraphes 6.2.1 et 6.2.2 ci-dessus. Ces difficultés impactent la capacité du Groupe à redresser financièrement ces filiales et, le cas échéant, à s'en désengager à court terme à des conditions satisfaisantes. Ces difficultés pourraient également, dans la pire des hypothèses, poser la question de la continuité de leur exploitation. L'un quelconque de ces événements pourrait avoir des conséquences négatives sur ses résultats, en dépit des provisions déjà passées.

Enfin, le Groupe a développé un portefeuille d'« *Independent Power Plants* » dans différentes régions du monde et notamment au Mexique, au Brésil, en Egypte, au Vietnam, au Laos et en Chine, dans lequel il assure un ou plusieurs rôles (ingénierie, maîtrise d'ouvrage, maîtrise d'œuvre, investisseur, exploitant). A ces différents titres, la responsabilité du Groupe peut se trouver engagée ou la performance financière du Groupe peut être affectée, notamment par une rentabilité économique des IPP inférieure à ses prévisions, par la remise en cause des contrats d'achats d'électricité long terme ou des clauses de « *pass-through* » lorsqu'elles existent, ou par une évolution notable des règles du marché de l'électricité du pays concerné.

EDF devra aussi poursuivre le renouvellement d'une partie importante de son personnel et assurer le transfert d'expérience et de compétences aux nouveaux arrivants.

Une part importante de certains personnels d'EDF atteindra bientôt l'âge de la retraite. Ainsi, dans la production nucléaire et dans la maintenance des réseaux, 45 % des effectifs partiront à la retraite entre 2004 et 2015 (voir paragraphes 5.1.1.3.6 et 7.5.4 ci-dessus). Même si cette situation constitue une opportunité d'adaptation des compétences du personnel d'EDF aux nouveaux enjeux du Groupe, le renouvellement de ces personnels pose des difficultés particulières :

- il s'agit pour certains métiers de compétences rares sur le marché de l'emploi, et les capacités de formation du tissu universitaire ou professionnel au métier de la production d'électricité sont à redévelopper ;
- l'expérience acquise représente une part importante des compétences dont il faudra assurer le transfert.

Le Groupe ne peut garantir qu'EDF sera en mesure de renouveler ces personnels et ces compétences en temps utile ou à des conditions satisfaisantes, ce qui pourrait avoir un impact sur sa capacité de production, la qualité de son service et sa productivité.

Le Groupe EDF pourrait être obligé de faire face à des engagements importants en matière de retraites et autres avantages du personnel.

En France, le financement du régime de retraites de la branche des IEG a fait l'objet d'une réforme inscrite dans la Loi du 9 août 2004 (voir paragraphe 7.5.7.1 ci-dessus, paragraphe 5.1.2.2.1.1 du Chapitre V ci-dessous et les notes 2.3 et 28 aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2004 ci-dessous). Dans le cadre de cette réforme, restent à la charge d'EDF (et de ses filiales françaises Electricité de Strasbourg et TIRU qui relèvent du régime des IEG) :

- le financement des droits spécifiques (correspondant aux droits du régime spécial d'assurance vieillesse des IEG correspondant aux prestations de ce régime non couvertes par les régimes de droit commun) passés (c'est à dire constitués au 31 décembre 2004) relatifs aux activités non régulées,
- le financement des droits spécifiques futurs (c'est à dire constitués depuis le 1er janvier 2005) relatifs à toutes les activités relevant de la branche des IEG.

Les engagements d'EDF S.A. pour les droits spécifiques passés relatifs aux activités non-régulées s'élèvent à 13 965 millions d'euros dans les comptes consolidés au 31 décembre 2004 (voir paragraphe 7.5.7.1 ci-dessus et la note 28.2.4.3 aux comptes consolidés de l'exerice clos le 31 décembre 2004). Ces engagements seront provisionnés dans les comptes consolidés de l'exercice 2005, conformément aux normes comptables IFRS (voir paragraphes 5.7.2.1.1 et 5.8.3.1.1 du Chapitre V ci-dessous). Concernant les droits spécifiques futurs, ils seront provisionnés au fur et à mesure de leur constitution.

Hors de France, les principaux engagements de retraite concernent EDF Energy et EnBW. Les fonds de pension constitués par EDF Energy sont actuellement insuffisants à hauteur de 370,7 millions de livres sterling. EDF Energy verse des contributions additionnelles visant à compenser ces insuffisances (voir paragraphe 6.1.1.6 ci-dessus). Les engagements d'EnBW sont intégralement provisionnés.

Aux engagements au titre des retraites, s'ajoutent d'autres engagements pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi (avantages en nature énergie, indemnités de fin de carrière, complément exceptionnel de retraite, indemnités de secours immédiat) et pour avantages à long terme du personnel en activité (rentes accidents du travail et maladies professionnelles, médailles du travail, rentes d'invalidité, etc.) (voir notes 28.2 et 28.3 aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2004).

Les montants de ces engagements, les provisions constituées et, pour EDF Energy les fonds de pension mis en place et les contributions additionnelles visant à compenser les insuffisances de fonds, sont calculés sur la base d'estimations qui reposent sur certaines hypothèses, notamment des hypothèses actuarielles et un taux d'actualisation susceptible d'être ajusté en fonction des conditions de marché, ainsi que sur les règles régissant respectivement les prestations versées par le régime de droit commun et les montants à la charge du Groupe. Ces hypothèses et ces règles pourraient faire l'objet, dans le futur, d'ajustements susceptibles d'augmenter les engagements actuels du Groupe au titre des retraites et autres avantages au personnel et donc nécessiter d'augmenter le montant des provisions correspondantes (et des contributions additionnelles pour EDF Energy). Ceci pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière et les résultats financiers du Groupe.

Par ailleurs, en France, la Loi du 9 août 2004 instaure une solidarité entre les entreprises de la branche des IEG pour la part du financement des droits spécifiques qui leur incombe. En cas de défaillance d'une entreprise de la branche des IEG, EDF pourrait donc être amenée a financer une partie des obligations de cette entreprise. Ceci pourrait également avoir un impact négatif sur la situation financière et les résultats financiers du Groupe.

Le régime spécial d'assurance maladie des salariés et anciens salariés des IEG reste à sécuriser sur le moyen et le long terme.

Des négociations de branche devront s'engager en 2005 pour essayer de réformer la gestion et la gouvernance du régime et en assurer l'équilibre financier à moyen et long terme. A défaut d'accord satisfaisant, les employeurs de la branche des IEG, dont EDF, pourraient se trouver en situation de devoir financer tout ou partie du déficit du régime ce qui pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe.

Les conflits sociaux pourraient avoir un impact négatif sur l'activité du Groupe.

Le groupe ne peut exclure une détérioration des relations sociales ou des perturbations sociales. Des grèves, débrayages, actions de revendication ou autres troubles sociaux pourraient venir perturber son activité. Le Groupe n'a contracté aucune assurance pour les pertes résultant d'interruptions d'activité provoquées par les mouvements sociaux. En conséquence, sa situation financière et ses résultats d'exploitation pourraient être affectés de manière négative par des perturbations sociales.

Le Groupe met en œuvre des programmes visant à améliorer sa performance opérationnelle et financière et renforcer sa flexibilité financière. Les objectifs fixés dans le cadre de ces programmes pourraient ne pas être atteints.

Le Groupe met en œuvre des programmes visant à améliorer sa performance opérationnelle et financière et renforcer sa flexibilité financière, notamment le Programme Altitude et le programme de cession de ses actifs non stratégiques.

Le Groupe ne peut garantir que ces programmes auront les résultats escomptés dans le calendrier prévu. Ceci pourrait avoir un impact négatif significatif sur les résultats financiers, la situation financière et les perspectives du Groupe.

Risques liés à l'évolution des normes IFRS applicables par le Groupe.

Jusqu'à l'exercice clos le 31 décembre 2004, le Groupe préparait ses comptes conformément aux normes comptables françaises. En juin 2002, l'Union européenne a adopté une nouvelle réglementation imposant à toutes les sociétés cotées en Europe d'appliquer les normes IFRS (International Financial Reporting Standards antérieurement connues sous le nom de International Accounting Standards ou IAS), pour les exercices commençant à compter du 1er janvier 2005. Par conséquent, l'application de ces nouvelles normes pourrait avoir un impact significatif dans de nombreux domaines. Dans la mesure où l'application des normes IFRS pourrait éventuellement générer des différences importantes par rapport aux comptes établis conformément aux normes comptables françaises, la perception par les analystes financiers des performances du Groupe pourrait s'en trouver affectée. Egalement, les textes relatifs à certaines de ces normes ne sont pas encore définitifs et peuvent encore évoluer.

A ce jour, les principales différences avec les normes comptables internationales en vigueur au 31 décembre 2004 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 en 2004 le traitement des concessions appliqué jusqu'alors. Le Groupe reste en attente d'interprétations de l'IFRIC sur ce sujet. L'application de ces normes ou leurs évolutions seraient susceptibles d'avoir des impacts significatifs sur les comptes en 2005. Dans l'incertitude, le Groupe ne peut donc garantir que ces évolutions n'auront pas à l'avenir d'impact négatif significatif sur ses comptes.

Chapitre V.

Patrimoine – Situation financière – Résultats

5.1 Introduction générale à l'analyse des comptes

Sur la période 2002-2004, le Groupe a poursuivi son développement en consolidant ses positions européennes dans un contexte d'accélération de l'ouverture du marché français de l'électricité à la concurrence.

Sur cette période, ses résultats consolidés sont marqués par une croissance globale du chiffre d'affaires de 12,2 % (46 928 millions d'euros en 2004 par rapport à 41 817 millions d'euros en 2002 pro forma) et une croissance globale de l'excédent brut d'exploitation (EBE) de 14,6 % (12 127 millions d'euros en 2004 par rapport à 10 585 millions d'euros en 2002 pro forma). Cette croissance plus élevée de l'EBE se vérifie particulièrement sur la période 2003-2004, avec une progression de l'EBE de 10,0 %, à rapporter à une progression du chiffre d'affaires de 4,5 %.

En 2004, 90,8 % du chiffre d'affaires et 91,1 % de l'EBE du Groupe sont générés par les segments France, Europe et EDF Trading (voir le paragraphe 5.2.2 du présent Chapitre). Sur la période 2002-2004 :

- en France, dans un contexte de hausse des prix de gros, la contribution d'EDF au chiffre d'affaires du Groupe progresse de 4,3 % et le ratio EBE sur chiffre d'affaires se maintient à un niveau de 27,4 %. Ces performances ont été réalisées malgré l'ouverture du marché à la concurrence entraînant pour le Groupe des pertes de parts de marché et des coûts de transformation, l'évolution défavorable des prix du combustible fossile et l'impact des charges de service public et de leur mécanisme de compensation ;
- au Royaume-Uni, les contributions d'EDF Energy au chiffre d'affaires et à l'EBE du Groupe progressent respectivement de 32,5 % et de 35,6 %. Cette progression s'explique principalement par l'acquisition de Seeboard et EPN en 2002 et par des hausses de prix et de volumes en 2004. La croissance plus sensible de l'EBE traduit notamment les résultats du programme d'intégration des acquisitions lancé en 2003 ;
- en Allemagne, la contribution de EnBW au chiffre d'affaires du Groupe progresse de 45,7 % et l'EBE est multiplié par 3,6. La période a été marquée par le recentrage de EnBW sur ses activités cœur de métiers, par un développement dans le secteur du gaz et par des acquisitions ciblées. Dans ce contexte de réorganisation du périmètre de EnBW et outre l'effet significatif du renforcement de la participation d'EDF, l'augmentation de la contribution de EnBW au chiffre d'affaires du Groupe s'explique notamment par l'effet conjugué de hausses tarifaires et de la croissance des volumes. Ces facteurs, renforcés par le programme « Top Fit », ont alimenté la forte croissance de l'EBE en 2004.

Le résultat net d'EDF (lequel s'entend dans le présent Chapitre du résultat net part du Groupe) progresse de 231 millions d'euros en 2002 pro forma à 1 341 millions d'euros en 2004, grâce à la croissance de l'EBE et malgré des dotations aux provisions et dépréciations exceptionnelles significatives sur la période, portant notamment sur certains investissements internationaux. Par ailleurs, EDF a procédé à un inventaire physique de ses immobilisations corporelles qui a donné lieu, en 2003, à des réévaluations de certains postes du bilan (pour une description de ces postes, voir le paragraphe 5.1.2.9 du présent Chapitre). En outre, la réforme du financement du régime spécial des retraites des IEG intervenue en 2004 a permis à EDF de limiter l'impact comptable de ses engagements de retraites (pour une description de cet impact, voir le paragraphe 5.1.2.2.1.1 du présent Chapitre et la note 28 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe) sur son bilan tout en pérennisant ce régime. Enfin, en septembre 2004, le Groupe a cédé l'ensemble des titres de la société Total qu'il détenait pour 2 558 millions d'euros, se traduisant par une plus-value de cession de 698 millions d'euros avant impôt.

Sur la période 2002-2004, les résultats du Groupe se caractérisent par la forte génération de flux de trésorerie. Après une année 2003 marquée par des événements exceptionnels négatifs, l'année 2004 a enregistré une progression significative des flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles (+15,7 %), fondée en partie sur la progression de 10,0 % de l'EBE. Ces flux s'établissent à 7 746 millions d'euros en 2004, malgré l'impact négatif de 1 224 millions d'euros liés à une décision de la Commission européenne. Enfin, les flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles après prise en compte des investissements corporels et incorporels nets des cessions (également appelé *free cash flow* dans la suite du document) progressent de plus de 60 % entre 2004 et 2003, à 3 419 millions d'euros au 31 décembre 2004.

L'endettement financier net du Groupe (voir le paragraphe 5.3.2 du présent Chapitre) diminue significativement sur la période, s'établissant à 19 668 millions d'euros au 31 décembre 2004 par rapport à 24 009 millions d'euros au 31 décembre 2003 et à 26 863 millions d'euros au 31 décembre 2002 pro forma. Cette variation s'explique principalement par le niveau élevé du *free cash flow*.

5.1.1 ACQUISITIONS, CESSIONS ET ÉVOLUTION DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU COURS DE LA PÉRIODE

En 2004, le périmètre de consolidation n'a pas évolué de façon significative. Les changements de périmètre concernent essentiellement des variations de pourcentages d'intérêts.

Les principales évolutions de pourcentages d'intérêts ont concerné :

- la participation d'EDF à l'augmentation de capital d'EnBW dans le cadre du processus de refinancement mis en œuvre en juin 2004, ce qui a conduit à porter le pourcentage d'intérêt d'EDF de 45,81 % à 48,43 % à fin 2004. Le mode de consolidation par intégration proportionnelle a été maintenu du fait d'un contrôle conjoint avec OEW ;

- le renforcement de la participation de EnBW dans le gazier GASO contrôlé majoritairement (50,4 %) et consolidé par EnBW depuis le 30 juin 2004.

Par ailleurs, la poursuite du désengagement par EnBW de ses activités non stratégiques a conduit à la cession notamment d'APCOA et d'Hidrocantabrico, de Salamander Industrie Produkte (SIP), Melvo, Ditra et EnRW.

A la suite de la révision des accords d'actionnaires, EDF Energy a modifié le mode de consolidation de la société Metronet, détenue à hauteur de 20 % du capital, à compter du 30 juin 2004 : antérieurement consolidée par intégration proportionnelle, elle est mise en équivalence à compter du 30 juin 2004.

Enfin, Finel a cédé sa participation de 75 % dans ISE au groupe Edison. En conséquence, ISE a été déconsolidée à compter du 1er décembre 2004.

Au global, ces événements se traduisent par une diminution de chiffre d'affaires du Groupe de 548 millions d'euros et par une augmentation du résultat net d'EDF de 35 millions d'euros.

En 2003, les événements significatifs en termes d'acquisitions et de cessions ont été :

- le rachat, à Louis Dreyfus, de sa participation de 12,0 % dans EDF Trading ;
- la cession à Electrabel de la participation de 22,2 % dans la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) ;
- la cession à E.On de la participation de 36,3 % dans la société suédoise Graninge ;
- l'acquisition par EnBW de 77,0 % de la société Kraftwerk Laufenburg AG (devenue Energiedienst Holding AG), dont les activités couvrent la production hydraulique, la distribution, l'achat et la revente d'électricité en Suisse ;
- la cession par EnBW des activités chaussures de Salamander, ainsi que d'une partie de Gegenbauerbosse.

Par ailleurs, le périmètre de consolidation a été principalement affecté par :

- la consolidation en année pleine au niveau d'EDF Energy de la société Seeboard acquise au 1er juillet 2002 ;
- l'intégration dans les comptes consolidés de EnBW de Gasversorgung Süddeutschland GmbH (« GVS »), société à contrôle conjoint créée avec ENI, ainsi que la consolidation par intégration proportionnelle des 35 % détenus dans Hidrocantabrico et par intégration globale de ZEAG Energie AG. Ces deux sociétés sont entrées dans le périmètre de consolidation de EnBW le 1er juillet 2002.

Au global, ces événements se traduisent par une augmentation de chiffre d'affaires Groupe de 1 977 millions d'euros et par une augmentation du résultat net d'EDF de 86 millions d'euros.

En 2002, les événements significatifs en termes d'acquisitions et de cessions ont été :

- chez EDF Energy, les acquisitions de 100 % de EPN et 24seven ainsi que l'acquisition de Seeboard ;
- le pourcentage du Groupe dans EnBW est passé de 35,38 % à 45,75 % ;
- chez EnBW, les acquisitions de EnAlpin (100 %) au 1er janvier 2002, 35 % de Hidrocantabrico, 29,9 % de Stadtwerke Düsseldorf (mis en équivalence depuis le 1er janvier 2002), 97,8 % de GVS et 95,7 % de ZEAG et la cession de Tesion le 31 août 2002 ; par ailleurs, EnBW a pris le contrôle de Neckarwerke Stuttgart (« NWS », société déjà consolidée par intégration globale) passant d'un taux de participation dans le capital de 32 % à 99 % ;
- l'augmentation de la participation du Groupe dans Light à hauteur de 95 % contre 35 % précédemment, le mode de consolidation par intégration globale étant alors appliqué.

5.1.2 ÉVÉNEMENTS MARQUANTS DE LA PÉRIODE

5.1.2.1 Ouverture progressive du marché français de l'électricité

La libéralisation des marchés de la commercialisation de l'électricité a été amorcée par la directive européenne du 19 décembre 1996 et mise en place progressivement dans chacun des Etats membres de l'Union européenne. En France, l'ouverture du marché à la concurrence, déjà totale pour tous les sites industriels (soit 37 % de la consommation en volume) depuis février 2003, s'est étendue le 1er juillet 2004 à tous les clients non résidentiels (soit 70 % de la consommation en volume). L'ouverture totale du marché est prévue pour juillet 2007. L'ouverture progressive du marché français de l'électricité est présentée au paragraphe 5.1.2.1 du Chapitre IV.

5.1.2.2 Impacts de la loi du 9 août 2004

Les principaux apports de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières sont :

- la transformation d'EDF d'établissement public industriel et commercial en société anonyme à conseil d'administration (voir la note 2.1 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe et le paragraphe 1.2 du Chapitre III) ;

- l'obligation de filialiser le RTE (voir la note 2.2 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe et le paragraphe 5.2.1.3 du Chapitre IV) ;
- la réforme du financement du régime spécial de retraites des entreprises de la branche des Industries Electriques et Gazières (« IEG ») (voir la note 2.3 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe et le paragraphe 7.5.7.1 du Chapitre IV) ;
- la réorganisation de l'opérateur de distribution commun à EDF et Gaz de France : « EDF Gaz de France Distribution » (voir le paragraphe 5.2.2.3 du Chapitre IV) ;
- la séparation entre réseau de distribution publique et réseau public de transport comprenant notamment le reclassement d'ouvrages entre le Réseau d'Alimentation Générale (RAG) et le réseau de distribution publique et la suppression des obligations de provisions pour charges futures de renouvellement relatives au réseau de distribution publique (voir la note 2.4 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe et le paragraphe 5.6.6 du présent Chapitre).

Pour une présentation des aspects comptables relatifs aux concessions liés à l'impact de la loi du 9 août 2004, voir le paragraphe 5.6.6 du présent Chapitre.

5.1.2.2.1 Réforme du financement du régime des retraites et de l'assurance maladie des IEG

5.1.2.2.1.1 Réforme du financement du régime des retraites

Principes généraux

Jusqu'au 31 décembre 2004, les entreprises de la branche des IEG, dont relève EDF étaient soumises à un régime différent de celui de droit commun les conduisant à assurer intégralement le paiement des charges de retraite de leur personnel retraité. A ce titre, elles avaient l'obligation de financement du régime dont elles assuraient le paiement des charges annuelles de retraites. Les décaissements associés étaient enregistrés en charges de personnel au compte de résultat. Les engagements en matière de retraites du personnel d'EDF n'étaient pas inscrits au bilan du Groupe et ont été présentés au 31 décembre 2004 dans les engagements pour avantages du personnel (voir la note 28 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe). Par ailleurs, la gestion du régime pour l'ensemble de la branche était assurée par IEG Pensions, service commun à EDF et Gaz de France.

Depuis le 1er janvier 2005, date d'entrée en vigueur du nouveau mode de financement du régime de retraites mis en place par la loi du 9 août 2004, l'ensemble des salariés et des retraités ainsi que des employeurs de la branche des IEG sont obligatoirement affiliés à la Caisse Nationale des Industries Electriques et Gazières (« CNIEG »).

Le nouveau mode de financement du régime se substitue au système antérieur dans lequel les charges de retraite étaient, jusqu'à fin 2004, versées par EDF à IEG Pensions, qui reversait les pensions aux ayants droit, et enregistrées en charges de personnel. Cette réforme ne modifie pas par ailleurs les droits du personnel.

Son dispositif est le suivant :

- pour les droits servis par le régime général de la Sécurité Sociale et des régimes de retraite complémentaire (« régime de droit commun »), il est prévu un adossement financier, fondé sur un principe de neutralité financière, au régime général de la Caisse Nationale d'Assurance Vieillesse (« CNAV ») et aux régimes de retraite complémentaire de l'AGIRC et de l'ARRCO, avec alignement du taux de cotisation salarial du régime spécial sur ceux pratiqués par ces régimes contre versement de contributions exceptionnelles (dont la quote-part relative aux activités régulées est couverte par la CTA définie ci-après) ;
- pour les droits dits « spécifiques », correspondant aux droits du régime spécial d'assurance vieillesse des IEG correspondant aux prestations de ce régime non couvertes par les régimes de droit commun, on distingue :
  - — les droits spécifiques passés constitués avant la réforme, soit avant le 1er janvier 2005 :
    - le financement des droits spécifiques passés relatifs aux salariés travaillant dans des activités autres que la distribution et le transport d'électricité et de gaz naturel (activités non régulées) est assuré par les entreprises de la branche des IEG qui doivent en provisionner le coût ;
    - le financement des droits spécifiques passés relatifs aux salariés travaillant dans les activités de transport et de distribution (activités régulées) est assuré par une contribution tarifaire sur les prestations d'acheminement (la « CTA », voir ci-dessous) ; la CTA se substitue à la quote-part des tarifs couvrant les charges de retraite de ces activités et libère les entreprises de l'obligation de provisionner les charges qu'elles financent ;
  - — les droits spécifiques futurs constitués après la réforme, soit après le 1er janvier 2005, dont le financement est pris en charge par les entreprises de la branche des IEG.

Une prime exceptionnelle de compensation de la hausse des cotisations retraites a été accordée à compter du 1er janvier 2005 aux agents statutaires afin de compenser la perte de pouvoir d'achat résultant de l'augmentation des cotisations retraite salariales. Cette prime qui a vocation à être pérenne, a fait l'objet fin juin 2005 d'un accord national avec les organisations syndicales représentatives au plan national, portant sur la revalorisation du salaire national de base pour les entreprises de la branche des IEG.

Adossement aux régimes de droit commun

Le montant de la contribution exceptionnelle, forfaitaire et libératoire (« soulte ») dû à la CNAV au titre du personnel du Groupe relevant de la branche IEG et relatif à l'adossement du régime des IEG aux régimes de droit commun s'élève à 6 053 millions d'euros, dont :

- 2 724 millions d'euros à la charge d'EDF au titre des activités non régulées (soit 45 % du total), devant être versés en 2005 ;
- 3 329 millions d'euros au titre des activités régulées (transport et distribution) (soit 55 % du total), qui seront versés sur 20 ans à compter de 2005 et financés par la CTA.

A cette contribution exceptionnelle s'ajoute la quote-part d'EDF à la contribution aux réserves techniques et au fonds de gestion des régimes de la branche IEG à l'AGIRC et l'ARRCO au titre des régimes de retraite complémentaire. Celle-ci s'élève à 632 millions d'euros et sera versée à hauteur de 90 % en 2005, le solde devant être versé en 2006.

Par ailleurs, une contribution dite « de maintien de droits » a été intégrée dans les conventions signées avec les régimes de retraites complémentaires (AGIRC et ARRCO). Elle sera définitivement fixée en 2010 et portera sur l'évolution de la masse salariale effective des IEG sur la période 2005-2010. Elle pourrait conduire au versement par la CNIEG d'une contribution plafonnée dont la quote-part maximale d'EDF pour la part relative aux activités non régulées s'élève à 327 millions d'euros. La part relative aux activités régulées sera, quant à elle, couverte par la CTA.

Répartition des droits spécifiques

La quote-part d'EDF de la contribution due au titre des droits spécifiques passés des activités régulées et non régulées a été fixée à 79,14 % par décret en date du 5 avril 2005 sur la base des masses salariales 2004 estimée des entreprises de la branche des IEG, dont :

- 45 % pour les activités non régulées, financés par EDF ;
- 55 % pour les activités régulées (dont 7,5 % pour les activités de transport d'électricité et 47,5 % pour les activités de distribution d'électricité), financés par la CTA.

La loi prévoit un ajustement sur la base des masses salariales 2004 définitives.

Les droits spécifiques futurs seront pris en charge intégralement par les entreprises de la branche des IEG proportionnellement à leurs poids respectifs.

Impacts comptables de la réforme du financement du régime des retraites

La réforme étant réalisée en substance au 31 décembre 2004, la contribution exceptionnelle, forfaitaire et libératoire et la contribution au titre des retraites complémentaires, pour la part correspondant aux activités non régulées, ont été enregistrées au passif du bilan en « Autres créditeurs — Dettes fiscales et sociales » pour 3 356 millions d'euros (soit 2 724 millions d'euros dus à la CNAV et 632 millions d'euros dus à l'AGIRC et l'ARRCO) et, en provisions, pour 327 millions d'euros au titre de la contribution de maintien de droits, soit un impact total de 3 683 millions d'euros. En contrepartie, 2 392 millions d'euros nets d'impôt ont été imputés sur les capitaux propres au 31 décembre 2004.

Le montant de l'engagement d'EDF au titre des droits spécifiques passés relatifs aux activités non régulées s'élève à 13 965 millions d'euros au 31 décembre 2004. Cette évaluation tient compte des frais de gestion de la CNIEG à la charge de l'entreprise, estimés à 595 millions d'euros. Au 31 décembre 2004, EDF a maintenu l'option offerte par les textes comptables français de ne pas provisionner ces engagements (voir note 28.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe).

En application des normes IAS, l'ensemble des retraites et autres avantages du personnel sera provisionné à compter du 1er janvier 2005, avec effet sur les capitaux propres au 1er janvier 2004 (voir le paragraphe 5.8 du présent Chapitre).

Les engagements d'EDF consécutifs à la réforme du financement du régime des retraites, lesquels ne comprennent pas les sommes financées par la CTA, s'élèvent à 17 648 millions d'euros à fin 2004, répartis de la manière suivante :

(en millions d'euros)

EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE 2004	
Contributions exceptionnelles	3 356
dont régime général	*2 724*
dont régimes de retraite complémentaire	*632*
Montant du plafond au titre de la contribution du maintien des droits	327
Engagement retraites (droits spécifiques passés)	13 965
Total	**17 648**

Pour des informations complémentaires concernant ces engagements, voir la note 28 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe.

Contribution tarifaire d'acheminement (CTA)

La CTA finance à compter du 1er janvier 2005, pour les activités régulées d'EDF :

- la contribution exceptionnelle, forfaitaire et libératoire relative au personnel et liée au régime général de la CNAV, soit 3 329 millions d'euros ;
- les droits spécifiques passés du personnel ;
- le cas échéant, la contribution de maintien de droits.

La CTA est due par les consommateurs finals raccordés au réseau de transport ou de distribution, situé en France, et collectée par les fournisseurs de gaz et d'électricité, qui la reversent à la CNIEG. Perçue en plus du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution (« TURP »), ou du prix de vente, sa mise en place dans un contexte de neutralité tarifaire entraîne une baisse du chiffre d'affaires du Groupe, compensée sur le long-terme par la prise en charge des droits spécifiques passés des salariés des activités régulées.

Les taux de CTA sont fixés par les ministres de tutelle, après avis de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE), en fonction des besoins prévisionnels de la CNIEG pour les cinq prochaines années, au titre du financement des droits spécifiques passés. Les taux de CTA pour les prestations de transport et de distribution d'électricité sont respectivement fixés par l'arrêté du 26 mai 2005 à 10,0 % et 20,4 %. Le premier recouvrement par la CNIEG, qui concerne l'ensemble de la CTA exigible en vertu de cet arrêté au titre des prestations réalisées depuis le 1er janvier 2005, est intervenue le 24 juin 2005.

5.1.2.2.1.2 Réforme du régime de l'assurance maladie

EDF et certaines de ses filiales françaises relèvent du régime spécial de sécurité sociale de la branche des IEG. Ce régime assure une couverture maladie des actifs et des retraités qui se décompose en :

- prestations de base du régime général de la Sécurité Sociale ;
- prestations complémentaires d'assurance maladie.

Le fonctionnement de ce régime, en particulier les règles régissant la cotisation des actifs et retraités et des employeurs, ainsi que sa gestion, qui est confiée aux représentants du personnel élus et assurée par les 107 Caisses Mutuelles Complémentaires et d'Action Sociale (« CAS »), sont régis par le statut en vigueur au sein des IEG. Ainsi, jusqu'au 31 décembre 2004, les entreprises de la branche contribuaient au financement du régime à parité avec les assurés, tant pour le personnel actif que pour les retraités, les taux de cotisations étant fixés par décrets.

Afin d'assurer le financement du régime et de garantir la continuité des remboursements aux salariés, aux retraités et à leurs familles, d'une part, et d'éviter aux entreprises de la branche IEG d'avoir à constituer dans leurs comptes des provisions au titre des engagements sociaux maladie, d'autre part, les modalités de financement du régime ont été révisées selon les principes suivants :

- la mise en place de deux sections comptables distinctes actifs/retraités, équilibrées séparément ;
- le financement des charges des actifs par les employeurs à 65 % (cotisations comptabilisées en charges de personnel) et par les actifs à 35 % ;
- le financement des charges des retraités par une cotisation de solidarité des actifs, dont le taux est fixé à 1,39 % et une cotisation d'équilibre des retraités qui évoluera en fonction des dépenses de santé de cette catégorie de population.

Du fait de la réforme du financement de ce régime, EDF n'aura pas à constituer de provisions en application des normes IFRS à compter du 1er janvier 2005 (voir le paragraphe 5.8 du présent Chapitre).

Les taux de cotisations applicables à compter du 1er janvier 2005 sont détaillés au paragraphe 7.5.7.2 du Chapitre IV.

5.1.2.2.2 Filialisation de RTE

La Loi du 9 août 2004, conformément à la Directive Européenne du 26 juin 2003, prévoit la filialisation de RTE et précise que la société résultant de cette filialisation devra être détenue en totalité par EDF, l'Etat et/ou d'autres organismes ou entreprises appartenant au secteur public. Pour les développements postérieurs au 31 décembre 2004, voir le paragraphe 5.1.4.5 du présent Chapitre.

5.1.2.3 Contribution au Service Public de l'Electricité en France (CSPE)

La loi n° 2000-108 du 10 février 2000 a défini les missions relevant du service public de l'électricité au financement desquelles doivent contribuer les opérateurs intervenant sur ce marché. La loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 complète cette réglementation et modifie le mécanisme de leur compensation.

Les charges imputables aux missions de service public de l'électricité sont décrites au paragraphe 7.3.3 du Chapitre IV, et notamment comprennent :

- depuis 2002, les surcoûts liés aux obligations d'achat d'énergie « renouvelable » ou d'énergie produite par des moyens performants en termes d'efficacité énergétique (comme la cogénération), et les surcoûts liés à la garantie d'approvisionnement des zones du territoire non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI : DOM et Corse) ;
- depuis 2003, les pertes de recettes et les coûts supportés par les fournisseurs en raison de la mise en œuvre de la tarification spéciale « produit de première nécessité » et de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité.

Les compensations reçues par le Groupe au titre des missions de service public sur la période 2002-2004 se sont élevées en 2002 à 1 301 millions d'euros, en 2003 à 1 450 millions d'euros et en 2004 à 1 563 millions d'euros, dont deux rectificatifs notifiés en 2004 par la CRE, l'un de +157 millions d'euros au titre de l'exercice 2002 et l'autre de –55 millions d'euros au titre de l'exercice 2003. Ces Compensations sont comptabilisées en subventions d'exploitation au sein du poste « Autres produits et charges d'exploitation » du compte de résultat consolidé.

Ce système de compensation des charges imputables aux missions de service public est financé :

- jusqu'au 31 décembre 2002, par le Fonds du Service Public de la Production d'Electricité (''FSPPE'') alimenté par les contributions des producteurs d'électricité, des fournisseurs, des organismes de distribution et des clients finals importateurs. Les contributions du Groupe au FSPPE étaient alors comptabilisées en charges d'impôts et taxes ;
- à compter du 1er janvier 2003, par la Contribution au Service Public de l'Electricité en France (''CSPE'') remplaçant de fait le FSPPE. La CSPE est soit perçue en totalité auprès des consommateurs finals, sous la forme d'un prélèvement additionnel aux tarifs de vente d'électricité (pour les clients non éligibles et les clients éligibles n'ayant pas exercé leur droit à éligibilité) ou aux tarifs d'utilisation des réseaux (pour les clients éligibles ayant exercé leur droit à éligibilité), soit versée directement par les producteurs d'électricité qui produisent pour leur propre usage ou les autres consommateurs finals n'utilisant pas les réseaux publics. Dans le premier cas, cette contribution est recouvrée par les opérateurs de réseau ou les fournisseurs d'électricité et n'est comptabilisée ni dans le chiffre d'affaires, ni par conséquent dans les charges d'impôts et taxes du Groupe.

La CSPE (plafonnée à 500 000 euros annuel par site), initialement fixée à 3,3 €/MWh et portée à 4,5 €/MWh avec effet rétroactif au 1er janvier 2004 suivant les arrêtés ministériels du 28 février 2004, n'a pas entraîné d'augmentation des montants facturés aux clients non éligibles et aux clients éligibles n'ayant pas exercé leur droit à éligibilité. En conséquence, sa mise en place en 2003 et sa hausse en 2004, cette dernière non compensée par une hausse du tarif intégré, ont eu un impact négatif sur les chiffres d'affaires 2003 et 2004 du Groupe.

5.1.2.4 Décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003

En octobre 2002, la Commission européenne a engagé une procédure contre la France considérant qu'une aide de l'Etat aurait été consentie au Groupe à l'occasion de la restructuration de son bilan au 1er janvier 1997 relative aux biens relevant du régime concédé du réseau d'alimentation générale (RAG). Cette procédure portait sur l'impôt sur les sociétés non acquitté lors du reclassement des droits du concédant sur le réseau RAG en dotations en capital. Par décision en date du 16 décembre 2003, la Commission européenne a fixé le montant de l'aide à rembourser à 889 millions d'euros de principal. Le Groupe a enregistré sur l'exercice 2003 une charge à payer de 1 217 millions d'euros, dont 889 millions d'euros imputés directement en capitaux propres au titre de l'impôt sur les sociétés non acquitté du fait de la restructuration de son bilan et 328 millions d'euros en charges financières représentatives des intérêts courus correspondants.

Le 11 février 2004, l'Etat a émis un titre de perception sous forme de demande de remboursement pour 1 224 millions d'euros comprenant le principal de l'aide d'Etat à rembourser et les intérêts (y compris 7 millions d'intérêts courus sur l'exercice 2004) à l'encontre du Groupe qui a procédé au versement de cette somme. Le 27 avril 2004, le Groupe a déposé un recours en annulation de la décision de la Commission devant le Tribunal de Première Instance des Communautés européennes.

5.1.2.5 Evolutions des tarifs et des prix de gros en France

5.1.2.5.1 Tarifs

En France, le barème tarifaire est fixé par les pouvoirs publics et applicable aux clients non éligibles ou n'ayant pas fait jouer leur éligibilité.

Le tarif, dit « intégré », couvre les éléments suivants :

- la part « fourniture » fondée principalement sur les coûts liés à la production, ainsi que sur les coûts de gestion de la clientèle et de commercialisation ;
- la part « réseaux », ou part « acheminement », comprenant les coûts d'utilisation du réseau public de transport géré par RTE et des réseaux publics de distribution gérés par les gestionnaires du réseau de distribution. Cette

part est calculée à partir du « Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'électricité » (« TURP ») (voir le paragraphe 5.2.4 du Chapitre IV).

Au tarif intégré s'ajoutent les éléments suivants, collectés par le Groupe mais non comptabilisés dans son chiffre d'affaires :

- les taxes locales municipales et départementales, collectées et intégralement rétrocédées par le Groupe aux collectivités locales ;
- la CSPE, initialement fixée à 3,3 €/MWh est passée à 4,5 €/MWh, avec effet rétroactif au 1er janvier 2004, plafonnée annuellement à 500 000 euros par site (voir le paragraphe 5.1.2.3) ;
- la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) assise sur le tarif intégré, les taxes locales, la CSPE et la CTA à compter de sa mise en application ;
- à compter de sa mise en application, la CTA (voir le paragraphe 5.1.2.2.1.1).

Au cours de la période 2002-2004, le tarif intégré a évolué de la manière suivante :

- aucune hausse n'a eu lieu en 2002 ;
- une hausse moyenne de 3 % est intervenue le 4 juillet 2003 ;
- aucune évolution n'est intervenue en 2004.

En outre, la part « réseaux » du tarif intégré n'a pas évolué depuis sa mise en place suite au décret du 19 juillet 2002 (voir le paragraphe 5.2.4 du Chapitre IV pour l'évolution du TURP postérieure au 31 décembre 2004).

A titre d'illustration, le tableau suivant présente le tarif de base applicable en France métropolitaine depuis le 4 juillet 2003 :

OPTION BASE MÉTROPOLE		
PUISSANCE SOUSCRITE (KVA)	ABONNEMENT ANNUEL TTC (EUROS)(1)	PRIX DU KWH TTC (EUROS)(1)
3 (petites fournitures)	23,86	0,1290
6	60,78	0,1057
9	119,88	
12	172,10	
15	224,32	
18	276,54	
24	461,84	
30	647,14	
36	832,44	

(1) Y compris les éléments collectés par le Groupe mais non comptabilisés dans son chiffre d'affaires.

5.1.2.5.2 Prix de gros

La période 2002-2004 a été marquée par une forte hausse des prix de gros de l'électricité en France et, plus généralement, sur la plaque continentale, en raison principalement de la hausse du prix du pétrole et du gaz sur les coûts d'achat de combustibles. La tendance haussière des marchés a également été influencée par l'anticipation des charges de renouvellement du parc de production en Allemagne et du coût des quotas d'émission de CO_2 (voir le paragraphe 3.1.3 du Chapitre IV pour une présentation des facteurs structurels et conjoncturels ayant contribué à la hausse du prix de gros en Europe).

Ainsi, les prix de gros moyens en France sont passés en base de 21,19 €/MWh en 2002 à 28,13 €/MWh en 2004 (soit + 32,8 %) et en pointe de 25,82 €/MWh en 2002 à 33,71 €/MWh en 2004 (soit une +30,6 %) (source : prix moyens sur Powernext Day-Ahead).

Le graphique ci dessous présente l'évolution des prix de l'électricité (marché français), du charbon (zone Europe du Nord) et du gaz (marché britannique) pour la période janvier 2002 — mai 2005.

5.1.2.6 Cession des titres Total

En septembre 2004, le Groupe a cédé l'ensemble des titres de la société Total qu'il détenait pour 2 558 millions d'euros. La plus-value de cession liée à cette opération s'élève à 698 millions d'euros avant impôt.

5.1.2.7 Protocole de démantèlement du site de Marcoule

En novembre 2004, l'Etat a décidé de créer un fonds dédié au financement du démantèlement des installations nucléaires situées sur le site de Marcoule. Dans ce cadre, le Commissariat à l'Energie Atomique (CEA), la COGEMA et EDF ont signé fin décembre 2004 un protocole d'accord relatif à la reprise de la maîtrise d'ouvrage et au financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie des engagements pris par le CEA au titre de ce protocole, le Groupe est tenu de verser au CEA une contribution libératoire de 1 141 millions d'euros. Celle-ci couvre l'intégralité de la quote-part d'EDF au coût des opérations restant à réaliser sur cette centrale au 1er décembre 2004, le Groupe demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant leur coût de transport et de stockage.

Après reprise des provisions existantes, une charge nette de 190 millions d'euros a été constatée dans le résultat d'exploitation de l'année 2004. Cette charge a été reportée sur une ligne spécifique du compte de résultat intitulée « Effet net du protocole de démantèlement des installations situées sur le site de Marcoule ».

La contribution libératoire de 1 141 millions d'euros sera payée en trois versements : un versement de 100 millions d'euros en décembre 2004, le solde en deux versements égaux en valeur actuelle, l'un ayant eu lieu en janvier 2005 et l'autre prévu en janvier 2006.

5.1.2.8 Programmes d'amélioration de la rentabilité du Groupe

Le Groupe a lancé des plans de réduction de coûts en 2003 :

- en France, le programme « Performance » ;
- au Royaume-Uni, à la suite de l'acquisition de Seeboard ;
- en Allemagne, le programme « Top Fit » sur la période 2003–2007.

Le Groupe a par ailleurs lancé, fin 2004, le programme d'amélioration de la performance « Altitude » visant à améliorer la rentabilité du Groupe.

5.1.2.9 Opérations d'inventaire physique des immobilisations corporelles d'EDF

Les comptes consolidés du Groupe au 1er janvier 2003 intègrent les conclusions d'un inventaire physique des immobilisations d'EDF amorcé en 2001. Cet inventaire, qui a couvert l'essentiel des immobilisations corporelles d'EDF, a eu les impacts suivants liés aux activités de production et de distribution sur les comptes au 1er janvier 2003 (date d'effet retenu pour l'inventaire) :

- à l'actif, la valeur brute des immobilisations a diminué de 590 millions d'euros et les amortissements cumulés ont baissé de 473 millions d'euros entraînant une diminution de la valeur nette des immobilisations de 117 millions d'euros ;
- au passif, les provisions pour renouvellement ont augmenté de 819 millions d'euros et les droits attachés aux concessions de distribution publique, comptabilisés au sein du poste compte spécifique des concessions, ont diminué de 1 470 millions d'euros ;
- au compte de résultat, l'impact net de l'inventaire s'est traduit par un produit de 534 millions d'euros avant impôt (303 millions d'euros après impôt) enregistré principalement en dotations nettes aux provisions.

5.1.3 SAISONNALITÉ ET CONDITIONS CLIMATIQUES

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

Des conditions climatiques hors normes, telles que les tempêtes de 1987 et de 1999 en France et la sécheresse et la canicule de l'été 2003 en Europe, ont des effets significatifs sur l'activité du Groupe tant en termes de volumes que de prix et de coûts. Elles se traduisent typiquement par une hausse du chiffre d'affaires (augmentation des consommations et/ou prix de marché), par des augmentations des coûts (achats d'énergie sur les marchés de gros à des prix élevés ou consommations externes accrues) et/ou par des opérations de maintenance additionnelles.

5.1.4 ÉVÉNEMENTS RÉCENTS

5.1.4.1 Argentine — Edemsa

Le 30 mars 2005, le Groupe a finalisé la cession de sa participation dans la société argentine de distribution d'électricité Edemsa à la société Iadesa.

5.1.4.2 Allemagne — EnBW

Au titre de l'exercice 2004, EnBW a été consolidée par intégration proportionnelle à hauteur de 48,43 % (taux de clôture). En avril 2005, OEW est revenue à parité avec le Groupe au sein de EnBW conduisant à un nouveau taux de consolidation de 46,12 % dans les comptes du Groupe à partir du second trimestre (voir le paragraphe 6.1.2.2 du Chapitre IV).

5.1.4.3 Italie — Groupe Edison

Au 31 décembre 2004, Edison n'était pas consolidé dans les comptes du Groupe.

Le 6 mai 2005, le Conseil d'administration d'EDF a pris la décision de renforcer sa présence au sein du Groupe Edison. L'accord de partenariat avec la régie d'électricité et de gaz de Milan (AEM) sera concrétisé dès lors que seront obtenues notamment l'approbation de la Commission européenne et la levée effective des restrictions qui pèsent sur le Groupe en Italie.

5.1.4.4 Argentine — Edenor

Le 29 juin 2005, le Conseil d'administration d'EDF a approuvé le projet d'accord conclu avec le fonds d'investissement argentin Grupo Dolphin pour la cession de 65 % du capital de Edenor. Le Groupe conserve une participation de 25 % dans Edenor. Les conditions suspensives de cet accord sont présentées au paragraphe 6.2.1.2 du Chapitre IV.

5.1.4.5 Filialisation de RTE

En application de la Loi du 9 août 2004, EDF a conclu le 30 juin 2005 un traité d'apport partiel d'actif (soumis au régime des scissions) avec la société C5, société détenue à 100 % par EDF. Les modalités de cet apport sont détaillées au paragraphe 5.2.1.3 du Chapitre IV.

Ce traité prévoit, conformément à la Loi du 9 août 2004, l'apport par EDF à C5 des ouvrages du réseau public de transport d'électricité et des biens de toute nature dont EDF est propriétaire et qui sont liés à l'activité de transport d'électricité. Il prévoit également l'apport des droits, autorisations et obligations dont EDF est titulaire et des contrats conclus par celle-ci, quelle que soit leur nature, dès lors qu'ils sont liés à l'activité de gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, tels que ces ouvrages, biens, droits, autorisations, obligations et contrats existeront à la date de réalisation de l'apport.

Il est toutefois précisé que, compte tenu du fait que le financement du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité est assuré par une quote-part de nombreuses lignes obligataires émises par EDF, dont aucune n'est spécifiquement dédiée à la branche d'activité considérée, il ne sera pas transféré à C5 ladite quote-part de passif. En revanche, C5 reprendra au passif de son bilan, conformément aux termes du deuxième alinéa de l'article 9 de la Loi du 9 août 2004, une dette financière correspondant à l'obligation pour C5 de rembourser à EDF une dette correspondant aux dettes financières telles que reflétées dans les derniers comptes séparés de RTE pour l'activité de transport. Les emprunts et dettes financières de RTE au 31 décembre 2004 s'élevaient à 6 940 millions d'euros (Source : comptes dissociés EDF).

Les apports sont effectués à la valeur nette comptable. Le montant total de l'actif net apporté est évalué à environ 4 milliards d'euros.

Les opérations devraient avoir lieu au cours du second semestre 2005.

Toutefois, l'apport aura un effet comptable rétroactif au 1er janvier 2005, date à laquelle C5 sera réputée avoir eu la jouissance des biens et droits qui lui sont apportés.

5.2 Analyse comparative des comptes 2002, 2003 et 2004

5.2.1 CHIFFRES CLÉS DE LA PÉRIODE 2002-2004

Les tableaux ci-dessous présentent des extraits des comptes consolidés du Groupe EDF établis en conformité avec la réglementation comptable française en vigueur pour les exercices clos les 31 décembre 2002, 2003 et 2004. Les comptes historiques présentés dans le présent Chapitre sont issus des comptes consolidés publiés au titre des exercices 2003 et 2004 qui ne présentaient qu'une année de référence.

A la suite des changements de méthodes comptables et de présentation intervenus en 2003, le format des états financiers 2002 a été modifié au 1er janvier 2003. Les comptes 2002 publiés dans le rapport annuel 2002 ne sont pas présentés dans ce document. Les comptes 2002 publiés dans le rapport annuel 2003, après changements de présentation, figurent dans les tableaux et analyses ci-après. Par ailleurs, des comptes 2002 pro forma ont été présentés dans les comptes consolidés 2003 du Groupe à des fins de comparabilité. Ces comptes pro forma intègrent en outre les effets de l'application des nouvelles règles et méthodes comptables à compter du 1er janvier 2003.

Les principes comptables retenus par le Groupe sont détaillés en notes 1.1 à 1.24 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe. Des extraits de ces comptes sont repris dans les tableaux ci-dessous comme base de référence.

Extraits des comptes de résultat consolidés :

(en millions d'euros)

EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2004	2003	2002 PRO-FORMA(2)	2002(2)
Chiffre d'affaires	46 928	44 919	41 817	48 359
Excédent brut d'exploitation	12 127	11 026	10 585	11 025
Résultat d'exploitation	5 648	6 833	5 147	5 504
Résultat avant impôts des sociétés intégrées(1)	3 463	3 320	1 680	2 089
Résultat net d'EDF(3)	**1 341**	**857**	**231**	**481**

(1) Le résultat avant impôts des sociétés intégrées correspond au résultat net d'EDF avant prise en compte de l'impôt sur le résultat, des dotations nettes aux amortissements et provisions des écarts d'acquisition, de la quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence et des intérêts minoritaires.
(2) Comptes 2002 publiés en 2003 après changements de présentation. Comptes 2002 pro forma après changements de présentation et effets des nouvelles règles et méthodes comptables.
(3) S'entend du résultat net part du Groupe.

Extraits des bilans consolidés :

(en millions d'euros)

EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2004	2003	2002 PRO-FORMA	2002
Total Actif immobilisé	113 393	114 991	119 690	114 067
— dont domaine concédé — Groupe	*37 527*	*37 709*	*37 771*	*37 894*
— dont domaine propre — Groupe	*56 577*	*56 710*	*59 904*	*53 092*
Total Actif circulant	34 982	31 909	31 195	30 708
Total de l'actif	**148 375**	**146 900**	**150 885**	**144 775**
Capitaux propres (part d'EDF)	17 567	18 924	19 286	13 883
Intérêts minoritaires	893	915	943	986
Comptes spécifiques des concessions	20 146	19 743	20 822	20 822
Provisions	48 359	46 395	47 187	49 990
Emprunts et dettes financières diverses	25 786	29 604	31 544	29 542
Autres dettes(1)	35 624	31 319	31 103	29 552
Total du passif	**148 375**	**146 900**	**150 885**	**144 775**

(1) Comprend les postes « fournisseurs et comptes rattachés », « autres créditeurs » et « impôts différés ».

Extraits des tableaux de flux de trésorerie consolidés :

(en millions d'euros)

EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2004	2003	2002 PRO-FORMA	2002
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	7 746	6 696	9 298	9 247
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(3 663)	(5 155)	(9 975)	(9 929)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	(3 481)	(1 104)	1 665	1 670
Variation nette de la trésorerie	**602**	**437**	**988**	**988**

(en millions d'euros)

EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2004	2003	2002 PRO-FORMA	2002
Emprunts et dettes financières diverses	(25 786)	(29 604)	(31 544)	(29 542)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 157	2 523	2 238	2 238
Actifs financiers à court terme	2 961	3 072	2 443	1 540
Endettement financier net(1)	**(19 668)**	**(24 009)**	**(26 863)**	**(25 764)**

(1) L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diverses diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des actifs financiers court terme. Pour une information sur l'endettement financier net du Groupe, voir le paragraphe 5.3.2 du présent Chapitre.

5.2.2 PRÉSENTATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

5.2.2.1 Segmentation de l'information financière

La segmentation de l'information financière retenue par le Groupe est la suivante :

- « France », désignant EDF S.A. (« EDF ») (62,8 % du chiffre d'affaires du Groupe en 2004) ;
- « Europe », regroupant les filiales en Europe hors de France et en Afrique (27,2 % du chiffre d'affaires du Groupe en 2004), principalement EDF Energy au Royaume-Uni, EnBW en Allemagne, les filiales en Italie (Finel, Fenice et EDF Energia Italia), et les filiales situées en Europe Centrale et de l'Est ;
- « Reste du monde » (4,5 % du chiffre d'affaires du Groupe en 2004), regroupant les filiales en Amérique latine, dont principalement Light au Brésil, Edenor en Argentine, les centrales de production au Mexique, et en Asie ;
- « EDF Trading » (0,9 % du chiffre d'affaires du Groupe en 2004) ;
- « Autres » (4,6 % du chiffre d'affaires du Groupe en 2004), regroupant les autres filiales, dont Electricité de Strasbourg, Dalkia, Tiru, Asa et EDF Energies Nouvelles.

5.2.2.2 Ventilation de l'information financière par activité

L'annexe aux comptes consolidés du Groupe pour les exercices clos le 31 décembre 2002 (pro forma), 2003 et 2004 contient une ventilation sectorielle par activité de certains éléments de l'information financière du Groupe (chiffre d'affaires, actifs et investissements) pour ces exercices. Les secteurs d'activité présentés se déclinent comme suit :

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

Afin d'apprécier l'évolution globale de l'activité en France, la contribution du segment « France » au chiffre d'affaires du Groupe est présentée selon la décomposition suivante :

- « Ventes d'énergie », comprenant les ventes d'électricité et de gaz livrées aux clients finals ou aux contreparties du marché de gros sur le réseau de transport, ce poste incluant les recettes d'acheminement associées à la fourniture d'énergie à des clients sous contrat unique avec le commercialisateur (ce qui est par exemple le cas des clients au tarif intégré). Le chiffre d'affaires généré par ces ventes provient principalement des activités Production-Commercialisation et Distribution ;
- « Ventes aux enchères (VPP) », comprenant les ventes d'énergie lors des ventes aux enchères de centrales virtuelles (*Virtual Power Plant* ou VPP) organisées régulièrement par EDF dans le cadre de l'engagement pris auprès de la Commission européenne (voir le paragraphe 5.1.3.4 du Chapitre IV). Le chiffre d'affaires généré par ces ventes provient de l'activité Production-Commercialisation ;
- « Ventes d'énergie à l'étranger », comprenant les ventes d'énergie à des contreparties de marché de gros sur les interconnexions ou sur des réseaux autres que le réseau de transport. Ces ventes d'énergie sont quasi-exclusivement liées à des contrats historiques, dont la livraison s'opère soit sur le réseau du destinataire de l'énergie, soit sur le point frontière entre les deux réseaux nationaux. Le chiffre d'affaires généré par ces ventes provient principalement de l'activité Production-Commercialisation ;
- « Accès aux réseaux », comprenant les ventes liées à l'acheminement de l'électricité sur les réseaux de transport et de distribution lorsque l'accès est vendu à des tiers par les gestionnaires de réseaux en dehors de toute fourniture d'énergie. Le chiffre d'affaires généré par ces ventes provient principalement des activités Distribution et Transport ;
- « Ventes de services », comprenant les ventes non directement liées à l'énergie vendue comme, par exemple, des prestations d'ingénierie ou de conseil. Le chiffre d'affaires généré par ces ventes provient principalement des activités Production-Commercialisation, Distribution et Autres.

Les ventes d'énergie, ventes aux enchères et ventes à l'étranger représentent l'essentiel du chiffre d'affaires du Groupe généré par l'activité Production-Commercialisation.

5.2.3 PRÉSENTATION GÉNÉRALE DES RÉSULTATS DE LA PÉRIODE 2002-2004

5.2.3.1 France

L'ouverture progressive du marché français de l'électricité des industriels et des professionnels à la concurrence constitue l'événement majeur de la période 2002-2004. Au niveau d'EDF, elle a nécessité des changements profonds d'organisation, notamment dans les activités de distribution et de commercialisation, et s'est accompagnée de la mise en place de nouvelles offres de services (voir le paragraphe 5.1.2.1 « Ouverture progressive du marché français de l'électricité » du présent Chapitre).

Le chiffre d'affaires est passé de 28 239 millions d'euros en 2002 pro forma à 28 397 millions d'euros en 2003, puis à 29 457 millions d'euros en 2004, soit une augmentation respective de 0,6 % et de 3,7 %. Cette évolution reflète principalement une croissance des volumes d'électricité vendus sur la période malgré des pertes de clients liées à l'ouverture du marché, une hausse des prix de gros et la hausse tarifaire de 3 % intervenue en juillet 2003. Ces effets ont été partiellement compensés par la mise en place de la CSPE au 1er janvier 2003 et par son augmentation au 1er janvier 2004.

Les consommations externes ont progressé de 7,0 % en 2003 et de 4,4 % en 2004. En 2004, la hausse des achats d'énergie et l'augmentation des achats de services ont été atténuées par les réductions de coûts obtenues notamment grâce aux efforts de productivité mis en œuvre. En 2003, l'augmentation de l'ensemble des consommations externes s'explique notamment par les surcoûts liés à la sécheresse et à la canicule.

Malgré une baisse des effectifs moyens sur la période, les charges de personnel sont en hausse de de 1,8 % en 2003 et de 3,7 % en 2004 du fait de l'augmentation des coûts salariaux unitaires, des charges sociales et du financement du régime de retraite.

La contribution de la France à l'EBE du Groupe est passée de 7 729 millions d'euros en 2002 pro forma à 7 767 millions d'euros en 2003, puis à 8 059 millions d'euros en 2004, soit une augmentation respective de 0,5 % et de 3,8 %.

La contribution de la France au résultat net du Groupe est passée de 1 246 millions d'euros en 2002 pro forma à 1 480 millions d'euros en 2003, puis à 1 818 millions d'euros en 2004.

5.2.3.2 Europe

Les principaux contributeurs à l'activité du Groupe au segment Europe sont EDF Energy et EnBW.

La contribution du segment Europe au chiffre d'affaires du Groupe est passée de 9 473 millions d'euros en 2002 pro forma à 12 305 millions d'euros en 2003, puis à 12 751 millions d'euros en 2004, soit une augmentation de 29,9 % en 2003 et de +3,6 % en 2004. Ces augmentations incorporent des effets de périmètre de 20,9 % et des effets de change de –5,2 % en 2003 et des effets de périmètre de –4,4 % en 2004.

Royaume-Uni

La contribution d'EDF Energy au chiffre d'affaires du Groupe est passée de 4 502 millions d'euros en 2002 pro forma à 5 222 millions d'euros en 2003, puis à 5 964 millions d'euros en 2004, soit des hausses respectives de 16,0 % et de 14,2 %. Cette progression bénéficie de l'effet de périmètre significatif constaté en année pleine en 2003 à la suite des acquisitions de Seeboard et EPN en 2002 et d'une croissance liée à des hausses de prix et de volumes en 2004.

La contribution d'EDF Energy à l'EBE du Groupe est passée de 952 millions d'euros en 2002 pro forma à 1 127 millions d'euros en 2003, puis à 1 291 millions d'euros en 2004, soit des hausses respectives de 18,4 % et de 14,5 %, reflétant principalement la croissance du chiffre d'affaires et le programme d'intégration des acquisitions lancé en 2003.

La contribution d'EDF Energy au résultat net du Groupe est passée de 107 millions d'euros en 2002 pro forma à 296 millions d'euros en 2003, en raison notamment de l'effet de périmètre, puis à 306 millions d'euros en 2004.

Allemagne

La contribution de EnBW au chiffre d'affaires du Groupe est passée de 3 178 millions d'euros en 2002 pro forma à 4 863 millions d'euros en 2003 puis à 4 627 millions d'euros en 2004, soit des variations respectives de +53,1 % et de –4,8 %. La période a été marquée par le recentrage de EnBW sur ses activités cœur de métiers, par un développement dans le secteur du gaz et par des acquisitions ciblées. L'effet de périmètre est positif de 1 293 millions d'euros en 2003 (dont 733 millions d'euros liés à l'augmentation du taux d'intégration de EnBW et 560 millions d'euros du fait d'acquisitions par EnBW). Sur 2004, la baisse du chiffre d'affaires résulte d'un changement de présentation du chiffre d'affaires des activités de négoce des filiales de EnBW (baisse de 310 millions d'euros) et d'effets de périmètre négatifs de 337 millions d'euros (notamment cessions de Salamander et Hidrocantabrico). En excluant ces éléments, la croissance liée à l'activité a été de 8,3 % en 2004 et de 18,6 % en 2003. Elle s'explique par l'effet conjugué de hausses tarifaires et de la croissance des volumes.

La contribution de EnBW à l'EBE du Groupe est passé de 252 millions d'euros en 2002 pro forma à 539 millions d'euros en 2003, puis à 919 millions d'euros en 2004, reflétant principalement les effets de périmètre, la croissance de l'activité et les résultats du programme « Top Fit ».

La contribution de EnBW au résultat net du Groupe est passé de –174 millions d'euros en 2002 pro forma à –612 millions d'euros en 2003, puis à 43 millions d'euros en 2004. En 2003, les résultats ont été fortement affectés par des dépréciations et des dotations aux provisions exceptionnelles. Ces éléments exceptionnels se sont traduits par une charge de 1 331 millions d'euros dans les comptes de EnBW et par une charge exceptionnelle de 591 millions d'euros sur le résultat net du Groupe EDF.

Autres filiales d'Europe

Hors Edison qui n'est pas consolidée dans les comptes du Groupe à fin 2004, le Groupe est présent en Italie au travers d'EDF Energia Italia et de Fenice, ainsi qu'en Pologne et en Hongrie avec des activités de Production et de Distribution.

5.2.3.3 Reste du monde

Les principaux contributeurs dans le Reste du monde sont Light au Brésil, Edenor en Argentine et les filiales du Mexique. Le chiffre d'affaires du Groupe dans le Reste du monde est passé de 2 052 millions d'euros en 2002 pro forma à 1 926 millions d'euros en 2003 puis à 2 115 millions d'euros en 2004, soit une variation respective de –6,1 % et de +9,8 %.

Le Groupe a continué en 2004 à subir la conjonction d'une situation macro-économique et d'un contexte régulatoire et réglementaire difficiles en Amérique latine. Le processus de renégociation de la dette des différentes filiales a été freiné et a conduit le Groupe, en 2004, à réviser à la baisse l'évaluation de ses actifs sur cette région et à compléter les dépréciations déjà réalisées en 2002 et en 2003.

Brésil

La contribution de Light au chiffre d'affaires du Groupe est passée de 1 300 millions d'euros en 2002 pro forma à 1 080 millions d'euros en 2003, puis à 1 114 millions d'euros en 2004, soit une variation respective de –16,9 % et +3,1 %. La baisse du chiffre d'affaires en 2003 s'explique par l'évolution défavorable du taux de change. En 2004, l'impact des hausses tarifaires obtenues en novembre 2003 et 2004 a été en partie neutralisé par la réduction des volumes commercialisés et un effet de change défavorable. La période a été marquée par des dotations aux provisions pour dépréciations d'actifs et des dépréciations exceptionnelles des écarts d'acquisitions à hauteur de 441 millions d'euros en 2002, 830 millions d'euros en 2003 et 760 millions d'euros en 2004.

Argentine

La contribution d'Edenor au chiffre d'affaires du Groupe est passée de 274 millions d'euros en 2002 pro forma à 277 millions d'euros en 2003 puis à 305 millions d'euros en 2004, soit une variation respective de +1,1 % et +10,1 %. Le gel des tarifs de distribution en vigueur depuis le vote de la loi d'urgence économique de janvier 2002 reste un point critique qui conditionne la renégociation tarifaire en cours avec l'Etat argentin dans un contexte réglementaire et de change non stabilisé. Des pertes de change exceptionnelles ont affecté le résultat net de l'année 2002 à hauteur de 200 millions d'euros, alors que l'année 2004 a été marquée par des dotations exceptionnelles aux dépréciations de l'écart d'acquisition et des actifs d'Edenor.

Mexique

La contribution du Mexique au chiffre d'affaires du Groupe est passée de 253 millions d'euros en 2002 pro forma à 357 millions d'euros en 2003 puis à 471 millions d'euros en 2004, soit une variation respective de +41,1 % et +31,9 %. La période a été marquée par la mise en service et la montée en régime de nouvelles centrales de production ainsi que par la hausse des prix du combustible et de l'électricité.

5.2.3.4 EDF Trading

La contribution d'EDF Trading au chiffre d'affaires du Groupe est passée de 214 millions d'euros en 2002 pro forma à 295 millions d'euros en 2003, puis à 408 millions d'euros en 2004, soit une variation respective de +37,9 % et de +38,3 %. Cette augmentation est liée à la forte volatilité des marchés sur lesquels EDF Trading exerce son activité, ainsi qu'à la hausse des volumes négociés sur la période.

5.2.3.5 Autres

La contribution du segment Autres au chiffre d'affaires du Groupe, est passée de 1 839 millions d'euros en 2002 pro forma à 1 996 millions d'euros en 2003 puis à 2 197 millions d'euros en 2004, soit une variation respective de +8,5 % et de +10,1 %, essentiellement du fait d'acquisitions réalisées par Dalkia.

5.2.4 COMPTES DE RÉSULTAT CONSOLIDÉS 2004, 2003 ET 2002

(en millions d'euros)

	2004	2003	2002 PRO FORMA	2002(1)
Chiffre d'affaires	**46 928**	**44 919**	**41 817**	**48 359**
Consommations externes	(23 476)	(22 554)	(19 582)	(25 588)
Charges de personnel	(9 596)	(9 509)	(9 218)	(9 187)
Impôts et taxes	(2 853)	(2 703)	(3 716)	(3 716)
Autres produits et charges d'exploitation	1 124	873	1 284	1 157
Excédent brut d'exploitation (EBE)	**12 127**	**11 026**	**10 585**	**11 025**
Effet du protocole de démantèlement des installations situées sur le site de Marcoule	(190)	—	—	—
Dotations nettes aux amortissements	(4 716)	(4 449)	(5 399)	(5 403)
Dotations nettes aux provisions	(1 573)	256	(39)	(118)
Résultat d'exploitation	**5 648**	**6 833**	**5 147**	**5 504**
Frais financiers nets	(1 319)	(1 431)	(1 651)	(1 550)
Résultat de change	(59)	24	(90)	(96)
Autres produits et charges financiers	(807)	(2 106)	(1 726)	(1 769)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	**3 463**	**3 320**	**1 680**	**2 089**
Impôt sur les résultats	(1 494)	(1 567)	(825)	(986)
Dotations nettes aux amortissements et provisions des écarts d'acquisition	(710)	(844)	(714)	(713)
Quote-part des sociétés en équivalence	68	26	25	25
Résultat net du Groupe	**1 327**	**935**	**166**	**415**
Intérêts minoritaires	14	(78)	65	66
Résultat net d'EDF	**1 341**	**857**	**231**	**481**
Résultat par action en €	**0,82**	**n.a.**	**n.a.**	**n.a.**

(1) Le format des états financiers 2002 a été modifié au 1er janvier 2003. La présentation des comptes publiés en 2002 a été modifiée en conséquence. Les comptes 2002 pro forma intègrent en outre l'application des nouvelles règles et méthodes comptables à compter du 1er janvier 2003.

5.2.5 ANALYSE COMPARATIVE DES COMPTES 2004 ET 2003

5.2.5.1 Chiffre d'affaires

Le tableau suivant présente l'évolution de la contribution au chiffre d'affaires du Groupe de chaque segment entre 2003 et 2004 :

(en millions d'euros)

			VARIATIONS	
EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2004	2003	04/03	04/03 EN %
France	**29 457**	**28 397**	**1 060**	**3,7 %**
Europe	**12 751**	**12 305**	**446**	**3,6 %**
Dont Royaume-Uni	*5 964*	*5 222*	*742*	*14,2 %*
Dont Allemagne	*4 627*	*4 863*	*(236)*	*(4,8 %)*
Reste du monde	**2 115**	**1 926**	**189**	**9,8 %**
EDF Trading	**408**	**295**	**113**	**38,3 %**
Autres	**2 197**	**1 996**	**201**	**10,1 %**
Total Groupe	**46 928**	**44 919**	**2 009**	**4,5 %**

En 2004, le chiffre d'affaires du Groupe s'établit à 46 928 millions d'euros, soit une augmentation de 2 009 millions d'euros par rapport à 2003 (soit +4,5 %). Cette augmentation s'explique principalement par une croissance liée à l'activité de 2 905 millions d'euros (soit +6,5 %) à taux de change, périmètre et méthodes comptables constants. L'effet de périmètre est négatif à hauteur de 548 millions d'euros (soit –1,2 %). A cet effet s'ajoute l'impact défavorable du changement de présentation de l'activité négoce en Allemagne de 310 millions d'euros (soit –0,7 %) (voir le paragraphe 5.6.3 du présent Chapitre).

France

Dans un contexte de croissance du produit intérieur brut français supérieure à 2 % et de conditions climatiques et de calendrier (année 2004 bissextile) plus favorables qu'en 2003, la contribution du segment France au chiffre d'affaires s'établit à 29 457 millions d'euros en 2004, en progression de +3,7 %. Cette évolution se décompose en :

- un effet volume de +2,4 % combinant la progression des ventes aux clients finals et l'augmentation des ventes aux enchères :
  - les conditions climatiques et l'impact de l'année bissextile ont eu un effet favorable sur les volumes entraînant, avec la croissance de l'activité et malgré les pertes de clients, une progression des ventes aux clients finals en volume (+0,5 %) et en valeur ;
  - les ventes aux enchères (VPP) sont également en hausse en volume (+23,6 %) sur un marché actif ;
- un effet prix et tarif de +1,3 % lié à la hausse des prix de marchés de gros reflétée dans les conditions de vente d'EDF applicables à certains clients finals éligibles ainsi que dans les prix des ventes aux enchères.

Le tableau suivant présente l'évolution du chiffre d'affaires contributif du segment France entre 2003 et 2004 :

(en millions d'euros)

			VARIATIONS	
EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2004	2003	04/03	04/03 EN %
Ventes d'énergie	24 570	23 943	627	2,6 %
Ventes aux enchères (VPP)	1 197	842	355	42,2 %
Ventes d'énergie à l'étranger	1 522	1 535	(13)	(0,8 %)
Accès au réseau	1 236	1 076	160	14,9 %
Ventes de services	932	1 001	(69)	(6,9 %)
Chiffre d'affaires France	**29 457**	**28 397**	**1 060**	**3,7 %**

Le chiffre d'affaires lié aux **ventes d'énergie** en France s'établit à 24 570 millions d'euros en 2004, en augmentation de 627 millions d'euros (soit +2,6 %) qui s'explique par :

- un effet volume favorable, malgré les pertes de clients, de 406 millions d'euros, lié à hauteur de 254 millions d'euros (+1,2 TWh) aux conditions climatiques favorables de l'année et à l'impact de l'année bissextile ;
- un effet prix et tarif favorable de 187 millions d'euros se répartissant entre :
  - +328 millions d'euros (soit +1,4 %) liés à l'augmentation moyenne du tarif intégré de 3 % intervenue le 4 juillet 2003, portant sur environ 80 % des volumes livrés aux clients finals ;
  - neutralisé à hauteur de –359 millions d'euros par l'effet de la hausse de la CSPE au 1er janvier 2004 de 1,2 €/MWh (voir le paragraphe 5.1.2.3 du présent Chapitre) ;
  - +218 millions d'euros (+0,9 %) grâce aux nouvelles offres de prix souscrites par les clients éligibles ou ayant exercé leur éligibilité.

Le chiffre d'affaires lié aux **ventes aux enchères (VPP)** s'élève à 1 197 millions d'euros en 2004, en augmentation de 355 millions d'euros (soit +42,2 %), qui résulte d'une hausse en volume de 23,6 % (soit +8 TWh) et d'une hausse des prix sur les marchés de gros.

Le chiffre d'affaires lié aux **ventes d'énergie à l'étranger** s'établit à 1 522 millions d'euros en 2004, en très légère baisse de 13 millions d'euros (soit –0,8 %). Ces ventes sont principalement réalisées dans le cadre de contrats à long terme.

Le chiffre d'affaires lié à l'**accès au réseau** s'élève à 1 236 millions d'euros en 2004, en augmentation de 160 millions d'euros (soit +14,9 %), dont 127 millions d'euros (soit +11,9 %) liés à l'activité distribution et 33 millions d'euros (soit +3 %) liés à l'activité transport, portés par la croissance des volumes transitant par le réseau de RTE et les réseaux de distribution exploités par EDF au titre des ventes vers les clients éligibles ayant opté pour une facturation directe, quel que soit leur fournisseur d'électricité. Les tarifs d'acheminement sont inchangés sur la période.

Le chiffre d'affaires lié aux **ventes de services** s'élève à 932 millions d'euros en 2004, en diminution de 69 millions d'euros (soit –6,9 %) suite à la fin des travaux d'ingénierie sur de grands projets à l'international.

Europe

En Europe, le chiffre d'affaires s'établit à 12 751 millions d'euros en 2004, en augmentation de 446 millions d'euros (soit +3,6 %) par rapport à 2003. Cette augmentation s'explique principalement par la croissance liée à l'activité à hauteur de 1 217 millions d'euros (soit +9,9 %), partiellement compensée par des effets négatifs de périmètre de 548 millions d'euros (soit –4,5 %) et un changement de présentation du chiffre d'affaires de 310 millions d'euros (soit –2,5 %) en Allemagne.

Au **Royaume-Uni**, la contribution d'EDF Energy au chiffre d'affaires du Groupe s'établit à 5 964 millions d'euros en 2004, en augmentation de 742 millions d'euros (soit +14,2 %). Cette augmentation s'explique principalement par la croissance à taux de change, périmètre et méthodes comptables constants de l'activité (777 millions d'euros) liée essentiellement à la hausse des prix de gros répercutée sur les prix facturés aux grandes entreprises, aux augmentations des prix de l'électricité et du gaz facturés aux clients résidentiels, ainsi qu'à la croissance des volumes d'électricité et de gaz commercialisés. L'effet de périmètre est négatif à hauteur de 123 millions d'euros dû au changement de mode de consolidation de la société Metronet, mise en équivalence à compter du 1er juillet 2004.

En **Allemagne**, le chiffre d'affaires publié par EnBW s'est élevé à 9 844 millions d'euros. La contribution de EnBW au chiffre d'affaires du Groupe s'établit à 4 627 millions d'euros en 2004. La diminution de 236 millions d'euros (soit –4,8 %) du chiffre d'affaires contributif de EnBW traduit des effets périmètre négatifs à hauteur de 337 millions d'euros, essentiellement liés au désengagement des activités non stratégiques (voir le paragraphe 5.1.1 du présent Chapitre) et à l'effet de changement de présentation du chiffre d'affaires de l'activité de négoce des filiales de EnBW (–310 millions d'euros). Ces deux évolutions sont partiellement compensées par la croissance à taux de change, périmètre et méthodes comptables constants de EnBW (402 millions d'euros, soit +8,3 %) liée notamment à la croissance des activités électriques qui bénéficient d'effets volume et prix favorables.

La contribution des **Autres filiales** en Europe au chiffre d'affaires du Groupe s'établit à 2 160 millions d'euros en 2004, en diminution de 60 millions d'euros (soit –0,3 %) par rapport à 2003. Cette diminution est due principalement à la sortie du périmètre de consolidation de la société Graninge en 2003. Les filiales italiennes Fenice et EDF Energia Italia contribuent respectivement pour 21,0 % et 20,0 % au chiffre d'affaires de ce segment. Les filiales ERSA (Rybnik), ECW, ECK, Kogeneracja et Zielona Gora en Pologne représentent 28,9 % du total, alors que les filiales Demasz et Bert en Hongrie représentent 20,9 % de cet ensemble.

Reste du monde

Dans le Reste du monde, le chiffre d'affaires s'établit à 2 115 millions d'euros en 2004 (dont 1 945 millions d'euros en Amérique latine et 171 millions d'euros en Asie), en augmentation de 189 millions d'euros (soit +9,8 %).

Au **Brésil**, le chiffre d'affaires de Light s'établit à 1 114 millions d'euros en 2004, en augmentation de 33 millions d'euros (soit +3,1 %) malgré un effet de change négatif de 44 millions d'euros. Cette augmentation s'explique essentiellement par la hausse des tarifs accordée en novembre 2003 (+4,2 %) et en novembre 2004 (+5,0 %) par le gouvernement brésilien partiellement compensée par la réduction des volumes commercialisés (des températures inférieures à la moyenne historique ayant réduit les besoins en climatisation et les pertes non techniques ayant augmenté).

En **Argentine**, le chiffre d'affaires d'Edenor s'établit à 305 millions d'euros en 2004, en augmentation de 28 millions d'euros (soit +10,1 %), malgré un effet de change négatif de 27 millions d'euros. Cette augmentation reflète principalement la hausse des prix de gros répercutée sur les montants facturés aux consommateurs finals, ainsi que la variation de la consommation moyenne par client (soit +2,8 %) et la croissance de la base de clients (soit +2,6 %) sur la zone de concession d'Edenor.

Au **Mexique**, le chiffre d'affaires s'établit à 471 millions d'euros en 2004, en augmentation de 114 millions d'euros (soit +31,9 %), malgré un effet de change négatif de 32 millions d'euros. Cette augmentation s'explique essentiellement par la mise en service de la centrale de Lomas (Rio Bravo III) qui génère un chiffre d'affaires de 128 millions d'euros en 2004.

EDF Trading

Le chiffre d'affaires d'EDF Trading, correspondant à la marge réalisée sur les activités de négoce (voir le paragraphe 5.6.3 du présent Chapitre), s'établit à 408 millions d'euros en 2004, en augmentation de 113 millions d'euros (soit +38,3 %). Cette croissance est liée à la forte hausse des marges dans le gaz dans un contexte de marché volatil au Royaume-Uni et au développement du portefeuille de contrats structurés (voir le paragraphe 5.1.3.3.2 du Chapitre IV).

Autres

Le chiffre d'affaires « Autres » s'établit à 2 197 millions d'euros en 2004, en augmentation de 201 millions d'euros (soit +10,1 %). Cette augmentation traduit principalement la croissance du chiffre d'affaires de Dalkia International à hauteur de 129 millions d'euros (soit +11,8 %), notamment liée à des acquisitions en Europe de l'Est et en Italie, ainsi que la croissance du chiffre d'affaires d'Electricité de Strasbourg à hauteur de 49 millions d'euros (soit +11,7 %), résultant principalement des conditions climatiques favorables en France.

5.2.5.2 Consommations externes

Les consommations externes s'établissent à 23 476 millions d'euros en 2004. Elles comprennent :

- les achats consommés de combustibles pour 4 451 millions d'euros, dont notamment le charbon, l'assemblage et l'enrichissement nucléaire et le fioul ;
- les achats d'énergie pour 8 473 millions d'euros, dont notamment les obligations d'achat en France et les achats sur le marché ;
- les achats de services pour 9 199 millions d'euros, dont notamment les entretiens et réparations, les loyers et les redevances de concession ;

- les autres achats pour 3 178 millions d'euros, dont notamment les prestations relatives à l'aval du cycle (retraitement du combustible), les achats de produits consommables et de petits matériels ;
- la production stockée et immobilisée pour –1 825 millions d'euros, correspondant aux dépenses internes consacrées à la production des stocks et en-cours de production, ainsi qu'aux immobilisations incorporelles et corporelles.

Le tableau suivant présente l'évolution des consommations externes par segment entre 2003 et 2004 :

(en millions d'euros)

			VARIATIONS	
EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2004	2003	04/03	04/03 EN %
France	**(12 377)**	**(11 852)**	**(525)**	**4,4 %**
Europe	**(8 468)**	**(8 286)**	**(182)**	**2,2 %**
Dont Royaume-Uni	*(3 970)*	*(3 396)*	*(574)*	*16,9 %*
Dont Allemagne	*(3 039)*	*(3 405)*	*366*	*(10,7)%*
Reste du monde	**(1 425)**	**(1 294)**	**(131)**	**10,1 %**
EDF Trading	**(18)**	**(16)**	**(2)**	**14,5 %**
Autres	**(1 188)**	**(1 106)**	**(83)**	**7,5 %**
Total Groupe	**(23 476)**	**(22 554)**	**(922)**	**4,1 %**

Les consommations externes augmentent de 922 millions d'euros (soit +4,1 %) par rapport à 2003. Cette augmentation comprend des effets favorables de variations de périmètre (329 millions d'euros) et du changement de présentation du chiffre d'affaires de l'activité de négoce des filiales de EnBW (310 millions d'euros). En excluant les effets de périmètre (soit –1,5 %), de présentation (soit –1,3 %) et de change (–0,1 %), l'augmentation des consommations externes est de +7,0 %, à comparer à la croissance à taux de change, périmètre et méthodes comptables constants du chiffre d'affaires de +6,5 %.

France

L'énergie fournie par EDF en 2004 s'est élevée à 551,3 TWh, en progression de 2,5 % par rapport à l'année 2003. Cette énergie a été essentiellement issue de la production d'EDF, à hauteur de 487,4 TWh (soit 88,4 % de l'ensemble), en croissance de +0,7 % par rapport à 2003, le solde (soit 11,6 % de l'ensemble) étant fourni par des achats en croissance de +18,3 % par rapport à 2003.

(en millions d'euros)

			VARIATIONS	
EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2004	2003	04/03	04/03 EN %
Achats consommés de combustibles — production d'énergie	(2 242)	(2 263)	21	(0,9)%
Achats d'énergie (hors activité de négoce)	(3 142)	(2 799)	(342)	12,2 %
Achats de services(1)	(6 234)	(6 084)	(150)	2,5 %
Autres achats	(1 706)	(1 877)	171	(9,1)%
Production stockée et immobilisée	946	1 171	(225)	(19,2)%
Total consommations externes	**(12 377)**	**(11 852)**	**(525)**	**4,4 %**

(1) Comprennent les charges d'externalisation des fonds de retraite. Voir le paragraphe 5.6.4.3.1 note (h) du présent Chapitre.

Les consommations externes du segment France s'établissent à 12 377 millions d'euros en 2004, en augmentation de 525 millions d'euros (soit +4,4 %) par rapport à 2003.

La légère baisse des achats consommés de combustibles s'explique principalement par des économies sur les achats de fioul et de combustibles nucléaires, qui ont compensé l'impact défavorable des cours du charbon en très forte hausse sur la période.

L'augmentation en 2004 des achats d'énergie (hors activité de négoce) s'explique principalement par les achats pour compenser les pertes de réseau, effectués en dehors du Groupe depuis le 1er juillet 2004, et par l'augmentation des obligations d'achat. S'y ajoute l'impact défavorable des contrats d'achat d'énergie indexés sur le cours du charbon. La variation favorable de la production stockée et immobilisée a également permis de limiter l'augmentation du poste Achats d'énergie sur la période.

Les achats de services qui représentent la moitié des consommations externes, augmentent principalement en raison de l'accroissement des charges de maintenance de l'outil de production (thermique et nucléaire) programmées sur 2004, celles-ci ayant été en partie reportées sur 2004 en raison des effets de la sécheresse en 2003, ainsi que de la hausse des

coûts informatiques liés à la transformation de l'entreprise dans le cadre de l'ouverture totale du marché à la concurrence en juillet 2007.

Les autres achats ont bénéficié de gains générés par les efforts de productivité.

Europe

En Europe, les consommations externes s'établissent à 8 468 millions d'euros en 2004, en augmentation de 182 millions d'euros (soit +2,2 %). Correction faite des variations de périmètre (–329 millions d'euros), du changement de présentation comptable en Allemagne (–310 millions d'euros) et des effets de change (+52 millions d'euros), la croissance de ces charges s'élève à +9,2 %, à comparer à une croissance à taux de change, périmètre et méthodes comptables constants du chiffre d'affaires de +9,9 %.

Au **Royaume-Uni**, les consommations externes s'établissent à 3 970 millions d'euros en 2004, en augmentation de 574 millions d'euros (soit +16,9 %). Cette hausse est principalement liée à l'impact des hausses de prix d'énergie (électricité : +33 %, gaz : +38 %, fioul) et, dans une moindre mesure, au développement des activités de services des sociétés Metronet et Trans4m. L'effet périmètre lié à la mise en équivalence de Metronet (soit –2,6 %) est en partie compensé par l'effet de change (+1,7 %).

En **Allemagne**, les consommations externes s'établissent à 3 039 millions d'euros en 2004, en diminution de 366 millions d'euros (soit –10,7 %). Cette diminution est principalement liée à l'effet de changement de présentation du chiffre d'affaires de l'activité de négoce des filiales de EnBW à hauteur de 310 millions d'euros et à des effets périmètre de 180 millions d'euros résultant principalement du désengagement de EnBW de ses activités non stratégiques. Hors ces effets, ces charges sont en hausse de 125 millions d'euros (soit +3,7 %), à comparer à une croissance à taux de change, périmètre et méthodes comptables constants du chiffre d'affaires de +8,3 % reflétant les effets favorables du programme « Top Fit ».

Dans les **Autres filiales** en Europe, les consommations externes s'établissent à 1 459 millions d'euros en 2004, en diminution de 26 millions d'euros (soit –1,8 %).

Reste du monde

Dans le Reste du monde, les consommations externes s'établissent à 1 425 millions d'euros en 2004, en augmentation de 131 millions d'euros (soit +10,1 %, dont –6,1 % d'effet de change et +16,2 % liés à l'activité).

Au **Brésil**, les consommations externes de Light s'établissent à 730 millions d'euros, en croissance de 8 millions d'euros (soit +1,2 %), malgré les effets de change favorables de 29 millions d'euros.

En **Argentine**, les consommations externes d'Edenor s'établissent à 202 millions d'euros, en augmentation de 38 millions d'euros (soit +23,2 %), principalement en raison de la croissance de l'activité et de la hausse du prix des achats.

Au **Mexique**, les consommations externes s'établissent à 408 millions d'euros, en augmentation de 92 millions d'euros (soit +29,1 %), essentiellement en raison de la mise en service de la centrale de Lomas au premier semestre 2004.

Autres

Pour les autres filiales, les consommations externes s'établissent à 1 188 millions d'euros en 2004, en augmentation de 83 millions d'euros (soit +7,5 %), à comparer à l'augmentation du chiffre d'affaires de 10,1 %, Dalkia International et Electricité de Strasbourg représentant l'essentiel de cette augmentation.

5.2.5.3 Charges de personnel

Les charges de personnel s'établissent à 9 596 millions d'euros en 2004, en augmentation de 87 millions d'euros (soit +0,9 %) par rapport à 2003. Cette évolution s'explique essentiellement par une hausse de 3,7 % en France, partiellement compensée par l'effet de périmètre attribuable à la cession d'activités non-stratégiques en Allemagne. L'évolution des charges de personnel se répartit comme suit :

(en millions d'euros)

			VARIATIONS	
EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2004	2003	04/03	04/03 EN %
France	**(7 629)**	**(7 354)**	**(275)**	**3,7 %**
Europe	**(1 338)**	**(1 546)**	**208**	**(13,5)%**
Dont Royaume-Uni	*(598)*	*(598)*	*—*	*—*
Dont Allemagne	*(547)*	*(746)*	*199*	*(26,7)%*
Reste du monde	**(98)**	**(100)**	**2**	**(2,0)%**
EDF Trading	**(57)**	**(64)**	**7**	**(10,9)%**
Autres	**(474)**	**(445)**	**(29)**	**6,5 %**
Total Groupe	**(9 596)**	**(9 509)**	**(87)**	**0,9 %**

France

En France, les charges de personnel, qui incluent les charges de retraite pour les personnels rattachés au statut des IEG, s'établissent à 7 629 millions d'euros en 2004, en hausse de 275 millions d'euros (soit +3,7 %). Malgré une baisse de l'effectif moyen, la variation est principalement liée à une hausse des salaires (161 millions d'euros) et à l'augmentation des charges sociales (121 millions d'euros, dont 93 millions d'euros imputables aux charges de retraites).

(en millions d'euros)

			VARIATIONS	
EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2004	2003	04/03	04/03 EN %
Rémunérations versées	(4 416)	(4 245)	(171)	4,0 %
Charges sociales	(3 369)	(3 248)	(121)	3,7 %
Autres	156	139	17	12,2 %
Charges de personnel	**(7 629)**	**(7 354)**	**(275)**	**3,7 %**

Les charges de retraites supportées par EDF, incluses dans les charges sociales, s'établissent à 2 399 millions d'euros en 2004 par rapport à 2 313 millions d'euros en 2003. Pour l'impact de l'application du nouveau mode de financement et de comptabilisation du régime de retraites à compter du 1er janvier 2005, voir le paragraphe 5.1.2.2.1.1 du présent Chapitre.

Europe

En Europe, les charges de personnel s'établissent à 1 338 millions d'euros en 2004, en diminution de 208 millions d'euros (soit –13,5 %), dont 130 millions d'euros (soit –8,4 %) d'effets de périmètre, principalement chez EnBW.

Au Royaume-Uni, les charges de personnel sont stables à 598 millions d'euros en 2004. Un effet de change favorable sur la livre sterling et le programme d'amélioration de la performance lancé en 2003 ont compensé l'effet des hausses salariales.

En Allemagne, les charges de personnel s'établissent à 547 millions d'euros en 2004, en diminution de 199 millions d'euros (soit –26,9 %), principalement due à un effet de périmètre (voir le paragraphe 5.1.1 du présent Chapitre), ainsi qu'à la réduction de la masse salariale liée au plan de productivité « Top Fit » (voir le paragraphe 6.1.2.6 du Chapitre IV).

Reste du monde

Dans le Reste du monde, les charges de personnel s'établissent à 98 millions d'euros en 2004, en diminution de 2 millions d'euros (soit –2,0 %), dont un effet de change favorable de 6 millions d'euros.

Autres

Pour les autres filiales, les charges de personnel s'établissent à 474 millions d'euros en 2004, en augmentation de 29 millions d'euros (soit +6,5 %).

5.2.5.4 Impôts et taxes

Les impôts et taxes, hors impôts sur les sociétés, s'établissent à 2 853 millions d'euros en 2004, en augmentation de 150 millions d'euros (soit +5,6 %) par rapport à 2003. Cette croissance provient principalement de la France (+152 millions d'euros), notamment en raison du quasi-doublement du taux de la taxe sur les installations nucléaires (+133 millions d'euros), partiellement compensé par la suppression de la taxe hydroélectrique.

(en millions d'euros)

			VARIATIONS	
EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2004	2003	04/03	04/03 EN %
France — Taxe professionnelle	(1 224)	(1 195)	(29)	2,4 %
France — autres taxes	(1 342)	(1 219)	(123)	10,1 %
Autres — hors France	(287)	(289)	2	(0,7)%
Impôts et taxes	**(2 853)**	**(2 703)**	**(150)**	**5,6 %**

5.2.5.5 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'établissent à 1 124 millions d'euros en 2004, en augmentation de 251 millions d'euros (soit +28,9 %) par rapport à 2003. Cette augmentation est notamment due à des soldes de subventions d'exploitation sur exercices antérieurs au titre de la compensation des charges imputables aux missions de service public (102 millions d'euros nets).

(en millions d'euros)

			VARIATIONS	
EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2004	2003	04/03	04/03 EN %
Subventions d'exploitation(1)	1 571	1 462	109	7,5 %
Autres produits et charges	(519)	(605)	86	(14,2)%
Résultat de cession d'immobilisations	81	57	24	42,1 %
Autres produits et charges à caractère inhabituel	(9)	(41)	32	(78,0)%
Autres produits et charges d'exploitation	**1 124**	**873**	**251**	**28,8 %**

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

5.2.5.6 Excédent brut d'exploitation (EBE)

Compte tenu des évolutions décrites ci-dessus, l'EBE s'établit à 12 127 millions d'euros en 2004, en augmentation de 1 101 millions d'euros (soit +10 %), dont un effet de périmètre défavorable de 115 millions d'euros principalement dû à EnBW et à EDF Energy (soit –1,0 %) et un effet de change légèrement favorable de 16 millions d'euros.

La moitié de cette croissance provient de EnBW et EDF Energy (qui contribuent ensemble en 2004 à hauteur de 18,2 % à l'EBE du Groupe), le solde provenant essentiellement de la France (qui contribue en 2004 à hauteur de 66,4 % de l'EBE du Groupe) et d'EDF Trading.

L'EBE se décompose par segment comme suit :

(en millions d'euros)

			VARIATIONS	
EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2004	2003	04/03	04/03 EN %
France	**8 059**	**7 767**	**292**	**3,8 %**
Europe	**2 661**	**2 122**	**539**	**25,4 %**
Dont Royaume-Uni	*1 291*	*1 127*	*164*	*14,6 %*
Dont Allemagne	*919*	*539*	*380*	*70,5 %*
Reste du monde	**553**	**478**	**75**	**15,7 %**
EDF Trading	**332**	**214**	**118**	**54,7 %**
Autres	**522**	**445**	**77**	**17,3 %**
Total Groupe	**12 127**	**11 026**	**1 101**	**10,0 %**

La croissance de l'EBE (+10,0 %) est plus forte que celle du chiffre d'affaires (+4,5 %) du fait de l'évolution plus modérée des coûts (+2,7 %) : les consommations externes progressent de +4,1 % du fait de l'augmentation des achats d'énergie (+5,4 %), alors que les charges de personnel augmentent de +0,9 %.

Les ratios EBE sur chiffre d'affaires sont stables en France et au Royaume-Uni et montrent une nette amélioration en Allemagne :

(en pourcentage sur chiffre d'affaires)

	2004	2003
France	**27,4 %**	**27,4 %**
Europe	**20,8 %**	**17,2 %**
Dont Royaume-Uni	*21,6 %*	*21,6 %*
Dont Allemagne	*19,9 %*	*11,1 %*
Reste du monde	**26,1 %**	**24,8 %**
EDF Trading	**81,4 %**	**72,5 %**
Autres	**23,8 %**	**22,2 %**
Total Groupe	**25,8 %**	**24,5 %**

5.2.5.7 Résultat d'exploitation

(en millions d'euros)

			VARIATIONS	
EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2004	2003	04/03	04/03 EN %
Excédent brut d'exploitation	**12 127**	**11 026**	**1 101**	**10,0 %**
Effet net du démantèlement de Marcoule	(190)	—	(190)	—
Dotations nettes aux amortissements	(4 716)	(4 449)	(267)	6,0 %
Dont France	*(3 310)*	*(3 227)*	*(83)*	*2,6 %*
Dont Europe	*(996)*	*(941)*	*(55)*	*5,8 %*
Dotations nettes aux provisions	(1 573)	256	(1 829)	NS
Dont France	*(505)*	*894*	*(1 399)*	*NS*
Résultat d'exploitation	**5 648**	**6 833**	**(1 185)**	**(17,3)%**

En 2004, suite à la conclusion d'un protocole avec la COGEMA et le CEA incluant une clause libératoire, EDF a enregistré une charge de 1 141 millions d'euros pour la mise à l'arrêt définitif, le démantèlement des installations, et la reprise et le conditionnement des déchets du site de Marcoule. Cette charge a été compensée à hauteur de 951 millions d'euros par une reprise de provisions constituées antérieurement à ce titre, l'effet net correspondant à une charge de 190 millions d'euros (voir le paragraphe 5.1.2.7 du présent Chapitre). Cette opération, compte tenu de son caractère exceptionnel, a été isolée sur une ligne spécifique du résultat d'exploitation.

Les **dotations nettes aux amortissements** s'établissent à 4 716 millions d'euros en 2004, en augmentation de 267 millions d'euros (soit +6 %). Cette augmentation résulte des programmes d'investissements (hors investissements financiers) du Groupe, dont 83 millions d'euros provenant de la France, +55 millions d'euros provenant de l'Europe et 82 millions d'euros provenant du Reste du monde.

Les **dotations nettes aux provisions** s'établissent à 1 573 millions d'euros en 2004 (dont une charge nette de 505 millions d'euros en France), en augmentation de 1 829 millions d'euros. L'essentiel de cette variation provient d'éléments exceptionnels comptabilisés en 2003 et en 2004 pour des montants significatifs.

En 2004, les dotations nettes aux provisions comprennent :

- en France, des dotations aux provisions pour risques et charges concernant des organismes sociaux pour 203 millions d'euros ;
- des dotations aux provisions pour dépréciation des actifs immobilisés et circulants liées à des éléments exceptionnels constatés hors de France à hauteur de 981 millions d'euros principalement au Brésil, en Argentine et au Mexique. A ce titre, l'évolution du contexte économique et réglementaire brésilien ainsi que l'obtention d'augmentations tarifaires en novembre 2004 très inférieures à celles attendues ont conduit à réviser à la baisse les hypothèses du plan à moyen terme de Light. Cette situation se traduit par une nouvelle dépréciation des actifs à hauteur de 760 millions d'euros, dont 696 millions d'euros affectés aux immobilisations corporelles, s'ajoutant à celle constatée en 2003.

En 2003, le solde de ce compte est positif de 256 millions d'euros, dont +894 millions d'euros pour la France. Cette reprise nette de provisions pour risques et charges résultait principalement :

- de reprises de provisions liées à des éléments exceptionnels constatés en France : l'impact sur les provisions de renouvellement suite à l'inventaire sur les immobilisations (+534 millions d'euros), l'effet favorable d'un nouveau scénario de prix de marché (correspondant à l'impact de la hausse des prix de gros sur l'évaluation des pertes futures liées à des contrats de vente ou d'approvisionnement à long terme) sur l'estimation de pertes futures sur des contrats d'achats d'énergie à moyen terme (+293 millions d'euros), ainsi que l'effet de

l'allongement de la durée de vie des centrales nucléaires sur les provisions pour pertes sur contrats de vente d'énergie (+222 millions d'euros) ;

- compensées partiellement par une dotation exceptionnelle aux provisions pour dépréciation des actifs immobilisés et circulants de Light au Brésil (–534 millions d'euros) et l'impact des dotations aux provisions exceptionnelles de EnBW.

Les mouvements des provisions pour charges futures liées aux activités nucléaires sont détaillés au paragraphe 5.4.1 du présent Chapitre. La dotation nette relative à ces provisions ne comprend pas la charge liée à leur actualisation financière, laquelle est constatée en autres produits et charges financiers.

Le **résultat d'exploitation** s'établit ainsi à 5 648 millions d'euros en 2004, en diminution de 1 185 millions d'euros (soit –17,3 %) par rapport à 2003. En dépit de l'augmentation de l'EBE (+1 101 millions d'euros), cette évolution du résultat d'exploitation est principalement liée aux éléments exceptionnels décrits ci-dessus, et notamment aux dotations nettes aux provisions en 2004 et aux reprises nettes de provisions en 2003.

5.2.5.8 Frais financiers nets, résultat de change, autres produits et charges financiers

(en millions d'euros)

			VARIATIONS	
EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2004	2003	04/03	04/03 EN %
Frais financiers nets	(1 319)	(1 431)	112	(7,8)
Résultat de change	(59)	24	(83)	NS
Autres produits et charges financiers	(807)	(2 106)	1 299	(61,7)

Les **frais financiers nets** s'établissent à 1 319 millions d'euros en 2004, soit une diminution de 112 millions d'euros (–7,8 %) par rapport à 2003 principalement en raison de la diminution de la dette long terme d'EDF. Les frais financiers nets sont essentiellement constatés chez EDF (384 millions d'euros), EDF Energy (329 millions d'euros), EnBW (178 millions d'euros) et Light (144 millions d'euros).

Le **résultat de change** correspond à une perte de 59 millions d'euros en 2004, contre un gain de 24 millions d'euros en 2003, liée principalement à l'évolution défavorable du peso argentin par rapport au dollar U.S. entre 2003 et 2004, et à la constatation en 2003 d'un gain de change lié à l'adoption du dollar U.S. comme devise fonctionnelle au Mexique.

Les **autres produits et charges financiers** correspondent à une charge nette de 807 millions d'euros en 2004, en diminution de 1 299 millions d'euros par rapport à 2003. Pour les exercices 2003 et 2004, ils comprennent principalement :

- des charges d'actualisation des provisions à long terme relatives au retraitement du combustible nucléaire et à la déconstruction des centrales pour 1 501 millions d'euros en 2004 et 1 462 millions d'euros en 2003. Les modes d'actualisation des provisions sont précisés dans les notes 26 et 27 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe et au paragraphe 5.4.1 du présent Chapitre ;
- des provisions pour risques financiers de 855 millions d'euros constatées en 2003 au titre des engagements de rachat d'actions consentis aux autres actionnaires de la société Italenergia Bis. Ces provisions ont été complétées en 2004 à hauteur de 395 millions d'euros pour tenir compte des différents développements affectant la valeur des actions Edison ;
- la charge d'intérêts due au titre de la décision de la Commission européenne constatée à hauteur de 328 millions d'euros en 2003 (voir le paragraphe 5.1.2.4 du présent Chapitre) ;
- la plus-value avant impôt de 698 millions d'euros constatée sur la cession des titres Total en 2004.

5.2.5.9 Résultat net d'EDF

(en millions d'euros)

			VARIATIONS	
EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2004	2003	04/03	04/03 EN %
Résultat avant impôts	**3 463**	**3 320**	**143**	**4,3 %**
Impôts sur les résultats (impôts exigibles et différés)	(1 494)	(1 567)	73	(4,7)%
Dotations nettes aux amortissements et provisions des écarts d'acquisition	(710)	(844)	134	(15,9)%
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	68	26	42	161,5 %
Intérêts minoritaires	14	(78)	92	NS
Résultat net d'EDF	**1 341**	**857**	**484**	**56,5 %**

Les **impôts exigibles** s'établissent à 1 269 millions d'euros en 2004, en diminution de 552 millions d'euros (soit –30,3 %). Cette diminution est principalement due à la France dont la charge d'impôts exigibles diminue de 495 millions d'euros, passant de 1 312 millions d'euros en 2003 à 817 millions d'euros en 2004. En effet, même si le résultat avant impôt en France en 2004 est sensiblement égal à celui de 2003, la base imposable 2004 est nettement inférieure à celle de 2003 en raison, d'une part, de l'imputation de la plus-value sur cession des titres Total sur le stock de moins-value à long terme qui a minoré la base imposable en 2004, et, d'autre part, de la non-déductibilité de la provision pour risque Italenergia Bis qui a majoré la base imposable en 2003.

Les **impôts différés** représentent une charge de 225 millions d'euros en 2004, à comparer à un produit d'impôts différés de 254 millions d'euros en 2003. La charge d'impôt 2004 est essentiellement due à une provision pour dépréciation des impôts différés actifs pour 356 millions d'euros, principalement liée aux dépréciations exceptionnelles d'actifs sur Light.

La différence entre le taux effectif moyen d'impôt 2004 du Groupe (43,14 %) et le taux en vigueur en France en 2004 de 35,43 % s'explique principalement par :

- le réajustement de la baisse du taux d'impôt d'EDF dans le calcul des impôts différés suite à la baisse progressive du taux d'impôt en France de 35,43 % à 34,43 % instaurée par la loi de finances pour 2005 ;
- l'imputation de la plus-value sur cession des titres Total sur le stock de moins-value à long terme ;
- la non-déductibilité de la provision pour risque sur la participation Italenergia Bis de 395 millions d'euros ;
- les dépréciations d'impôts différés actifs notamment sur Light et les filiales mexicaines.

Pour 2003, la différence entre le taux effectif moyen d'impôt (47,19 %) et le taux en vigueur en France (35,43 %) s'explique essentiellement par :

- la non-déductibilité des provisions pour risque sur la participation Italenergia Bis de 855 millions d'euros ;
- la reprise partielle des provisions pour dépréciation des impôts différés actif en tenant compte de leur probabilité de récupération dans le temps.

Les **dotations nettes aux amortissements et provisions des écarts d'acquisition** diminuent de 134 millions d'euros (soit –15,9 %) en 2004 par rapport à 2003 du fait de dotations exceptionnelles aux amortissements en 2004 moindres que celles enregistrées en 2003. En 2003, ces dotations concernent Light (296 millions d'euros) et Fenice (151 millions d'euros). En 2004, ces dotations concernent Edenor (148 millions d'euros) et des filiales européennes (220 millions d'euros).

Le **résultat net d'EDF** s'établit à 1 341 millions d'euros en 2004, en hausse de 56,5 % par rapport à 2003.

(en millions d'euros)

			VARIATIONS	
EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2004	2003	04/03	04/03 EN %
France	**1 818**	**1 480**	**338**	**22,8 %**
Europe	**346**	**(230)**	**576**	**NS**
Dont Royaume-Uni	*306*	*296*	*10*	*3,4 %*
Dont Allemagne	*43*	*(612)*	*655*	*NS*
Reste du monde	**(1 147)**	**(830)**	**(317)**	**38,2 %**
EDF Trading	**202**	**143**	**59**	**41,3 %**
Autres	**122**	**294**	**(172)**	**(58,5)%**
Total Groupe	**1 341**	**857**	**484**	**56,5 %**

5.2.6 ANALYSE COMPARATIVE DES COMPTES 2003 ET 2002

Compte tenu des changements comptables intervenus en 2003 décrits au paragraphe 5.6 du présent Chapitre, l'analyse des comptes de résultat 2003 et 2002 qui suit a été établie sur la base des comptes 2002 pro forma. Pour une réconciliation des comptes 2002 pro forma publiés en 2003 et 2002 publiés, voir le paragraphe 5.6.4 du présent Chapitre.

5.2.6.1 Chiffre d'affaires

Le tableau suivant présente l'évolution de la contribution au chiffre d'affaires du Groupe de chaque segment entre 2002 et 2003 :

(en millions d'euros)

EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2003	2002 PRO FORMA	VARIATIONS 03/02 PRO FORMA	VARIATIONS 03/02 PRO FORMA EN %	2002	VARIATIONS 03/02	VARIATIONS 03/02 EN %
France	**28 397**	**28 239**	**158**	**0,6**	**27 825**	**572**	**2,0 %**
Europe	**12 305**	**9 473**	**2 832**	**29,9**	**9 405**	**2 900**	**30,8 %**
Dont Royaume-Uni	*5 222*	*4 502*	*720*	*16,0*	*4 451*	*771*	*17,3 %*
Dont Allemagne	*4 863*	*3 176*	*1 686*	*53,1*	*3 161*	*1 703*	*53,9 %*
Reste du monde	**1 926**	**2 051**	**(126)**	**(6,1)**	**2 052**	**(126)**	**(6,1)%**
EDF Trading	**295**	**214**	**81**	**37,9**	**7 238**	**(6 943)**	**NS**
Autres	**1 996**	**1 839**	**157**	**8,5**	**1 839**	**157**	**8,5 %**
Total Groupe	**44 919**	**41 817**	**3 102**	**7,4**	**48 359**	**(3 440)**	**(7,1)%**

En 2003, le chiffre d'affaires du Groupe s'établit à 44 919 millions d'euros, soit une augmentation de 3 102 millions d'euros (soit +7,4 %) par rapport aux données 2002 pro forma. Cette augmentation s'explique principalement par une croissance liée à l'activité (à taux de change, périmètre et méthodes comptables constants) de 3 400 millions d'euros (soit +8,1 %) avant prise en compte de l'impact de la mise en place de la CSPE au 1er janvier 2003.

L'effet de périmètre est positif à hauteur de 1 977 millions d'euros (soit +4,7 %) et partiellement compensé par l'impact négatif de la mise en place de la CSPE en 2003 en France à hauteur de 1 237 millions d'euros (soit –3,0 %), ainsi que par un effet de change négatif de 838 millions d'euros (soit –2,0 %).

France

Dans un contexte de croissance économique globale faible du produit intérieur brut (+0,2 %) et de conditions climatiques contrastées (en particulier les vagues de froid du début de l'année et du mois d'octobre et la canicule de l'été), le chiffre d'affaires 2003 s'établit à 28 397 millions d'euros, en progression de +0,6 % par rapport aux données 2002 pro forma :

- +1,0 % lié à l'augmentation du tarif intégré de 3 % intervenue le 4 juillet 2003 ;
- +1,7 % lié aux conditions climatiques favorables de l'année 2003 ;
- +2,2 % liés à l'évolution combinée des volumes et des prix de ventes aux clients non éligibles et sur les marchés de gros, ainsi qu'au chiffre d'affaires lié aux ventes de services sur des travaux d'ingénierie pour de grands projets à l'international. La forte augmentation des volumes vendus aux enchères (VPP) est par ailleurs compensée par la diminution des ventes d'énergie à l'étranger, principalement réalisées dans le cadre de contrats à long terme ;
- –4,3 % liés à la mise en place au 1er janvier 2003 de la CSPE à 3,3 €/MWh (voir le paragraphe 5.1.2.3 du présent Chapitre).

Le tableau suivant présente l'évolution du chiffre d'affaires entre 2002 et 2003 du Groupe en France :

(en millions d'euros)

EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2003	2002 PRO FORMA	VARIATIONS 03/02 PRO FORMA	VARIATIONS 03/02 PRO FORMA (%)
Ventes d'énergie	23 943	24 182	(239)	(1,0)%
Ventes aux enchères (VPP)	842	401	441	109,9 %
Ventes à l'étranger	1 535	2 119	(584)	(27,6)%
Accès au réseau	1 076	814	262	32,2 %
Ventes de services	1 001	723	278	38,4 %
Chiffre d'affaires France	**28 397**	**28 239**	**158**	**0,6 %**

Le chiffre d'affaires lié aux **ventes d'énergie** en France s'établit à 23 943 millions d'euros, en diminution de 239 millions d'euros (soit –1,0 %) qui s'explique principalement par :

- l'effet négatif à hauteur de 1 237 millions d'euros de la mise en place au 1er janvier 2003 de la CSPE à 3,3 €/MWh (voir le paragraphe 5.1.2.3 du présent Chapitre) ;

- partiellement compensé par :
  - un effet volume globalement favorable de 653 millions d'euros dû aux conditions climatiques de l'année (+7,8 TWh) et à la croissance des ventes à la clientèle non éligible (+7,1 TWh), malgré les pertes de ventes en volumes aux clients éligibles ou ayant exercé leur éligibilité (–9,8 TWh) ;
  - un effet prix et tarif favorable à hauteur de 437 millions d'euros se répartissant entre l'augmentation moyenne du tarif intégré de 3 % au 1er juillet 2003 (soit 290 millions d'euros) et la hausse des prix de gros au quatrième trimestre 2003 (soit 147 millions d'euros).

Le chiffre d'affaires lié aux **ventes aux enchères (VPP)** s'établit à 842 millions d'euros, en augmentation de 441 millions d'euros (soit +110 %), qui résulte principalement d'une hausse en volume de 100,5 % (soit +17 TWh) attribuable essentiellement aux engagements pris vis-à-vis de la Commission européenne.

Le chiffre d'affaires lié aux **ventes d'énergie à l'étranger** s'élève à 1 535 millions d'euros, en diminution de 584 millions d'euros (soit –27,6 %), notamment en Italie.

Le chiffre d'affaires lié à l'**accès au réseau** s'élève à 1 076 millions d'euros en 2003, en augmentation de 262 millions d'euros (soit +32,2 %), dont 122 millions d'euros liés à l'activité distribution et 88 millions d'euros liés à l'activité transport, portés par la croissance des volumes transitant par le réseau de RTE et les réseaux de distribution exploités par le Groupe dans un contexte d'augmentation du nombre de clients éligibles pouvant opter pour une facturation directe, quel que soit leur fournisseur d'électricité. En effet, le seuil d'éligibilité a été abaissé de 16 GWh à 7 GWh. Par ailleurs, un tarif d'accès au réseau a été mis en place au 1er janvier 2003.

Le chiffre d'affaires lié aux **ventes de services** s'élève à 1 001 millions d'euros, en augmentation de 278 millions d'euros (soit +38,4 %), liés à des travaux d'ingénierie sur de grands projets à l'international.

Europe

En Europe, le chiffre d'affaires s'établit à 12 305 millions d'euros en 2003, en augmentation de 2 832 millions d'euros (soit +29,9 %) par rapport à 2002 pro forma. Cette augmentation s'explique par une croissance liée à l'activité à taux de change, périmètre et méthodes comptables constants de 1 550 millions d'euros (soit +16,4 %). L'effet de périmètre est positif à hauteur de 1 977 millions d'euros (soit +20,9 %), partiellement compensé par l'impact négatif d'effets de change pour 496 millions d'euros (soit –5,2 %), et le changement de méthode en Allemagne pour 199 millions d'euros (soit –2,2 %).

Au **Royaume-Uni**, la contribution d'EDF Energy au chiffre d'affaires du Groupe s'établit à 5 222 millions d'euros en 2003, en augmentation de 720 millions d'euros (soit +16,0 %) par rapport aux données 2002 pro forma. Cette augmentation s'explique par :

- à hauteur de 805 millions d'euros (soit +17,9 %), un effet de périmètre favorable lié essentiellement à la consolidation en année pleine de la société Seeboard acquise le 1er juillet 2002 ;
- à hauteur de 311 millions d'euros (soit +6,9 %), le développement des ventes de gaz aux clients particuliers et les ventes d'électricité à la clientèle industrielle lesquelles ont compensé la baisse du nombre des clients résidentiels électricité (elle-même atténuée par une hausse de tarifs) ;
- partiellement compensés par un effet de change défavorable à hauteur de 396 millions d'euros (soit –8,8 %).

En **Allemagne**, le chiffre d'affaires publié par EnBW s'est élevé à 9 952 millions d'euros. La contribution de EnBW au chiffre d'affaires du Groupe s'établit à 4 863 millions d'euros en 2003, en augmentation de 1 686 millions d'euros (soit +53,1 %) par rapport aux données 2002 pro forma. Cette évolution traduit :

- à hauteur de 1 293 millions d'euros (soit +40,7 %), l'impact positif des effets de périmètre lié, d'une part, à l'augmentation du taux d'intégration de EnBW dans les comptes du Groupe (45,8 % en 2003 contre 37,2 % en 2002) pour 733 millions d'euros et, d'autre part, à des changements de périmètre au sein de EnBW pour 560 millions d'euros (voir le paragraphe 5.1.1 du présent Chapitre) ;
- à hauteur de 592 millions d'euros (soit +18,6 %), l'augmentation des ventes de EnBW dans les domaines électrique et gazier, particulièrement dans les ventes sur les marchés de gros ;
- partiellement compensés par l'effet négatif du changement de méthode relatif au reclassement en diminution du chiffre d'affaires de la taxe sur l'activité gazière en consommations externes à hauteur de 199 millions d'euros (soit –6,3 %).

La contribution des **Autres filiales d'Europe** au chiffre d'affaires du Groupe s'établit à 2 220 millions d'euros en 2003, en augmentation de 426 millions d'euros (soit +23,8 %) par rapport à 2002 pro forma. Cette augmentation est due principalement au développement de l'activité de commercialisation chez EDF Energia Italia et à la mise en service de deux centrales en Egypte, partiellement compensés par un effet de périmètre négatif dû à la cession de Graninge et à un effet de change défavorable notamment sur le zloty polonais.

Reste du monde

Dans le Reste du monde, le chiffre d'affaires 2003 s'établit à 1 926 millions d'euros en 2003 (dont 1 763 millions d'euros en Amérique latine et 163 millions d'euros en Asie), en baisse de 126 millions d'euros (soit –6,1 %) par rapport à 2002 pro forma.

Au **Brésil**, le chiffre d'affaires de Light s'établit à 1 080 millions d'euros en 2003, en baisse de 220 millions d'euros (soit –16,9 %). Cette baisse est imputable en quasi-totalité à l'effet de change pour 226 millions d'euros (soit –17,4 %).

En **Argentine**, le chiffre d'affaires du groupe Edenor est de 277 millions d'euros en 2003, en légère augmentation de 3 millions d'euros (soit +1,2 %), malgré un effet de change négatif à hauteur de 20 millions d'euros (-7,4 %). La croissance liée à l'activité est de 23 millions d'euros (+8,5 %) et résulte d'une hausse de la consommation en volumes, les tarifs étant gelés depuis janvier 2002.

Au **Mexique**, le chiffre d'affaires s'est établi à 357 millions d'euros en 2003, en augmentation de 104 millions d'euros (soit +41,1 %) par rapport à 2002 pro forma, grâce à la montée en régime de deux nouvelles centrales de production (Anahuac et Altamira) et à une hausse du prix de vente de l'électricité. Ces facteurs sont partiellement compensés par un effet de change négatif à hauteur de 63 millions d'euros.

EDF Trading

Le chiffre d'affaires d'EDF Trading, qui correspond à la marge réalisée sur les activités de négoce (voir le paragraphe 5.6.3 du présent Chapitre), s'établit à 295 millions d'euros en 2003, en augmentation de 81 millions d'euros (soit + 38 %) par rapport à 2002 pro forma, traduit notamment la forte amélioration de la marge nette de négoce de l'activité dans les domaines du gaz et du charbon dans un contexte de marché très volatil.

Autres

Le chiffre d'affaires « Autres » s'établit à 1 996 millions d'euros en 2003, en augmentation de 157 millions d'euros (soit +8,5 %) par rapport au chiffre d'affaires 2002 pro forma. Cette augmentation traduit le développement de l'activité de Dalkia International à hauteur de 111 millions d'euros, ainsi que de EDF Energies Nouvelles à hauteur de 61 millions d'euros.

5.2.6.2 Consommations externes

Les consommations externes s'établissent à 22 554 millions d'euros en 2003. Elles comprennent les achats consommés de combustibles (4 059 millions d'euros), les achats d'énergie (8 040 millions d'euros), les achats de services (8 712 millions d'euros), les autres achats (3 631 millions d'euros) et la production stockée et immobilisée (-1 888 millions d'euros).

Le tableau suivant présente l'évolution des consommations externes par segment entre 2002 pro forma et 2003 :

(en millions d'euros)

EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2003	2002 PRO FORMA	VARIATIONS 03/02 PRO FORMA	VARIATIONS 03/02 PRO FORMA EN %	2002	VARIATIONS 03/02	VARIATIONS 03/02 EN %
France	**(11 852)**	**(11 076)**	**(776)**	**7 %**	**(10 111)**	**(1 741)**	**17,2 %**
Europe	**(8 286)**	**(6 279)**	**(2 007)**	**32 %**	**(6 211)**	**(2 075)**	**33,4 %**
Dont Royaume-Uni	*(3 396)*	*(3 008)*	*(388)*	*12,9 %*	*(2 957)*	*(439)*	*14,8 %*
Dont Allemagne	*(3 405)*	*(2 136)*	*(1 269)*	*59,4 %*	*(2 119)*	*(1 286)*	*60,7 %*
Reste du monde	**(1 294)**	**(1 215)**	**(79)**	**6,5 %**	**(1 215)**	**(79)**	**6,5 %**
EDF Trading	**(16)**	**(10)**	**(6)**	**60 %**	**(7 038)**	**(7 022)**	**NS**
Autres	**(1 106)**	**(1 002)**	**(104)**	**10,4 %**	**(1 013)**	**(93)**	**9,2 %**
Total Groupe	**(22 554)**	**(19 582)**	**(2 972)**	**15,2 %**	**(25 588)**	**3 034**	**(11,9)%**

Les consommations externes augmentent de 2 972 millions d'euros (soit +15,2 %) par rapport à 2002 pro forma. Cette augmentation comprend des effets significatifs de périmètre principalement en Allemagne et au Royaume-Uni (+1 415 millions d'euros, soit +7,2 %), atténués par l'impact de changements de méthodes (–78 millions d'euros, soit –0,4 %), par des effets de change favorables (–534 millions d'euros, soit –2,7 %). A taux de change, périmètre et méthodes comptables constants, l'augmentation des consommations externes est de +11,1 %, à comparer à une croissance (hors impact de la mise en place de la CSPE) du chiffre d'affaires de +8,1 %.

France

L'énergie fournie par EDF en France en 2003 s'est élevée à 538,1 TWh, en progression de 1,8 % par rapport à l'année 2002. Cette énergie a été essentiellement issue de la production d'EDF, à hauteur de 484,1 TWh (soit 90,0 % de l'ensemble), en croissance de +0,9 % par rapport à 2002, le solde (soit 10,0 % de l'ensemble) étant fourni par des achats externes, en croissance de +10,9 % par rapport à 2002.

(en millions d'euros)

EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2003	2002 PRO FORMA	VARIATIONS 03/02 PRO FORMA	VARIATIONS 03/02 PRO FORMA EN %	2002	VARIATIONS 03/02	VARIATIONS 03/02 EN %
Achats consommés de combustibles — production d'énergie	(2 263)	(1 921)	(342)	17,8 %	(1 204)	(1 059)	88,0 %
Achats d'énergie (hors activité de négoce)	(2 799)	(2 863)	64	2,2 %	(2 443)	(356)	14,6 %
Achats de services	(6 084)	(5 592)	(492)	8,8 %	(5 047)	(1 037)	20,5 %
Autres achats	(1 877)	(1 874)	(3)	—	(2 591)	714	(27,6)%
Production stockée et immobilisée	1 171	1 174	(3)	3,3 %	1 174	(3)	—
Total consommations externes	**(11 852)**	**(11 076)**	**(776)**	**7,0 %**	**(10 111)**	**(1 741)**	**17,2 %**

Les consommations externes du segment France en 2003 s'établissent à 11 852 millions d'euros, en augmentation de 776 millions d'euros (soit +7 %) par rapport à 2002 pro forma.

L'augmentation des achats consommés de combustibles s'explique principalement par l'augmentation de la production globale de l'année et par les surcoûts spécifiques à la période de sécheresse du second semestre, ayant induit une hausse des achats de fioul et de combustible nucléaire.

Les achats d'énergie (hors activité de négoce) ont diminué en 2003 malgré une hausse des obligations d'achat de 121 millions d'euros. Cette diminution est à rapprocher de l'augmentation des achats consommés de combustibles dans un contexte de hausse de la production.

Les achats de services ont augmenté notamment du fait de charges supplémentaires d'entretiens et réparations (qui constituent 26,2 % des achats de services), de locations (qui constituent 17,8 % des achats de services) et de frais d'études et recherches et de charges diverses.

Europe

En Europe, les consommations externes s'établissent à 8 286 millions d'euros en 2003, en augmentation de 2 007 millions d'euros (soit +32 %) par rapport aux données 2002 pro forma. Correction faite des variations de périmètre (+1412 millions d'euros), principalement en Allemagne et au Royaume-Uni, du changement de méthode comptable en Allemagne (–199 millions d'euros) et des effets de change (+264 millions d'euros), la croissance de ces charges s'élève à 16,3 %, à comparer à une croissance (à taux de change, périmètre et méthodes comptables constants) du chiffre d'affaires de +17,9 %.

Au **Royaume-Uni**, les consommations externes s'établissent à 3 396 millions d'euros en 2003, en augmentation de 388 millions d'euros (soit +12,9 %). Cette hausse est essentiellement liée à un effet de périmètre (572 millions d'euros, soit +19,0 %), résultant notamment de l'intégration de Seeboard en année pleine, compensé en partie par l'effet de change favorable (264 millions d'euros, soit –8,8 %). En excluant ces effets, les consommations externes sont en hausse de 81 millions d'euros, soit +2,7 %, à comparer à une croissance (à taux de change, périmètre et méthodes comptables constants) du chiffre d'affaires de +6,9 %. Cette différence s'explique en partie par la réduction des frais de commercialisation et par les premiers effets des synergies dégagées avec Seeboard, partiellement neutralisés par l'augmentation des coûts d'approvisionnement en électricité.

En **Allemagne**, les consommations externes s'établissent à 3 405 millions d'euros en 2003, en augmentation de 1 269 millions d'euros (soit +59,4 %). Cette évolution s'explique principalement par l'effet de périmètre lié à l'augmentation du taux d'intégration de EnBW dans les comptes du Groupe et aux acquisitions de EnBW (938 millions d'euros, soit +43,9 %), atténués par l'impact du changement de méthode de comptabilisation de taxes sur l'activité gazière. L'écart résiduel traduit la hausse des consommations externes induites par la croissance à taux de change, périmètre et méthodes comptables constants du chiffre d'affaires (+531 millions d'euros en consommations externes, soit +24,8 %).

Dans les **Autres pays européens**, les consommations externes s'établissent à 1 485 millions d'euros en 2003, en hausse de 348 millions d'euros par rapport à 2002 pro forma (soit +30,8 %). Cette évolution est liée pour l'essentiel à l'activité de commercialisation en Italie.

Reste du monde

Dans le **Reste du monde**, les consommations externes s'établissent à 1 294 millions d'euros en 2003, en augmentation de 79 millions d'euros (soit + 6,5 %) par rapport à 2002 pro forma.

Au **Brésil**, les consommations externes de Light s'établissent à 721 millions d'euros, en diminution de 35 millions d'euros (soit –4,6 %). Cette évolution s'explique par des effets de change positifs à hauteur de 131 millions d'euros,

partiellement compensés par la hausse du prix moyen d'approvisionnement en électricité et à l'augmentation des pertes non techniques à hauteur de 97 millions d'euros.

En **Argentine**, les consommations externes de Edenor s'établissent à 164 millions d'euros en 2003, en augmentation de 4 millions d'euros (soit +3,6 %). En excluant l'effet de change, la croissance des charges est de 16 millions d'euros (soit +9,8 %).

Au **Mexique**, les consommations externes s'établissent à 316 millions d'euros en 2003, en augmentation de 111 millions d'euros (soit +54 %), dont un effet de change favorable de 51 millions d'euros, principalement liées à la montée en régime des nouvelles centrales de Anahuac et Altamira.

Autres

Pour les autres filiales, les consommations externes s'établissent à 1 106 millions d'euros en 2003, en augmentation de 104 millions d'euros par rapport aux données 2002 pro forma, dont 88 millions d'euros liés au développement de l'activité de Dalkia International.

5.2.6.3 Charges de personnel

Les charges de personnel s'établissent à 9 509 millions d'euros en 2003, en augmentation de 291 millions d'euros (soit + 3,2 %) par rapport à 2002 pro forma. Cette évolution s'explique notamment par une hausse de +1,8 % en France (77,3 % des charges de personnel du Groupe), à laquelle s'ajoutent des variations de périmètre au Royaume-Uni et en Allemagne, ces facteurs étant atténués par l'impact d'effets de change favorables. L'évolution des charges de personnel se répartit par segment comme suit :

(en millions d'euros)

EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2003	2002 PRO FORMA	VARIATIONS 03/02 PRO FORMA	VARIATIONS 03/02 PRO FORMA EN %	2002	VARIATIONS 03/02	VARIATIONS 03/02 EN %
France	**(7 354)**	**(7 227)**	**(127)**	**1,8 %**	**(7 227)**	**(127)**	**1,8 %**
Europe	**(1 546)**	**(1 371)**	**(175)**	**12,7 %**	**(1 341)**	**(205)**	**15,3 %**
Dont Royaume-Uni	*(598)*	*(558)*	*(40)*	*7,1 %*	*(527)*	*(71)*	*13,4 %*
Dont Allemagne	*(746)*	*(608)*	*(138)*	*22,8 %*	*(608)*	*(138)*	*22,8 %*
Reste du monde	**(100)**	**(121)**	**21**	**(17,9)%**	**(121)**	**21**	**(17,9)%**
EDF Trading	**(64)**	**(105)**	**41**	**(38,6)%**	**(105)**	**41**	**(38,6)%**
Autres	**(445)**	**(393)**	**(52)**	**13,0 %**	**(393)**	**(52)**	**13,0 %**
Total Groupe	**(9 509)**	**(9 218)**	**(291)**	**3,2 %**	**(9 187)**	**(321)**	**(3,5)%**

France

En France, les charges de personnel, qui incluent en 2002 et 2003 les charges de retraite pour les personnels rattachés au statut des IEG, s'établissent à 7 354 millions d'euros en 2003, en hausse de 127 millions d'euros (soit +1,8 %). Cette hausse s'explique principalement par l'augmentation de l'intéressement (+85 millions d'euros) et des charges de retraites (+87 millions d'euros, dont +50 millions imputables à la contribution à l'équilibre du régime).

(en millions d'euros)

EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2003	2002 PRO FORMA	VARIATIONS 03/02 PRO FORMA	VARIATIONS 03/02 PRO FORMA EN %
Rémunérations versées	(4 245)	(4 194)	(51)	1,2 %
Charges sociales	(3 248)	(3 128)	(120)	3,8 %
Autres	139	95	44	46,3 %
Charges de personnel	**(7 354)**	**(7 227)**	**(127)**	**1,8 %**

Les charges de retraites supportées par EDF, incluses dans les charges sociales, s'établissent à 2 313 millions d'euros en 2003 par rapport à 2 242 millions d'euros en 2002.

Europe

En Europe, les charges de personnel s'établissent à 1 546 millions d'euros en 2003, en hausse de 175 millions d'euros (soit +12,7 %). Cette augmentation est due à hauteur de 230 millions d'euros (soit +16,9 %) à des effets de périmètre, atténués par des effets de change favorables pour 79 millions d'euros (soit –5,8 %).

Au **Royaume-Uni**, les charges de personnel s'établissent à 598 millions d'euros en 2003, en hausse de 40 millions d'euros (soit +7,1 %). Cette augmentation est due à hauteur de 93 millions d'euros (soit +16,7 %) à des effets de

changement de périmètre (acquisition de Seeboard), atténués par des effets de change favorables pour 49 millions d'euros (soit –8,8 %).

En **Allemagne**, les charges de personnel s'établissent à 746 millions d'euros en 2003, en hausse de 138 millions d'euros (soit +22,8 %). Cette hausse essentiellement liée à l'effet de périmètre résultant de l'augmentation du taux d'intégration de EnBW dans les comptes du Groupe et aux acquisitions d'EnBW.

Reste du monde

Dans le **Reste du monde**, les charges de personnel s'établissent à 100 millions d'euros en 2003, en diminution de 21 millions d'euros (soit –17,9 %) résultant principalement de gains de change et des mesures de réduction de coûts prises chez Light au Brésil.

Autres

Pour les **autres filiales**, les charges de personnel s'établissent à 445 millions d'euros en 2003, en augmentation de 52 millions en 2003 (soit +13,0 %), principalement chez Dalkia et Tiru.

5.2.6.4 Impôts et taxes

Les impôts et taxes (hors impôts sur les sociétés), s'établissent à 2 703 millions d'euros en 2003, en diminution de 1 013 millions d'euros (soit –27,3 %) par rapport aux données 2002 pro forma. Cette baisse s'explique à hauteur de 1 201 millions d'euros (soit –32,3 %) par la mise en place de la CSPE en 2003 en substitution du FSPPE. En effet, alors que les contributions du Groupe au FSPPE étaient comptabilisées en charges d'impôts et taxes, s'agissant des clients non éligibles et des clients éligibles n'ayant pas exercé leur droit à éligibilité, la CSPE est recouvrée par les opérateurs de réseau ou les fournisseurs d'électricité et n'est comptabilisée ni dans le chiffre d'affaires, ni par conséquent dans les charges d'impôts et taxes du Groupe (voir le paragraphe 5.1.2.3 du présent Chapitre).

Les autres taxes augmentent en France du fait de la contribution au Fonds d'amortissements des charges d'électrification (FACE), en croissance de 39 millions d'euros (soit +15,0 %) et de l'augmentation de la redevance sur installations nucléaires (+ 84 millions d'euros, soit + 93 %), ces hausses étant partiellement compensées par la réduction de la charge sur la taxe sur l'hydroélectricité (–67 millions d'euros). Hors France, les 289 millions d'euros du poste « Autres » sont principalement constatés au Royaume-Uni et dans le reste de l'Europe.

(en millions d'euros)

			VARIATIONS	
EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2003	2002 PRO FORMA	03/02 PRO FORMA	03/02 PRO FORMA EN %
France — taxe professionnelle	(1 195)	(1 231)	36	(2,9)%
France — FSPPE	—	(1 201)	1 201	NS
France — autres taxes	(1 219)	(1 127)	(92)	8,2 %
Autres	(289)	(157)	(132)	84,1 %
Impôts et taxes	**(2 703)**	**(3 716)**	**1 013**	**(27,3)%**

5.2.6.5 Autres produits et charges d'exploitation

(en millions d'euros)

			VARIATIONS			VARIATIONS	
EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2003	2002 PRO FORMA	03/02 PRO FORMA	03/02 PRO FORMA EN %	2002	03/02	03/02 EN %
Subventions d'exploitation	1 462	1 348	114	8,5 %	1 348	114	8,5 %
Autres produits et charges	(605)	(299)	(306)	NS	(426)	NS	NS
Résultat de cessions d'immobilisations	57	98	(41)	(41,8)%	98	NS	NS
Autres produits et charges à caractère inhabituel	(41)	137	(178)	NS	137	NS	NS
Autres produits et charges d'exploitation	**873**	**1 284**	**(411)**	**(32,0)%**	**1 157**	**NS**	**NS**

Les autres produits et charges d'exploitation s'établissent à 873 millions d'euros en 2003, en diminution de 411 millions d'euros (soit –32,0 %) par rapport aux données 2002 pro forma. Cette variation s'explique par :

- l'augmentation des subventions d'exploitation de 114 millions d'euros, comprenant le montant perçu par EDF au titre de la compensation des charges imputables aux missions de service public ;

- la diminution de 306 millions d'euros des Autres produits et charges due à la comptabilisation en 2002 à ce poste, d'un produit exceptionnel de 500 millions d'euros au titre du versement par la société SEP au Groupe d'une soulte de 500 millions d'euros dans le cadre de la renégociation du contrat de fourniture d'électricité ;
- la diminution des Autres produits et charges à caractère inhabituel de 178 millions d'euros due notamment à la comptabilisation en 2002 d'une indemnité de 90 millions d'euros relative à la cession d'une filiale.

5.2.6.6 Excédent brut d'exploitation (EBE)

Compte tenu des évolutions décrites ci-dessus, l'EBE s'établit à 11 026 millions d'euros en 2003, en augmentation de 442 millions d'euros (soit +4,2 %), dont un effet de périmètre favorable de 347 millions d'euros (soit +3,3 %) et à un effet de change défavorable de 203 millions d'euros (–1,9 %).

La croissance de l'EBE provient essentiellement de l'Europe et d'EDF Trading (+ 630 millions d'euros), avec une stabilité en France (+38 millions d'euros) et une diminution de la contribution dans le Reste du monde essentiellement imputable au Brésil (–154 millions d'euros).

L'EBE se décompose par segment comme suit :

(en millions d'euros)

EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2003	2002 PRO FORMA	VARIATIONS 03/02 PRO FORMA	VARIATIONS 03/02 PRO FORMA EN %	2002	VARIATIONS 03/02	VARIATIONS 03/02 EN %
France	**7 767**	**7 729**	**38**	**0,5 %**	**8 158**	**(391)**	**(4,8)%**
Europe	**2 122**	**1 607**	**515**	**32,0 %**	**1 639**	**484**	**29,5 %**
Dont Royaume-Uni	*1 127*	*952*	*173*	*18,1 %*	*983*	*144*	*14,6 %*
Dont Allemagne	*539*	*252*	*286*	*113,2 %*	*253*	*286*	*113 %*
Reste du monde	**478**	**632**	**(154)**	**(24,4)%**	**626**	**(148)**	**(23,6)%**
EDF Trading	**214**	**99**	**115**	**115,8 %**	**96**	**118**	**122,9 %**
Autres	**445**	**518**	**(73)**	**(14,1)%**	**506**	**(62)**	**12,3 %**
Total Groupe	**11 026**	**10 585**	**441**	**4,2 %**	**11 025**	**1**	**NS**

La croissance de l'EBE en 2003 (+4,2 %) est inférieure à celle du chiffre d'affaires (+7,4 %) : les consommations externes progressent notamment de +15,2 %, alors que les autres produits et charges d'exploitation diminuent de +32,0 %.

Les ratios EBE sur chiffre d'affaires sont stables en France et en Europe :

(pourcentage sur chiffre d'affaires)

	2003	2002 PRO FORMA
France	**27,4 %**	**27,4 %**
Europe	**17,2 %**	**17,0 %**
Dont Royaume-Uni	*21,6 %*	*21,1 %*
Dont Allemagne	*11,1 %*	*7,9 %*
Reste du monde	**24,8 %**	**21,4 %**
EDF Trading	**NS**	**NS**
Autres	**22,2 %**	**36,3 %**
Total Groupe	**24,5 %**	**25,3 %**

5.2.6.7 Résultat d'exploitation

(en millions d'euros)

EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2003	2002 PRO FORMA	VARIATIONS 03/02 PRO FORMA	VARIATIONS 03/02 PRO FORMA EN %	2002	VARIATIONS 03/02	VARIATIONS 03/02 EN %
Excédent brut d'exploitation	**11 026**	**10 585**	**441**	**4,2**	**11 025**	**1**	**—**
Dotations nettes aux amortissements	(4 449)	(5 399)	950	(17,6)	(5 403)	954	(17,6)
Dont France	*(3 227)*	*(4 192)*	*965*	*(23,0)*			
Dont Europe	*(941)*	*(822)*	*(119)*	*14,5*			
Dont Reste du monde	*(281)*	*(385)*	*104*	*(27,0)*			
Dotations nettes aux provisions	256	(39)	295	>100	(118)	374	>100
Résultat d'exploitation	**6 833**	**5 147**	**1 686**	**32,8**	**5 504**	**1 329**	**24,1**

Les **dotations nettes aux amortissements** s'établissent à 4 449 millions d'euros en 2003, en diminution de 950 millions d'euros (soit –17,6 %) :

- en France, la baisse de 965 millions d'euros provient essentiellement des changements comptables intervenus en 2003 (voir le paragraphe 5.6 du présent Chapitre), notamment de l'incidence de l'allongement de la durée de vie comptable des centrales nucléaires de 30 à 40 ans (+853 millions d'euros), de l'impact des opérations d'inventaire (+37 millions d'euros) (voir paragraphe 5.1.2.9 du présent Chapitre) et des programmes d'investissements en particulier dans l'activité réseaux (–105 millions d'euros) (voir le paragraphe 5.3.1 du présent Chapitre) ;
- en Europe, l'essentiel de l'augmentation résulte des dotations aux amortissements en Allemagne (167 millions d'euros), principalement liée aux effets de périmètre (110 millions d'euros) ;
- dans le Reste du monde, les charges d'amortissement sont en diminution de 104 millions d'euros dont 79 millions d'euros au Brésil liés à l'effet de change (24 millions d'euros) et à une dotation exceptionnelle constatée en 2002 sur du matériel de production (67 millions d'euros).

Les **dotations nettes aux provisions** ont une incidence positive sur le résultat d'exploitation de 295 millions d'euros en 2003 par rapport aux données 2002 pro forma, et s'expliquent essentiellement par un solde positif de ce compte de 256 millions d'euros, dont +894 millions d'euros pour la France. Cette reprise nette de provisions résulte principalement :

- de reprises de provisions liées à des éléments exceptionnels constatés en France : l'impact sur les provisions de renouvellement de l'inventaire sur les immobilisations (+523 millions d'euros), l'effet favorable d'un nouveau scénario de prix de marché pris en compte dans l'évaluation des provisions pour pertes futures sur des contrats d'achats d'énergie à moyen terme (+293 millions d'euros), ainsi que l'effet de l'allongement de la durée de vie des centrales nucléaires sur les coûts de revient de l'énergie pris en compte dans l'évaluation des provisions pour pertes sur contrats de vente d'énergie (+222 millions d'euros) ;
- compensées partiellement par une dotation exceptionnelle aux provisions pour dépréciation des actifs immobilisés et circulants de Light au Brésil (–534 millions d'euros).

Les mouvements des provisions pour charges futures liées aux activités nucléaires sont détaillés au paragraphe 5.4.1 du présent Chapitre. La dotation nette relative à ces provisions ne comprend pas la charge liée à leur actualisation financière, laquelle est constatée en autres produits et charges financiers.

Le **résultat d'exploitation** du Groupe s'établit ainsi à 6 833 millions d'euros en 2003, en augmentation de 1 686 millions d'euros (soit +32,8 %). Cette augmentation s'explique par une hausse de l'EBE, par une réduction des dotations nettes aux amortissements et dans une moindre mesure par une variation favorable des dotations nettes aux provisions.

5.2.6.8 Frais financiers nets, résultat de change et autres produits et charges financiers

(en millions d'euros)

EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2003	2002 PRO FORMA	VARIATIONS 03/02 PRO FORMA	VARIATIONS 03/02 PRO FORMA EN %	2002	VARIATIONS 03/02	VARIATIONS 03/02 EN %
Frais financiers nets	(1 431)	(1 651)	220	13,3	(1 550)	119	7,7
Résultat de change	24	(90)	114	>100	(96)	120	>100
Autres produits et charges financiers	(2 106)	(1 726)	(380)	(22,0)	(1 769)	(337)	(19,1)

Les **frais financiers nets** s'établissent à 1 431 millions d'euros en baisse de 220 millions d'euros par rapport aux données 2002 pro forma. Cette baisse est principalement liée à la diminution de l'endettement financier net.

Le **résultat de change** correspond à un produit de 24 millions d'euros en 2003 contre une perte de 90 millions d'euros en données 2002 pro forma. Cette variation traduit l'évolution favorable de l'euro par rapport aux autres monnaies en 2003 ainsi que la constatation d'un gain de change lié à l'adoption du dollar U.S. comme devise fonctionnelle au Mexique.

Les **autres produits et charges financiers** correspondent à une charge nette de 2 106 millions d'euros en 2003, en augmentation de 380 millions d'euros par rapport aux données 2002 pro forma. Ils comprennent principalement :

- des charges d'actualisation des provisions à long terme relatives au retraitement du combustible nucléaire et à la déconstruction des centrales pour 1 462 millions d'euros en 2003 et 1 465 millions d'euros en 2002 pro forma. Les modes d'actualisation de ces provisions sont précisés dans les notes 26 et 27 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe et au paragraphe 5.4.1 du présent Chapitre ;
- la dotation aux provisions pour dépréciation des engagements en Italie de rachat d'actions de la société Italenergia Bis pour 855 millions d'euros et la dotation aux provisions pour dépréciation des titres Italenergia Bis pour 45 millions d'euros ;
- la comptabilisation d'une charge relative aux intérêts de retard à hauteur de 328 millions d'euros suite à la décision de la Commission européenne, concernant le reclassement comptable en 1997 des biens relevant du régime concédé du réseau d'alimentation générale devenu légalement propriété du Groupe ;
- des plus-values de cession nettes de 406 millions d'euros sur les cessions de CNR et Graninge.

En 2002 pro forma, les autres produits et charges financiers comprenaient, outre les charges d'actualisation des provisions à long terme relatives au retraitement du combustible nucléaire, des éléments exceptionnels constitués principalement d'effets de change défavorables en Amérique latine pour 481 millions d'euros (essentiellement en Argentine), partiellement compensés par des plus-values nettes de cession en France pour 270 millions d'euros.

5.2.6.9 Résultat net d'EDF

(en millions d'euros)

			VARIATIONS			VARIATIONS	
EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2003	2002 PRO FORMA	03/02 PRO FORMA	03/02 PRO FORMA EN %	2002	03/02	03/02 EN %
Résultat avant impôts	**3 320**	**1 680**	**1 640**	**97,6**	**2 089**	**1 231**	**58,9**
Impôts sur le résultat	(1 567)	(825)	(742)	89,9	(986)	(581)	58,9
Dotations nettes aux amortissements et provisions des écarts d'acquisition	(844)	(714)	(130)	18,2	(713)	(131)	18,2
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	26	25	1	4,0	25	1	4,0
Intérêts minoritaires	(78)	65	(143)	NS	66	(144)	NS
Résultat net d'EDF	**857**	**231**	**626**	**271,0**	**481**	**376**	**78,1**

Les **impôts sur le résultat** en 2003 s'établissent à 1 567 millions d'euros. Ils se répartissent de la manière suivante :

- Les **impôts exigibles** à hauteur de 1 821 millions d'euros en 2003, en diminution de 343 millions d'euros. L'impôt exigible en France de 1 312 millions d'euros tient compte de la non-déductibilité de la provision pour risque concernant la participation Italenergia Bis ;
- Les **impôts différés** représentent un produit d'impôts de 254 millions d'euros en 2003, à comparer à un produit d'impôts de 1 339 millions d'euros en 2002.

Pour 2003, la différence entre le taux effectif moyen d'impôt (47,19 %) et le taux en vigueur en France (35,43 %) s'explique essentiellement par :

- la non-déductibilité de la provision pour risque sur la participation Italenergia Bis de 855 millions d'euros ;
- la reprise partielle de provisions pour dépréciation des impôts différés actif en tenant compte de leur probabilité de récupération dans le temps.

Les **dotations nettes aux amortissements et provisions des écarts d'acquisition** augmentent de 130 millions d'euros (soit 18,2 %) en 2003 par rapport à 2002 pro forma, du fait de dotations exceptionnelles aux amortissements en 2003 plus importantes que celles enregistrées en 2002 pro forma. En 2002 pro forma, ces dotations concernent une provision exceptionnelle des écarts d'acquisition. En 2003, ces dotations concernent Light (296 millions d'euros) et Fenice (151 millions d'euros).

Le **résultat net d'EDF** 2003 s'établit à 857 millions d'euros, en hausse significative par rapport à 2002 pro forma.

(en millions d'euros)

EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2003	2002 PRO FORMA	VARIATIONS 03/02 PRO FORMA	VARIATIONS 03/02 PRO FORMA EN %	2002	VARIATIONS 03/02	VARIATIONS 03/02 EN %
France	**1 480**	**1 246**	**234**	**18,8**	**1 461**	**19**	**1,3**
Europe	**(230)**	**1**	**(231)**	**NS**	**29**	**(259)**	**NS**
Dont Royaume-Uni	*296*	*107*	*189*	*>100*	*114*	*182*	*>100*
Dont Allemagne	*(612)*	*(175)*	*(437)*	*>100*	*(175)*	*(437)*	*>100*
Reste du monde	**(830)**	**(1 146)**	**316**	**(27,6)**	**(1 135)**	**302**	**(26,6)**
EDF Trading	**143**	**45**	**98**	**>100**	**43**	**100**	**>100**
Autres	**294**	**85**	**209**	**>100**	**83**	**214**	**>100**
Total Groupe	**857**	**231**	**626**	**>100**	**481**	**376**	**78,2**

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

Les flux dégagés par le Groupe sur la période 2002, 2003 et 2004 sont présentés dans le tableau de synthèse ci-dessous :

Flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)

EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2004	2003	VARIATIONS 04/03	VARIATIONS 04/03 EN %	2002 PRO FORMA	VARIATIONS 03/02 PRO FORMA	VARIATIONS 03/02 PRO FORMA EN %	2002
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	7 746	6 696	1 050	15,7	9 298	(2 602)	(28,0)	9 247
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(3 663)	(5 155)	1 492	28,9	(9 975)	4 820	48,3	(9 929)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	(3 481)	(1 104)	(2 377)	>100	1 665	(2 769)	>100	1 670
Variations de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**602**	**437**	**165**	**37,8**	**988**	**(551)**	**(55,8)**	**988**
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	2 523	2 238	285	12,7	1 804	434	24,1	1 804
Incidence des variations de change	21	(176)	197	NS	(185)	9	4,9	(185)
Incidence des autres reclassements	11	24	(13)	(54,2)	(369)	393	>100	(369)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	**3 157**	**2 523**	**634**	**25,1**	**2 238**	**285**	**12,7**	**2 238**

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

5.3.1 FLUX DE TRÉSORERIE OPÉRATIONNELS

5.3.1.1 Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles

Le tableau suivant présente l'évolution des flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles au cours des exercices 2002, 2003 et 2004 :

(en millions d'euros)

EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2004	2003	VARIATIONS 04/03	VARIATIONS 04/03 EN %	2002 PRO FORMA	VARIATIONS 03/02 PRO FORMA	VARIATIONS 03/02 PRO FORMA EN %	2002
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	**3 463**	**3 320**	**143**	**4,3**	**1 680**	**1 640**	**97,6**	**2 089**
Annulation des amortissements et provisions	7 930	6 379	1 551	24,3	7 496	(1 117)	(14,9)	7 574
Annulation des produits et charges financiers	482	1 530	(1 048)	(68,5)	1 692	(162)	(9,6)	1 592
Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence	90	79	11	13,9	73	6	8,2	73
Elimination des plus ou moins-values de cession	(260)	(311)	51	(16,4)	(194)	(117)	60,3	(194)
Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie(1)	90	26	64	>100	—	26	100,0	—
Variation du besoin en fonds de roulement	318	17	301	>100	1 715	(1 698)	(99,0)	1 175
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	**12 113**	**11 040**	**1 073**	**9,7**	**12 462**	**(1 422)**	**(11,4)**	**12 309**
Frais financiers nets décaissés	(1 096)	(1 007)	(89)	8,8	(1 315)	308	(23,4)	(1 213)
Impôts sur le résultat payés	(2 047)	(3 337)	1 290	(38,7)	(1 849)	(1 488)	80,5	(1 849)
Impôt et intérêts payés au titre de la décision de la Commission européenne	(1 224)	—	(1 224)	NS	—	—	—	—
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	**7 746**	**6 696**	**1 050**	**15,7**	**9 298**	**(2 602)**	**(28,0)**	**9 247**

(1) Incluant, en 2004, l'effet du protocole de démantèlement des installations situées sur le site de Marcoule. Voir le paragraphe 5.1.2.7 du présent Chapitre.

Evolution entre 2004 et 2003

Les **flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles** en 2004 s'élèvent à 7 746 millions d'euros, en augmentation de 1 050 millions d'euros par rapport aux flux de 2003.

Cette augmentation provient en partie d'un accroissement des flux de trésorerie nets générés par l'exploitation de 1 073 millions d'euros, qui résulte en partie d'une légère progression du résultat avant impôts des sociétés intégrées (143 millions d'euros) et, à hauteur de 503 millions d'euros, de la variation des dotations nettes aux amortissements et provisions, partiellement compensées par la réduction des autres produits et charges financiers.

La diminution du besoin en fonds de roulement (318 millions d'euros), la baisse de la charge d'impôts en 2004 (1 290 millions d'euros) et la diminution des frais financiers (89 millions d'euros) ont par ailleurs plus que compensé l'effet défavorable exceptionnel, en 2004, de l'impôt et des intérêts payés au titre de la décision de la Commission européenne (1 224 millions d'euros) :

- la diminution du besoin en fonds de roulement du Groupe de 318 millions d'euros en 2004 résulte des principales évolutions suivantes : la diminution de la valeur des stocks de combustibles nucléaires de 261 millions d'euros (soit +4,8 %), principalement liée à un effet prix ;
- l'augmentation des comptes clients et comptes rattachés de 1 475 millions d'euros (soit +10,2 %), dont 1 134 millions d'euros au titre d'EDF Trading (impact de la valorisation en « *mark to market* » sur la valeur des contrats et effet de la croissance du volume d'affaires) et 341 millions d'euros pour les autres entités du Groupe ;
- l'augmentation des comptes fournisseurs et comptes rattachés à hauteur de 954 millions d'euros (soit +11,7 %), dont 1 076 millions d'euros au titre d'EDF Trading (impact de la valorisation en « *mark to market* »

sur la valeur des contrats et effet de la croissance du volume d'affaires) et -122 millions d'euros pour les autres entités du Groupe.

La baisse entre 2004 et 2003 des impôts payés sur le résultat s'explique à hauteur de 998 millions d'euros par le paiement en France en 2003 d'une charge d'impôts au titre de l'exercice 2002 relative, principalement, aux changements de méthodes comptables décidés en fin de l'exercice 2002 (voir le paragraphe 5.6.1 du présent Chapitre).

Evolution entre 2003 et 2002 pro forma

Les **flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles** en 2003 s'établissent à 6 696 millions d'euros, en diminution de 2 602 millions d'euros par rapport aux flux de 2002 pro forma.

Cette diminution provient, d'une part, d'une amélioration du besoin en fonds de roulement de 1 715 millions d'euros en 2002 pro forma à comparer à une amélioration de 17 millions d'euros en 2003, et, d'autre part, d'une augmentation des impôts payés sur le résultat en 2003 de 1 488 millions d'euros.

L'amélioration du besoin en fonds de roulement de 1 715 millions d'euros en 2002 provient essentiellement de la France et de EnBW.

La diminution de 17 millions d'euros du besoin en fonds de roulement du Groupe en 2003 s'explique par les principaux facteurs suivants :

- la diminution de la valeur des stocks de combustibles nucléaires de 555 millions d'euros (soit +9,3 %), principalement liée à un effet prix ;
- l'augmentation des comptes clients et comptes rattachés de 2 026 millions d'euros (soit +16,4 %), dont 1 187 millions d'euros au titre d'EDF Trading (impact de la valorisation en « *mark to market* » sur la valeur des contrats et effet de la croissance du volume d'affaires) et 839 millions d'euros pour les autres entités du Groupe ;
- l'augmentation des comptes fournisseurs et comptes rattachés à hauteur de 1 811 millions d'euros (soit +28,5 %), dont 1 267 millions d'euros au titre d'EDF Trading (impact de la valorisation en « *mark to market* » sur la valeur des contrats et effet de la croissance du volume d'affaires) et 544 millions d'euros pour les autres entités du Groupe.

Par ailleurs, l'augmentation de 1 488 millions d'euros des impôts sur le résultat payés en 2003 s'explique à hauteur de 998 millions d'euros par le paiement en 2003 d'une charge d'impôts au titre de l'exercice 2002 relative, principalement, aux changements de méthodes comptables décidés en fin d'exercice 2002, à comparer avec un paiement en 2002 de 432 millions d'euros au titre de ces mêmes changements.

5.3.1.2 Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement

Les flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissements se sont élevés à –3 663 millions d'euros en 2004, –5 155 millions d'euros en 2003 et –9 975 millions d'euros en 2002.

Les flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement se décomposent entre les acquisitions et cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles, les investissements financiers nets et les variations des actifs financiers court terme sur la période 2002-2004 de la manière suivante :

(en millions d'euros)

			VARIATIONS			VARIATIONS	
EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2004	2003	04/03	04/03 EN %	2002 PRO FORMA	03/02 PRO FORMA	03/02 PRO FORMA EN %
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles(1)	(4 710)	(4 963)	253	5,1	(5 960)	997	16,7
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles(2)	383	342	41	12,0	439	(97)	(22,1)
CAPEX nets(3)	**(4 327)**	**(4 621)**	**294**	**6,4**	**(5 521)**	**900**	**16,3**
Investissements financiers nets(4)	400	284	116	(40,8)	(2 555)	2 839	>100
Variations des actifs financiers court terme(5)	264	(818)	1 082	NS	(1 899)	1 081	56,9
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	**(3 663)**	**(5 155)**	**1 492**	**28,9**	**(9 975)**	**4 820**	**48,3**

(1) Correspond au poste « Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles » des tableaux de flux de trésorerie.
(2) Ces cessions sont comprises au sein du poste « Cessions d'immobilisations » de tableaux de flux de trésorerie consolidés, lequel comprend aussi les cessions d'immobilisations financières.
(3) Dans le cadre du contrôle de ses investissements industriels, le Groupe utilise l'indicateur de CAPEX nets (« Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles » nettes des cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles) afin de suivre l'évolution de ses investissements au titre des immobilisations corporelles et incorporelles.

(4) Comprend les (i) investissements en titres consolidés net des cessions, lesquels sont inclus au sein du poste « Variations de périmètre » des tableaux de flux de trésorerie, (ii) acquisitions d'immobilisations financières, lesquelles correspondent au poste « Acquisitions d'immobilisations financières » des tableaux de flux de trésorerie, (iii) cessions d'immobilisations financières, lesquelles sont incluses au sein du poste « Cessions d'immobilisations » des tableaux de flux de trésorerie, et (iv) plus / moins value sur actifs financiers court-terme, lesquelles sont incluses au sein du poste « Variation d'actifs financiers » des tableaux de flux de trésorerie.

(5) Comprend (i) la trésorerie acquise incluse au sein du poste « Variations de périmètre » des tableaux de flux de trésorerie et (ii) la variation des actifs financiers court terme, laquelle est incluse au sein du poste « Variations d'actifs financiers » des tableaux de flux de trésorerie.

L'évolution des flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement sur la période 2002-2004 traduit particulièrement :

- la diminution des investissements corporels et incorporels nets qui passent de 5 521 millions d'euros en 2002 pro forma à 4 327 millions d'euros en 2004. Cette diminution provient principalement pour 445 millions d'euros du « Reste du monde » du fait de l'achèvement de centrales indépendantes de production (IPP), et pour 287 millions d'euros de la diminution des investissements en France ;
- le niveau élevé d'investissements financiers en 2002 (2 555 millions d'euros), imputable notamment aux acquisitions de Seeboard et Eastern Electricity au Royaume-Uni, suivi de cessions nettes pour respectivement 284 millions d'euros en 2003 et 400 millions d'euros en 2004 essentiellement liées à la cession d'actifs (Graninge, Compagnie Nationale du Rhône (CNR), titres Total, participations minoritaires, notamment en Allemagne).

Acquisitions et cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles

D'une manière globale, les acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles de l'année 2004 (4 710 millions d'euros) sont proches des dotations aux amortissements de l'exercice (4 716 millions d'euros), avec un décalage en France où les dotations aux amortissements sont de 3 310 millions d'euros, à comparer avec un montant d'acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles de 2 772 millions d'euros, reflétant notamment le haut niveau passé d'investissements liés au parc nucléaire.

L'évolution sur la période 2002-2004 des CAPEX nets du Groupe, par segment, se décompose ainsi :

(en millions d'euros)

			VARIATIONS			VARIATIONS	
EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2004	2003	04/03	04/03 EN %	2002 PRO FORMA	03/02 PRO FORMA	03/02 PRO FORMA EN %
France	(2 772)	(2 756)	(16)	0,6 %	(3 059)	303	(9,9)%
Europe :	(1 210)	(1 317)	107	(8,1)%	(1 553)	236	(15,2)%
dont Royaume-Uni	*(846)*	*(846)*	*—*	*—*	*(797)*	*(49)*	*(6,1)%*
dont Allemagne	*(159)*	*(204)*	*45*	*(22,1)%*	*(308)*	*104*	*(33,8)%*
Reste du monde :	(262)	(504)	242	(48,0)%	(707)	203	(28,7)%
dont Amériques	*(218)*	*(304)*	*86*	*(28,3)%*	*(653)*	*(351)*	*(53,4)%*
EDF Trading	*(14)*	*(7)*	*(7)*	*100,0 %*	*(14)*	*7*	*(50)%*
Autres	*(69)*	*(37)*	*(32)*	*86,5 %*	*(188)*	*151*	*(80)%*
CAPEX nets	**(4 327)**	**(4 621)**	**294**	**(6,4)%**	**(5 521)**	**(900)**	**(16,3)%**

En France, les CAPEX nets sont restés stables entre 2003 et 2004, après une baisse de 9,9 % en 2003 par rapport à 2002 pro forma. La répartition des CAPEX nets en France par activité est la suivante sur la période 2002-2004 :

	2004		2003		2002 PRO FORMA	
EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	M€	% FRANCE	M€	% FRANCE	M€	% FRANCE
Distribution	(1 606)	*57,9 %*	(1 801)	*(65,3)%*	(1 881)	*(61,5)%*
Transport	(515)	*18,6 %*	(512)	*(18,6)%*	(622)	*(20,3)%*
Production	(532)	*19,2 %*	(315)	*(11,4)%*	(343)	*(11,2)%*
Autres	(119)	*4,3 %*	(128)	*(4,6)%*	(213)	*(7,0)%*
CAPEX nets France	**(2 772)**	***100,0 %***	**(2 756)**	*(100,0)%*	**(3 059)**	*(100,0)%*

Les CAPEX nets en France sont principalement engagés dans les activités régulées : distribution et transport. Pour les activités de distribution, il s'agit, pour près de moitié, des raccordements et demandes de tiers qui évoluent en fonction de la demande. Les autres investissements correspondent au renouvellement et au renforcement du réseau, ainsi qu'aux actions de fiabilisation et d'amélioration du niveau de qualité. Au sein des activités non régulées, les activités de

production concentrent la plus grande part des investissements et correspondent essentiellement à la maintenance du parc de production.

En 2004, les CAPEX nets sont globalement stables en 2004 par rapport à 2003, reflétant l'effort continu de maîtrise des investissements. L'augmentation du montant de CAPEX nets dans la production est liée au programme d'extension de la capacité et de la disponibilité du parc thermique à flamme. Cette hausse a été compensée par une diminution dans la distribution. Les CAPEX nets sont en baisse en 2003 par rapport à 2002. Cette diminution reflète les efforts déployés par l'ensemble de l'organisation pour maîtriser le montant des investissements tout en conservant les niveaux visant à assurer la sûreté de l'exploitation du parc de production et la qualité du service. Elle a été réalisée dans le transport (110 millions d'euros), la distribution (82 millions d'euros), la production (28 millions d'euros) et les autres activités (83 millions d'euros).

Au **Royaume-Uni**, les CAPEX nets s'élèvent à 846 millions d'euros en 2004, stables par rapport à 2003. Il s'agit essentiellement d'investissements dans les activités de distribution. La hausse en 2003 par rapport à 2002 est principalement due à des variations de périmètre, notamment l'acquisition de Seeboard.

En **Allemagne**, les CAPEX nets de EnBW s'élèvent à 159 millions d'euros en 2004 en diminution, par rapport à 2002, essentiellement du fait des cessions effectuées en 2004 dans le cadre du désengagement de EnBW de ses activités non stratégiques (voir le paragraphe 5.1.1 du présent Chapitre) et des mesures de maîtrise des investissements décidées en 2003 dans le cadre du plan de redressement.

Dans le **Reste du monde**, les CAPEX nets diminuent sur la période, passant de 707 millions d'euros en 2002 à 262 millions d'euros en 2004. Cette variation s'explique principalement par l'achèvement en 2003 des IPP Suez et Port Saïd en Egypte et de la centrale de Norte Fluminense au Brésil (diminution de 454 millions d'euros entre 2004 et 2002).

Investissements financiers nets

Les investissements financiers nets traduisent en 2004 un désinvestissement net de 400 millions d'euros résultant principalement :

- d'acquisitions et de cessions d'immobilisations financières nettes pour 46 millions d'euros, dont des acquisitions de TIAP (Titres Immobilisés d'Activité de Portefeuille) de 300 millions d'euros au titre des actifs dédiés ;
- de plus-value de cessions à hauteur de 807 millions d'euros, incluant l'effet de la cession des titres Total, présentées en variations des actifs financiers court terme ;
- de variations de périmètre négative de 295 millions d'euros liées essentiellement à la montée d'EDF au capital de EnBW.

En 2003, les investissements financiers traduisent un désinvestissement net de 200 millions d'euros résultant des mouvements suivants :

- des acquisitions d'immobilisations financières pour 1 413 millions d'euros, dont principalement des acquisitions de TIAP à hauteur de 759 millions d'euros (dont 300 millions d'euros d'actifs dédiés), compensés par les cessions d'immobilisations financières à hauteur de 1 436 millions d'euros, dont 357 millions d'euros de cessions de TIAP principalement liées aux cessions de Graninge et Compagnie Nationale du Rhône-CNR ;
- des variations de périmètre à hauteur de 252 millions d'euros liées à la montée de participation chez EnBW.

Variation des actifs financiers court terme

L'évolution du poste **actifs financiers court terme** reflète principalement les effets de périmètre constatés sur la période 2002-2004 (cession d'Hidrocantabrico par EnBW et déconsolidation de Metronet par EDF Energy en 2004 et acquisitions au Royaume-Uni en 2002).

5.3.1.3 Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement

Les flux de trésorerie nets liés aux activités de financement sur la période 2002-2004 se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)

EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2004	2003	VARIATIONS 04/03	VARIATIONS 04/03 EN %	2002 PRO FORMA	VARIATIONS 03/02 PRO FORMA	VARIATIONS 03/02 PRO FORMA EN %	2002
Emissions d'emprunts	3 865	8 236	(4 371)	(53,1)	5 742	2 494	43,4	5 742
Remboursements d'emprunts	(7 230)	(9 287)	2 057	(22,1)	(3 899)	(5 393)	138,5	(3 894)
Dividendes versés par la société mère	(321)	(208)	(113)	54,3	(315)	107	(34,0)	(315)
Dividendes versés aux minoritaires	(46)	(63)	(17)	(27,0)	(63)	—	—	(63)
Augmentation de capital en numéraire	43	33	10	30,3	81	(48)	(59,3)	81
Augmentation des comptes spécifiques des concessions	174	157	17	10,8	52	105	201,9	52
Subventions d'investissement	31	33	(2)	(6,1)	67	(34)	(50,7)	67
Autres variations	3	(5)	8	NS	—	(5)	(100)	—
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	**(3 481)**	**(1 104)**	**(2 377)**	**>100**	**1 665**	**2 769**	**>100**	**1 670**

En 2004, les flux de trésorerie nets liés aux activités de financement reflètent un décaissement net de 3 481 millions d'euros, par rapport à un décaissement net de 1 104 millions d'euros en 2003. Cette hausse des décaissements de 2 377 millions d'euros traduit essentiellement une diminution de 4 371 millions d'euros des émissions d'emprunts en 2004 par rapport à 2003, accompagnée d'une diminution des remboursements des emprunts en 2004 par rapport à 2003 à hauteur de 2 057 millions d'euros.

En 2003, les flux de trésorerie nets liés aux activités de financement correspondent à un décaissement net de 1 104 millions d'euros, par rapport à un encaissement net de 1 665 millions d'euros en 2002 pro forma. L'écart de 2 769 millions d'euros entre 2003 et 2002 pro forma traduit une plus forte augmentation des remboursements d'emprunt par rapport à la hausse des émissions d'emprunt.

5.3.2 ENDETTEMENT FINANCIER NET

La période 2002-2004 se caractérise par une diminution significative de l'endettement financier net du Groupe, qui s'établit à 19 668 millions d'euros au 31 décembre 2004, comparé à 24 009 millions d'euros au 31 décembre 2003, et à 26 863 millions d'euros au 31 décembre 2002 pro forma. Cette évolution s'explique principalement :

- par le niveau élevé du *free cash flow* en 2004 ;
- par des effets de périmètre nets favorables et des effets de change positifs, essentiellement au cours de l'année 2003, notamment liés à la variation de la livre sterling et du dollar U.S. face à l'euro (dette d'EDF Energy et des filiales d'Amérique latine), maintenus en 2004.

Le tableau suivant présente l'évolution de l'endettement financier net du Groupe en 2004 et 2003 :

(en millions d'euros)

EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2004	2003
Excédent brut d'exploitation	**12 127**	**11 026**
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'excédent brut d'exploitation	(150)	28
Dividendes reçus des sociétés mises en équivalence	90	79
Variation du besoin en fonds de roulement net	318	18
Autres éléments(1)	(272)	(111)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	**12 113**	**11 040**
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles, nettes des cessions	(4 327)	(4 621)
Frais financiers nets décaissés	(1 096)	(1 007)
Impôt sur le résultat payé(2)	(2 047)	(3 337)
Impôt et intérêts payés au titre de la décision de la Commission européenne	(1 224)	—
Free cash flow(3)	**3 419**	**2 075**
Investissements financiers(4)	400	284
Dividendes versés	(367)	(271)
Augmentation de capital et variation des autres fonds propres	248	222
Autres variations(5)	2	(109)
Diminution de l'endettement financier net, hors effets de périmètre et de change	**3 702**	**2 201**
Effet de la variation du périmètre	601	(354)
Effet de la variation de change	58	1015
Autres variations non monétaires(6)	(20)	(8)
(Augmentation)/Diminution de l'endettement financier net	**4 341**	**2 854**
Endettement financier net ouverture	**24 009**	**26 863**
Endettement financier net clôture	**19 668**	**24 009**

(1) Correspond principalement au retraitement de la variation des provisions sur actifs circulants (essentiellement provisions sur stocks et créances clients) non pris en compte dans la variation du besoin en fonds de roulement net.
(2) Comprend notamment la charge d'impôt relative aux effets des changements de normes, soit 335 millions d'euros et 1 424 millions d'euros en 2003.
(3) Correspond aux flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles après prise en compte des CAPEX nets (voir le paragraphe 5.3.1 du présent Chapitre).
(4) Voir le paragraphe 5.3.1.2 du présent Chapitre.
(5) Concerne principalement la variation des intérêts courus non échus.
(6) Correspond principalement aux reclassements comptables qui ont un impact sur les comptes qui composent la dette nette.

De ce tableau est issu l'un des indicateurs clefs de suivi de la performance financière du Groupe : le « *cash flow opérationnel* » ou « *funds from operations (FFO)* ». Cet indicateur, utilisé spécifiquement par EDF, vise à évaluer la capacité du Groupe à générer de la trésorerie disponible. Cet indicateur est égal aux flux de trésorerie nets générés par l'exploitation hors variation du besoin en fonds de roulement, et diminué des frais financiers nets décaissés et de l'impôt sur le résultat payé, ajusté de l'effet des changements de normes. Le *cash flow opérationnel* s'élève à 8 987 millions d'euros en 2004 et à 8 102 millions d'euros en 2003.

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

(en millions d'euros)

			VARIATIONS			VARIATIONS	
EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2004	2003	04/03	04/03 EN %	2002 PRO FORMA	03/02 PRO FORMA	03/02 PRO FORMA EN %
EDF	8 610	10 880	(2 270)	(20,9)	13 886	(3 006)	(21,6)
EDF Energy	5 083	5 161	(78)	(1,5)	5 586	(425)	(7,6)
EnBW(1)	1 896	3 289	(1 393)	(42,4)	2 926	363	12,4
Light	1 205	1 248	(43)	(3,4)	1 137	111	9,8
Edenor	392	421	(29)	(6,9)	563	(142)	(25,2)

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

EDF, EDF Energy, EnBW et Light contribuent respectivement à hauteur de 43,8 %, 25,8 %, 9,6 % et 6,1 % à l'endettement financier net du Groupe au 31 décembre 2004.

En France, la période 2002–2004 a été marquée par une diminution significative de la part contributive d'EDF à l'endettement financier net du Groupe, à hauteur de respectivement 2 270 millions d'euros entre 2003 et 2004 et 3 006 millions d'euros entre 2002 et 2003.

Au Royaume-Uni, l'endettement est resté stable au cours de la période, passant de 5 586 millions d'euros en 2002 pro forma à 5 083 millions d'euros en 2004, dans un contexte de maintien à un niveau élevé des investissements corporels. La dépréciation de la livre sterling a eu un effet favorable significatif en 2003, ainsi que la déconsolidation de la filiale Metronet en 2004.

En Allemagne, l'augmentation du résultat et les différentes cessions, notamment en 2004, ont eu pour effet de réduire la part contributive de EnBW à l'endettement financier net du Groupe de 1 393 millions d'euros en 2004 par rapport à 2003, après une augmentation de 363 millions d'euros en 2003 par rapport à 2002 en données pro forma.

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

(en millions d'euros)

EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2004	2003	VARIATIONS 04/03	VARIATIONS 04/03 EN %	2002 PRO FORMA	VARIATIONS 03/02	VARIATIONS 03/02 EN %	2002
Emprunts et dettes financières diverses	(25 786)	(29 604)	3 818	(12,9)	(31 544)	1 940	(6,2)	(29 542)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 157	2 523	634	25,1	2 238	285	12,7	2 238
Actifs financiers à court terme	2 961	3 072	(111)	(3,6)	2 443	629	25,7	1 540
Endettement financier net	**(19 668)**	**(24 009)**	**4 341**	**(18,1)**	**(26 863)**	**2 854**	**(10,6)**	**(25 764)**

5.3.3 DISPONIBILITÉS, QUASI-DISPONIBILITÉS, VALEURS MOBILIÈRES DE PLACEMENT

Les actifs financiers à court terme, la trésorerie et équivalents de trésorerie se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)

EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	2004	2003	VARIATIONS 04/03	VARIATIONS 04/03 %
Valeurs mobilières de placement(1)	**3 686**	**3 172**	**514**	**16,2 %**
Dont valeurs mobilières de placement (échéance > 3 mois)	*2 238*	*2 755*	*(517)*	
Dont valeurs mobilières de placement (échéance < 3 mois)	*1 448*	*417*	*1 031*	
Autres actifs financiers à court terme(1)	**875**	**402**	**473**	**>100 %**
Dont autres actifs financiers à court terme (échéance > 3 mois)	*723*	*317*	*406*	
Dont autres actifs financiers à court terme (échéance < 3 mois)	*152*	*85*	*67*	
Disponibilités	**1 404**	**1 870**	**(466)**	**(24,9)%**
Comptes courants financiers	**153**	**151**	**2**	**1,3 %**
Total des disponibilités et valeurs mobilières de placement	**6 118**	**5 595**	**523**	**9,3 %**

(1) Voir note 23 et note 24 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe.

Les **valeurs mobilières de placement** s'établissent à 3 686 millions d'euros, en augmentation de 514 millions d'euros (soit 16,2 %). Cette évolution se répartit principalement entre EDF pour 691 millions d'euros, EnBW pour 83 millions d'euros, et EDF Trading, avec une diminution de –284 millions d'euros sur les autres entités. Elles sont composées d'instruments financiers de type OPCVM, billets de trésorerie et certificats de dépôt. En 2003, les valeurs mobilières de placement intégraient les titres Total, enregistrés pour une valeur historique de 1 861 millions d'euros et vendus en septembre 2004 pour 2 559 millions d'euros. Les produits de cette cession ont été réinvestis en valeurs mobilières de placement ou autres actifs financiers à court terme.

Les **autres actifs financiers à court terme** s'établissent à 875 millions d'euros, en augmentation de 473 millions d'euros (soit 118 %). Cette évolution se répartit principalement entre EnBW pour 421 millions d'euros et Light pour 48 millions d'euros.

5.3.4 GESTION DES RISQUES

5.3.4.1 Position de liquidité, gestion du risque de liquidité et notation

Position de liquidité

Au 31 décembre 2004, compte tenu des disponibilités, quasi-disponibilités et valeurs mobilières de placement s'élevant à 6,1 milliards d'euros et des lignes de crédit non tirées s'élevant à 8,3 milliards d'euros, la position de liquidité du Groupe est de l'ordre de 14,4 milliards d'euros.

En 2005, les sommes dues au titre du remboursement de la dette du Groupe, y compris les intérêts courus, sont d'environ 4,9 milliards d'euros. Par ailleurs, les montants dus en 2005 au titre de la réforme du régime spécial de retraites des IEG (voir le paragraphe 5.1.2.2.1.1 du présent Chapitre) et au titre du protocole de démantèlement du site de Marcoule (voir le paragraphe 5.1.2.7 du présent Chapitre) s'élèvent à 3,8 milliards d'euros. Enfin, il existe en sus des engagements hors-bilan pouvant donner lieu à des décaissements en 2005 (voir le paragraphe 5.5 du présent Chapitre).

Au 30 juin 2005, ni EDF, ni EDF Energy, ni EnBW, ni EDF Trading n'a fait l'objet d'un cas de défaut au titre de l'un de ses emprunts. Pour une description de la mise en jeu des cas de défaut concernant Light et Edenor, voir les paragraphes 6.2.1.2 et 6.2.2.2 du Chapitre IV.

Gestion du risque de liquidité

Dans le cadre de la gestion de sa liquidité, le Groupe a mené au cours de l'année 2004 des actions visant à lisser les échéances des lignes de dette et à allonger la maturité moyenne de la dette long terme à sept ans et demi (contre six ans et demi en 2003). La maturité de la dette d'EDF a été maintenue à huit ans, tandis que celle de certaines filiales, notamment EDF Energy et EnBW, a été allongée à l'occasion de refinancements.

Au 31 décembre 2004, le montant des échéances de dettes brutes à long et court terme après swaps sur la base des taux et cours de change en vigueur est le suivant :

(en millions d'euros)

	EMPRUNTS OBLIGATAIRES	EMPRUNTS AUPRÈS DES ÉTABLISSEMENTS DE CRÉDITS	AUTRES DETTES FINANCIÈRES	EMPRUNTS LIÉS AUX BIENS PRIS EN LOCATION FINANCEMENT	INTÉRÊTS COURUS	TOTAL
A plus de cinq ans	4 354	1 580	6 171	203	—	12 308
Entre un et cinq ans	4 287	1 364	2 863	100	—	8 614
A moins de un an	1 252	922	2 168	6	516	4 864
Total	**9 893**	**3 866**	**11 202**	**309**	**516**	**25 786**

Le financement de chaque filiale est géré par la filiale concernée en coordination avec la direction de la trésorerie du Groupe. Pour gérer le risque de liquidité du groupe, trois leviers spécifiques sont utilisés :

- le cash pooling du Groupe qui permet de centraliser la trésorerie des filiales contrôlées opérationnellement (c'est à dire hors Edison, EnBW et Dalkia notamment). Ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF les soldes de trésorerie des filiales et à rémunérer leurs comptes afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe et de mettre à disposition des filiales un système leur garantissant des conditions financières de marchés ;
- la gestion active et la diversification des sources de financement du Groupe.

  Le Groupe a accès à des ressources court terme sur différents marchés dans le cadre de programmes de billets de trésorerie, d'US CP (papier commercial aux Etats-Unis) ou d'Euro CP (papier commercial sur l'euro marché). Ces programmes sont régulièrement utilisés en deçà de leur plafond. Pour EDF, les plafonds sont respectivement de 3,8 milliards d'euros pour les billets de trésorerie, 3 milliards de dollars U.S. pour les US CP et 1,5 milliard de dollars U.S. pour les Euro CP. EnBW et EDF Energy disposent aussi de programmes de papier commercial d'un montant maximum de respectivement 2 milliards d'euros et 1 milliard de livres sterling.

  EDF accède également régulièrement au marché obligataire dans le cadre d'un programme EMTN (« Euro Medium Term Note Program ») mis à jour annuellement et faisant l'objet d'un enregistrement auprès des autorités de marché au Luxembourg, en France, et au Japon. Le plafond du programme est aujourd'hui de 11 milliards d'euros. Par ailleurs, EnBW et EDF Energy disposent eux aussi de leurs propres programmes EMTN d'un plafond respectivement de 3 milliards d'euros et 4 milliards d'euros.

Le tableau ci-dessous présente les emprunts du Groupe supérieurs à 1 milliard d'euros au 31 décembre 2004 :

(en millions d'euros)

TYPE D'EMPRUNT	ENTITÉ	DATE D'ÉMISSION	ECHÉANCE	MONTANT	DEVISE	TAUX
Obligataire	EDF	1998	2009	1 996	EUR	5,0 %
Euro MTN	EDF	2001	2016	1 100	EUR	5,5 %
Euro MTN	EDF	2000	2010	1 000	EUR	5,8 %

- Quatre crédits syndiqués conclus respectivement par EDF, EDF Energy, EnBW et EDF Trading :
  - le crédit syndiqué d'EDF est de 6 milliards d'euros valable jusqu'en 2012. Est comprise dans ces montants, une tranche « swingline » de 2 milliards d'euros tirable en valeur jour. Ce crédit syndiqué n'est pas subordonné au respect de ratios comptables ou à un niveau de notation financière déterminé. Il n'a pas fait l'objet d'un tirage à ce jour ;
  - le crédit syndiqué d'EDF Energy comporte une tranche de 500 millions de livres sterling valable jusqu'en 2008. Il est régulièrement utilisé et a fait l'objet de tirages en 2004 pour un montant maximum de 150 millions de livres sterling ;
  - le crédit syndiqué de EnBW est composé de deux tranches : une tranche de 1 milliard d'euros d'une durée d'un an avec option de renouvellement et faculté de tirage à l'initiative de l'émetteur à l'échéance et une tranche de 1,5 milliards d'euros valable jusqu'en 2010. Cette facilité de crédit n'a plus fait l'objet de tirages depuis la mi-2004 ;
  - le crédit syndiqué d'EDF Trading est d'un montant de 500 millions d'euros valable jusqu'en décembre 2009 dont une tranche « swingline » de 200 millions d'euros. Il a fait l'objet d'un tirage en octobre 2004, remboursé en décembre 2004.

Les contrats d'émission de titres de dette ou les contrats de lignes bancaires d'EDF, EDF Energy, EnBW et EDF Trading contiennent un certain nombre de clauses usuelles de remboursement anticipé (en cas de non-paiement des intérêts ou de la dette principale après une période de grâce), de défaut croisé (en cas de non-paiement d'une dette, l'exigibilité anticipée d'un montant dû au titre d'un autre emprunt pouvant être activée) et, pour certains contrats, de *step up*. A titre d'illustration, les contrats peuvent stipuler soit une clause de contrôle de la filiale par EDF soit, pour EDF, une clause de détention majoritaire par l'Etat, ou toute autre clause de restriction des nantissements, de restriction sur les cessions/fusions, de pertes de licences d'opérateur de réseau, de ratios comptables à respecter. Néanmoins, ces clauses de remboursement anticipé ne concernent pas les filiales d'EDF en Amérique latine qui font l'objet, pour certaines, d'un processus de restructuration de leur dette (pour une description de la situation financière de Light et Edenor, voir les paragraphes 6.2.1.2 et 6.2.2.2 du Chapitre IV).

A l'exception des certains financements (pour un montant global de 2 683 millions d'euros, principalement Italenergia Bis Finance (1 113 millions d'euros), les financements des différentes filiales ne font pas l'objet de garanties par EDF (voir la note 35.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe).

Notation financière en juillet 2005

Les notes à long terme attribuées à EDF par les trois agences de notations financières Standard & Poor's, Moodys et Fitch IBCA sont les suivantes :

AGENCE	NOTATION LONG TERME	NOTATION COURT TERME
Moody's	Aa1, assortie d'une perspective stable	P-1
Standard & Poor's	AA–, assortie d'une perspective négative	A-1+
Fitch IBCA	AA–, assortie d'une perspective négative	F1+

5.3.4.2 Risque de change

Du fait de la diversification de ses activités et son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion des postes de bilan, les charges financières du Groupe, les fonds propres et les résultats.

De manière générale, les flux de trésorerie générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale à l'exception des flux liés aux achats de combustibles principalement libellés en dollars U.S. et de certains flux liés à des achats de matériel pour des montants moindres cependant.

Afin de limiter l'exposition au risque de change, le Groupe a mis en place les principes de gestion suivants :

- Le financement par chaque entité de ses activités est effectué, dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa devise de comptabilisation. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés sont parfois utilisés pour limiter le risque de change. Le risque sur les flux de trésorerie d'EDF, hors flux liés à la dette, est encadré par (i) une limite de VAR de 7 millions d'euros,

calculée avec un intervalle de confiance de 95 % et un horizon temporel de un jour, et (ii) des *stop-loss* et seuils d'alerte par devise qui intègrent les risques de change et de taux sur ces flux. Le périmètre du calcul de la VAR inclut les instruments dérivés utilisés pour gérer les risques financiers sur ces flux de trésorerie.

- Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs internationaux est géré soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché. Le Groupe a ainsi recours à des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition de change sur ces actifs. Ces instruments financiers sont destinés à ne couvrir que les engagements fermes ou hautement probables et ne correspondent pas à des objectifs spéculatifs. En cas d'absence d'instruments de couverture disponibles, comme en Argentine où pour les raisons juridiques de l'époque la situation nette en peso argentin a été couverte en dollars U.S., ou en cas de coûts prohibitifs, le risque sur les positions de change ouvertes est suivi par le calcul d'une VAR et d'un scénario de stress.

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute par devise se décompose de la façon suivante : 46,2 % en euros, 34,8 % en livres sterling et 8,8 % en dollars U.S., le solde (10,2 %) incluant le franc suisse, le florin hongrois, le zloty polonais et le real brésilien.

L'augmentation en pourcentage entre 2003 et 2004 de la portion de dette libellée en livre sterling au titre de la dette d'EDF Energy et de la dette de couverture portée par EDF résulte principalement de l'effet mécanique de la baisse particulièrement notable de la dette en euros (principalement celle d'EDF et EnBW).

(en millions d'euros)

	31.12.2004				31.12.2003			
	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)	14 187	(2 265)	11 921	46,2 %	17 811	(2 582)	15 229	51,4 %
Dollar américain (USD)	3 739	(1 458)	2 280	8,8 %	4 078	(1 652)	2 426	8,2 %
Livre sterling (GBP)	5 477	3 483	8 961	34,8 %	6 208	3 337	9 545	32,2 %
Autres	2 268 (1)	355	2 624	10,2 %	1 651	753	2 404	8,2 %
Total des emprunts	**25 671**	**115**	**25 786**	**100 %**	**29 748**	**(144)**	**29 604**	**100 %**

(1) Au 31 décembre 2004, le poste « Autres » se répartit principalement en reals brésiliens pour une valeur de 772 millions d'euros, en francs suisses pour une valeur de 731 millions d'euros, en florins hongrois pour une valeur de 315 millions d'euros et en zlotis polonais pour une valeur de 177 millions d'euros.

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

(en millions d'euros)

	DETTE APRÈS SWAP CONVERTIE EN EUROS	IMPACT D'UNE VARIATION DE 10 % DU TAUX DE CHANGE	DETTE APRÈS VARIATION DE 10 % DU TAUX DE CHANGE
EUR	11 921	—	11 921
USD	2 280	228	2 508
GBP	8 961	896	9 857
Autres	2 624	262	2 886
Total	**25 786**	**1 386**	**27 172**

Le tableau ci-dessous présente la position de change liée aux investissements nets (hors exploitation) en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2004 :

En millions de la devise concernée

	ACTIF(1)	PASSIF	POSITION NETTE AVANT GESTION (ACTIF)	(PASSIF)	GESTION (ACTIF)
USD	361	0	361	400	(39)
CHF (Suisse)	434	122	312	210	102
HUF (Hongrie)	60 145	0	60 145	54 478	5 667
PLN (Pologne)	1 817	0	1 817	90	1 727
GBP	3 151	754	2 397	2 248	149
SKK (Slovaquie)	7 272	0	7 272	0	7 272
SEK (Suède)	1 496	0	1 496	0	1 496
ARS (Argentine)	(515)	0	(515)	0	(515)
BRL (Brésil)	(2 311)	0	(2 311)	0	(2 311)

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

Le tableau ci-dessous présente le risque de perte de change sur la position nette globale liée aux investissements nets (hors exploitation) en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2004 du fait d'une hypothèse d'évolution défavorable et uniforme de 10 % du taux de change euro contre devise :

En millions d'euros

	POSITION NETTE EN DEVISE CONVERTIE EN EUROS	IMPACT D'UNE VARIATION DE 10 % DU TAUX DE CHANGE	POSITION NETTE CONVERTIE EN EUROS APRÈS IMPACT
USD	(29)	(3)	(32)
CHF (Suisse)	66	7	59
HUF (Hongrie)	23	2	21
PLN (Pologne)	425	43	382
GBP	211	21	190
SKK (Slovaquie)	191	19	172
SEK (Suède)	166	17	149
ARS (Argentine)	(128)	(13)	(141)
BRL (Brésil)	(642)	(64)	(706)

Le tableau ci-dessous présente le calcul d'une VAR change de 95 % à horizon 1 an sur la base de la position de change des tableaux ci-dessus :

En millions d'euros

	VAR CHANGE 95 % À 1 AN
USD	3
CHF (Suisse)	3
HUF (Hongrie)	2
PLN (Pologne)	37
GBP	14
SKK (Slovaquie)	6
SEK (Suède)	7
ARS (Argentine)	16
BRL (Brésil)	87

5.3.4.3 Risque de taux d'intérêt

L'exposition du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux types de risques : un risque d'évolution de la valeur des actifs et passifs financiers à taux fixe et un risque d'évolution des flux liés aux actifs et passifs financiers à taux variable.

Afin de limiter son exposition au risque de taux, le Groupe (hors sociétés non contrôlées opérationnellement, notamment Edison et EnBW), dans le cadre de sa politique générale, fixe des principes avec pour objectif de limiter le

risque de variation de la valeur des actifs placés ou l'augmentation possible des charges financières au moyen des indicateurs de VAR et EAR.

Dans l'attente du déploiement des outils nécessaires pour un suivi au niveau du Groupe, les indicateurs sont utilisés chez EDF. Le risque de perte potentielle en valeur économique des emprunts, placements et instruments hors bilan à taux fixe en raison d'une évolution défavorable des taux est mesuré par un calcul de VAR (pour la gestion des actifs dédiés, voir ci-dessous). Ce calcul effectué au 31 décembre 2004 fait apparaître un risque de perte potentielle de 1,2 million d'euros avec un intervalle de confiance de 99 % et un horizon temporel de un jour pour EDF.

Le risque de perte potentielle, auquel est exposé le résultat financier d'EDF au titre des emprunts et instruments hors bilan à taux variable en raison d'une évolution défavorable des taux, est mesuré par un calcul d'EAR. Ce calcul a été effectué au 31 décembre 2004, avec un horizon temporel de un mois et un intervalle de confiance de 95 %, sur l'horizon de la dette au-delà d'un an d'EDF. Il fait apparaître pour EDF un risque de variation défavorable du résultat financier prévisionnel de 13,2 millions d'euros pour l'année 2005 et de 28 millions d'euros en cumul pour les années ultérieures avec un maximum de 14,2 millions d'euros sur une année.

EDF adapte également, de façon dynamique, la répartition entre taux fixe et taux variable en fonction des anticipations de taux d'intérêt du marché. Dans le cadre de cette répartition, elle peut être amenée à utiliser des instruments dérivés de taux dans une optique non spéculative de couverture.

La structure de la dette du Groupe par typologie de taux au 31 décembre 2004 est présentée dans le tableau ci-dessous : 61 % de la dette est à taux fixe en 2004 pour 57 % en 2003 du fait notamment de la diminution de la dette court terme à taux variable au profit de maturités plus longues.

Une augmentation des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières de 101 millions d'euros sur la base de la dette brute après swaps à taux variable à fin 2004.

Le coupon moyen de la dette groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 5,6 % en 2004, à comparer à 5,9 % en 2003.

Le tableau ci-dessous présente la structure de la dette du Groupe et l'incidence des opérations de couverture sur cette structure au 31 décembre 2003 et 2004 :

(en millions d'euros)

	31.12.2004			31.12.2003		
	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 :	19 056	(3 334)	15 722	23 232	(6 326)	16 906
A taux variable :	6 615	3 449	10 064	6 516	6 182	12 698
Total des emprunts	**25 671**	**115**	**25 786**	**29 748**	**(144)**	**29 604**

Le tableau ci-dessous présente la répartition de la dette brute après swap par type de taux et échéance :

	TAUX FIXES		TAUX VARIABLES		
ANNÉE	EN MILLIONS D'EUROS	% DU TOTAL	EN MILLIONS D'EUROS	% DU TOTAL	ÉCHÉANCES EN MILLIONS D'EUROS
2004					
2005	508	3,2 %	4 356	43,3 %	4 864
2006	1 595	10,1 %	2 163	21,5 %	3 758
2007	603	3,8 %	1 511	15,0 %	2 114
2008	1 324	8,4 %	196	1,9 %	1 520
2009	700	4,5 %	522	5,2 %	1 222
2010	3 009	19,1 %	150	1,5 %	3 159
2011	568	3,6 %	109	1,1 %	677
2012	1 190	7,6 %	54	0,5 %	1 244
2013	626	4,0 %	52	0,5 %	678
2014	142	0,9 %	130	1,3 %	272
2015	124	0,8 %	46	0,5 %	170
2020	1 363	8,7 %	212	2,1 %	1 575
2025	1 332	8,5 %	350	3,5 %	1 682
2030	863	5,5 %	0		863
2031	925	5,9 %	0		925
2032	0		213	2,1 %	213
2033	850	5,4 %	0		850
Total	**15 722**	**100%**	**10 064**	**100%**	**25 786**

Pour une analyse des risques de taux au titre du portefeuille d'actifs dédiés, voir ci-dessous.

5.3.4.4 Risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés pour les engagements nucléaires

Le Groupe dispose d'un portefeuille de TIAP constitué principalement (i) en France, des actifs dédiés pour couvrir le coût des engagements de long terme dans le nucléaire d'EDF (voir paragraphe 5.4.1.3 du présent Chapitre) et (ii) en Allemagne, d'actifs similaires destinés à couvrir les engagements de long terme dans le nucléaire ainsi que les engagements au titre des retraites de EnBW. A ce titre, EDF et EnBW sont exposés aux risques sur actions et de taux.

Au 31 décembre 2004, la valeur nette du portefeuille de TIAP du Groupe est de 4 946 millions d'euros, constitué par EDF à hauteur de 2 744 millions d'euros et par EnBW (part contributive au 31 décembre 2004) à hauteur de 2 125 millions d'euros. Parmi ces titres, 4 225 millions d'euros sont des « actifs dédiés » et ont une valeur boursière de 4 470 millions d'euros. Par ailleurs, dans ce portefeuille de TIAP, la position nette globale « actions » du Groupe s'élève à 3 723 millions d'euros au 31 décembre 2004 et comprend, outre les fonds réservés* actions mentionnés ci-dessous, les actions détenues en direct et les titres de participations.

* fonds réservés aux entreprises : fonds communs de placement constitués par les entreprises pour leur usage exclusif.

Les actifs dédiés d'EDF et EnBW qui figurent dans le portefeuille TIAP se décomposent de la manière suivante :

(en millions d'euros)

	31.12.2004		31.12.2003	
	VALEUR NETTE COMPTABLE	VALEUR BOURSIÈRE	VALEUR NETTE COMPTABLE	VALEUR BOURSIÈRE
Fonds réservés actions	1 078	1 113	1 001	1 021
Dont EDF	*766*	*769*	*680*	*680*
Dont EnBW	*312*	*344*	*321*	*341*
Fonds réservés obligations	1 741	1 775	1 632	1 648
Dont EDF	*205*	*210*	*199*	*199*
Dont EnBW	*1 536*	*1 565*	*1 433*	*1 449*
Autres actifs dédiés	1 406	1 582	1 114	1 199
Dont EDF	*1 406*	*1 582*	*1 114*	*1 199*
Dont EnBW	—	—	—	—
Total des actifs dédiés	**4 225**	**4 470**	**3 747**	**3 868**
Dont EDF	***2 377***	***2 561***	***1 993***	***2 078***
Dont EnBW	***1 848***	***1 909***	***1 754***	***1 790***

Pour EDF, les actifs dédiés sont constitués progressivement depuis 1999 au titre des dépenses futures de démantèlement des centrales nucléaires actuellement en activité et au stockage, sur longue période, des déchets de moyenne et haute activité. Ils sont gérés dans une perspective de long terme et sont investis en actions et obligations selon des règles définies en 1999 et révisées fin 2002 dans le cadre de principes de gouvernance des actifs dédiés.

Ces principes de gouvernance définissent la structure et le processus de décision et de contrôle pour la gestion des actifs dédiés. Une allocation stratégique d'actifs et une étude comparative sont définies pour le suivi de la performance et le contrôle du risque du portefeuille global. Les principes en vigueur pour la structuration du portefeuille d'actifs, la sélection des gestionnaires financiers, la structuration juridique, comptable et fiscale des fonds y sont également précisés.

Ainsi, la part actions de ces actifs dédiés fait l'objet d'une gestion déléguée, dans le cadre d'OPCVM (SICAV ou FCP) ouverts ou de FCP réservés. Les gérants des fonds réservés à la Socîété sont diversifiés et sélectionnés de manière rigoureuse pour réduire le risque global du portefeuille. Leurs mandats de gestion spécifient pour chacun un objectif exprimé par rapport à un indice boursier de référence et des limites de risque, portant notamment sur la volatilité et le suivi d'erreur de la performance des fonds, les produits et opérations autorisés, les ratios d'emprise. La sélection des fonds ouverts ressort de la même approche.

Au 31 décembre 2004, le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF était géré à 54,5 % par référence à des indices obligations et à 45,5 % par référence à des indices actions.

La volatilité de la part actions des actifs dédiés peut être estimée au travers de la volatilité de son indice de référence, l'indice MSCI World. Cette volatilité s'établissait au 31 décembre 2004 à 9,7 %. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 113 millions d'euros.

Au 31 décembre 2004, la sensibilité de la partie obligataire s'établissait à 4,48 ce qui signifie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de sa valeur de marché de 4,48 %.

La qualité de la gestion des gérants et les performances des fonds font l'objet d'un suivi en continu pour garantir le respect de l'allocation stratégique et des principes de gouvernance des actifs dédiés d'EDF. Un compte-rendu de cette gestion est fait chaque année au Comité d'audit et au Conseil d'administration.

La description de ce portefeuille au 31 décembre 2004 est donnée à la note 18.3 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe.

5.4 Provisions pour risques et charges

Le tableau ci-dessous présente la situation des provisions pour risques et charges au 31 décembre 2004 telle que détaillée dans les notes 26 à 30 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe.

(en millions d'euros)

	2004	2003	2002 PRO FORMA	2002
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	**14 312**	**14 658**	**14 182**	**14 182**
Dont provisions pour retraitement du combustible nucléaire	*10 408*	*10 899*	*10 671*	*10 671*
Dont provisions pour évacuation et stockage des déchets radioactifs	*3 904*	*3 759*	*3 511*	*3 511*
Provisions pour déconstruction et dernier cœur	**12 608**	**12 101**	**14 537**	**14 537**
Dont provisions pour déconstruction des centrales	*10 967*	*10 477*	*12 355*	*12 355*
Dont provisions pour dépréciation des derniers cœurs	*1 641*	*1 624*	*2 182*	*2 182*
Provisions pour avantages du personnel	**2 403**	**2 185**	**2 150**	**2 150**
Dont provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi	*2 061*	*1 961*	*1 887*	*1 887*
Dont provisions autres avantages à long terme du personnel	*342*	*224*	*263*	*263*
Provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	**14 640**	**13 939**	**12 451**	**12 451**
Autres provisions pour risques et charges	**4 396**	**3 512**	**3 867**	**6 670**
Total des provisions	**48 359**	**46 395**	**47 187**	**49 990**

5.4.1 PROVISIONS NUCLÉAIRES

5.4.1.1 Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire

Les provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire s'établissent à 14 312 millions d'euros à fin 2004. Elles comprennent, d'une part, les provisions pour retraitement du combustible nucléaire pour la France et l'Allemagne (10 408 millions d'euros) et, d'autre part, les provisions pour évacuation et stockage des déchets radioactifs également pour la France et l'Allemagne (3 904 millions d'euros).

La part de ces provisions attribuables aux filiales s'élève à 852 millions d'euros et provient essentiellement du groupe EnBW (voir le paragraphe 6.1.2.5.1 du Chapitre IV).

Pour EDF, les provisions pour retraitement du combustible nucléaire couvrent principalement les prestations suivantes :

- le transport de la centrale à La Hague, la réception, l'entreposage et le retraitement du combustible irradié, issu des différentes filières ;
- l'oxydation et l'entreposage de l'uranium de retraitement non recyclé ;
- la reprise et le conditionnement des déchets anciens issus du site de La Hague ;
- la participation à la mise à l'arrêt définitif et au démantèlement des installations de retraitement de La Hague.

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de 2004, se montent à 16 311 millions d'euros. Répartis selon l'échéancier prévisionnel de décaissements et prenant en compte un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %, ils ont été provisionnés en valeur actualisée 2004 pour un montant de 9 593 millions d'euros.

Pour EDF, les provisions pour évacuation et stockage des déchets radioactifs couvrent les dépenses relatives à :

- la surveillance du Centre de stockage de la Manche, ainsi que la couverture et la surveillance du Centre de l'Aube, qui reçoivent les déchets de faible activité à vie courte issus de la maintenance des centrales et de la déconstruction ;
- l'évacuation et le stockage en sub-surface des déchets de faible activité à vie longue, ainsi que les études associées ;
- la gestion à long terme des déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL) relevant de la loi du 30 décembre 1991 ;
- le transport et le stockage des déchets des installations situées sur le site de Marcoule.

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de 2004, se montent à 7 783 millions d'euros. Répartis selon l'échéancier prévisionnel de décaissements et prenant en compte un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %, ils ont été provisionnés en valeur actualisée 2004 pour un montant de 3 865 millions d'euros.

La gestion des déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL) constitue la part la plus importante de la provision pour évacuation et stockage.

La variation des provisions pour retraitement du combustible nucléaire provient essentiellement de l'actualisation des provisions suivant les estimations et calculs effectués chaque année (dotations de 1 358 millions d'euros en 2003 et de 1 411 millions d'euros en 2004). Les utilisations et reprises de provisions pour retraitement se sont élevées à 852 millions en 2003 et à 790 millions d'euros en 2004, auxquels il convient d'ajouter en 2004 le montant de 951 millions d'euros au titre de la reprise de provision sur l'assainissement du site de Marcoule dans le cadre de l'accord intervenu courant décembre 2004 entre EDF, la Cogema et le Commissariat à l'Energie Atomique. Cette reprise explique la plus grande partie de la diminution de provision à fin 2004. Les principes concernant ces provisions sont détaillés dans la note 26 des annexes aux comptes consolidés du Groupe.

5.4.1.2 Provisions pour déconstruction et dernier cœur

Les provisions pour déconstruction et dernier cœur qui s'établissent à 12 608 millions d'euros à fin 2004, concernent pour la part déconstruction (10 967 millions d'euros) les centrales nucléaires de la France et de l'Allemagne ainsi que les centrales thermique à flamme en France et, pour la part dernier cœur (1 641 millions d'euros) les centrales nucléaires en France et en Allemagne (pour l'Allemagne, voir le paragraphe 6.1.2.5.1 du Chapitre IV).

Pour EDF, les provisions pour déconstruction des centrales concernent la déconstruction :

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

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de 2004, se montent à 20 923 millions d'euros. Répartis selon l'échéancier prévisionnel de décaissements et prenant en compte un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %, ils ont été provisionnés en valeur actualisée 2004 pour un montant de 9 856 millions d'euros.

Pour EDF, les provisions pour dépréciation des derniers cœurs couvrent les charges relatives à la perte future du combustible non consommé, à l'arrêt définitif du réacteur. Elle se décompose en deux postes :

- la dépréciation du stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif, valorisée à partir du prix moyen des stocks de composants constaté au 30 novembre 2004 ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants, pour la part de combustible non encore provisionnée au moment de l'arrêt définitif. Ces coûts sont valorisés suivant les principes de calcul des provisions relatives au retraitement ainsi qu'à l'évacuation et au stockage des déchets.

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

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de 2004, se montent à 3 509 millions d'euros. Répartis selon l'échéancier prévisionnel de décaissements et prenant en compte un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %, ils ont été provisionnés en valeur actuelle 2004 pour un montant de 1 617 millions d'euros.

Ces provisions ont fait l'objet de dotations et d'utilisations proches dans leurs montants en 2003 et en 2004. Les dotations ont été respectivement de 599 millions d'euros et de 662 millions d'euros alors que les utilisations se sont élevées à 147 millions d'euros et 146 millions d'euros. La forte diminution constatée en 2003 est essentiellement due à l'effet de l'allongement de la durée de vie des centrales pour 2 811 millions d'euros (détaillé au paragraphe 5.6.2 du présent Chapitre) Les principes concernant ces provisions sont détaillés dans l'annexe 27 des annexes aux comptes consolidés du Groupe.

5.4.1.3 Actifs dédiés — France

Le fonds d'actifs dédiés, en cours de constitution et démarré en 2000, est de 2,6 milliards d'euros fin 2004, après un abondement initial de 1,2 milliard d'euros et des abondements annuels de 300 millions d'euros. Composé d'actifs actions et obligations diversifiés, il est géré selon un guide de gouvernance déclinant les responsabilités aux niveaux stratégique, tactique et opérationnel (voir le paragraphe 5.1.1.2.8 du Chapitre IV).

5.4.1.4 Sensibilité aux hypothèses retenues dans l'estimation des provisions nucléaires

Compte-tenu de la sensibilité aux hypothèses retenues de l'ensemble des provisions visées dans les notes 26 et 27 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe, 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 la société et les montants provisionnés. Ces ré-estimations pourraient conduire à des révisions des montants provisionnés.

5.4.2 PROVISIONS CONSTITUÉES POUR AVANTAGES DU PERSONNEL

Les provisions constituées pour avantages du personnel s'établissent à 2 403 millions d'euros à fin 2004. Elles concernent essentiellement EnBW où elles portent sur les avantages du personnel postérieur à l'emploi. Pour une

description de la réforme du financement du régime des retraites du personnel des IEG, voir le paragraphe 5.1.2.2.1 du présent Chapitre et la note 28 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe.

5.4.3 PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS

Les provisions pour renouvellement des immobilisations en concessions s'établissent à 14 640 millions d'euros à fin 2004 et concernent principalement EDF (14 195 millions d'euros) et Electricité de Strasbourg (428 millions d'euros). Ces données et les principes de comptabilisation du domaine concédé sont présentés au paragraphe 5.6.6 du présent Chapitre et dans la note 29 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe.

5.4.4 AUTRES PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES

Les autres provisions pour risques et charges qui s'établissent à 4 396 millions d'euros, se décomposent, à fin 2004, en provisions pour risques pour 2 592 millions d'euros et en provisions pour charges pour 1 804 millions d'euros. Les dotations au titre de ces provisions au cours de la période 2002-2004 sont détaillées dans la note 30 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe.

5.5 Engagements hors bilan donnés du Groupe

5.5.1 ENGAGEMENTS LIÉS À L'EXPLOITATION, AU FINANCEMENT ET AUX INVESTISSEMENTS

Les engagements hors bilan donnés du Groupe au 31 décembre 2004 sont détaillés ci-dessous :

(en millions d'euros)

		ECHÉANCES		
	TOTAL	< 1 AN	1 - 5 ANS	> 5 ANS
Engagements liés à l'exploitation(1)				
Garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission	639	160	442	37
Engagements sur contrats commerciaux	228	34	—	194
Engagements sur commandes d'exploitation et d'immobilisations	3 440	2 221	1 110	109
Autres engagements liés à l'exploitation	3 783	625	2 197	961
Engagements liés au financement				
Garanties sur emprunts	3 246	1 561	406	1 279
Autres engagements liés au financement	406	288	102	16
Engagements liés aux investissements				
Engagements d'acquisition et de cession de titres	7 572	6 282	1 274	16
Autres engagements liés aux investissements	233	3	69	161

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

Les **Engagements liés à l'exploitation** qui s'établissent à 8 090 millions d'euros comprennent les garanties de bonne exécution, de bonne fin et de soumission, les engagements sur contrats commerciaux, les engagements sur commandes d'exploitation et d'immobilisations (hors matières premières et énergie) et les autres engagements liés à l'exploitation. Ces engagements sont présentés dans la note 35.1.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe.

Les **Engagements liés au financement** qui s'établissent à 3 652 millions d'euros comprennent les garanties sur emprunts et les autres engagements liés au financement. Ces engagements incluent notamment une garantie accordée par EDF à un emprunt obligataire émis par Italenergia Bis et sont présentés dans la note 35.1.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe. Les garanties sur emprunts sont détaillées dans le tableau ci-après :

(en millions d'euros)

	TOTAL	A MOINS D'UN AN	DE UN À CINQ ANS	A PLUS DE CINQ ANS	% DU BILAN
Garanties sur emprunts	3 246	1 561	406	1 279	2,19%
Dont nantissements/hypothèques (1)	1 220	183	167	870	0,82%
Dont garanties (2)	1 467	1 320	9	138	0,99%
Dont cautions	95	5	17	73	0,06%
Autres	464	52	214	198	0,31%

(1) Les nantissements et hypothèques concernent principalement les Independant Power Producers (IPP), la filiale polonaise Zielona Gora et des centrales de cogénération.

(2) La garantie accordée sur les titres IEB (1 113 M€) se trouve dans cette catégorie.

Les **Engagements liés aux investissements** qui s'établissent à 7 805 millions d'euros comprennent les engagements d'acquisition et cession de titres (principalement Italenergia Bis/ Edison, OEW, EDF International, EnBW, EDF Energies

Nouvelles et Dalkia) et les autres engagements relatifs aux investissements (s'établissant à 233 millions d'euros). Ces engagements sont présentés dans la note 35.1.1.3 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe. En ce qui concerne Italenergia Bis/Edison, la position du Groupe à la date du présent document est précisée au paragraphe 5.1.4.3 du présent Chapitre.

A la connaissance de la Société, il n'existe pas, à la date d'arrêté des comptes 2004, d'engagements hors-bilan significatifs autres que ceux décrits ci-dessus.

5.5.2 ENGAGEMENTS D'ACHAT DE MATIÈRES PREMIÈRES, DE COMBUSTIBLE, D'ÉNERGIE ET DE GAZ

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

Le Groupe s'est également engagé à livrer de l'énergie et de l'électricité, principalement dans le cadre de contrats de vente ferme à des clients finals, de contrats à long terme passés avec un certain nombre d'électriciens européens, et de l'obligation de vendre par le biais d'enchères sur le marché français 6 000 MW par an pour une durée initiale de 5 ans.

Pour plus de précision sur ces engagements, voir la note 35.1.3 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe.

5.5.3 OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Le tableau ci-dessous présente les obligations contractuelles du Groupe au 31 décembre 2004. Elles incluent les engagements hors-bilan donnés du Groupe présentés au paragraphe 5.5 du présent Chapitre, ainsi que les emprunts et dettes financières à long-terme (incluant les dettes à long terme et les obligations en matière de location-financement).

		PAIEMENT DÛ PAR PÉRIODE		
OBLIGATIONS CONTRACTUELLES	TOTAL	A MOINS D'UN AN	DE UN À CINQ ANS	A PLUS DE CINQ ANS
Dettes à long terme	**25 477**	**4 858**	**8 514**	**12 105**
Obligations en matière de location-financement	**309**	**6**	**100**	**203**
Garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission	639	160	442	37
Engagements sur contrats commerciaux	228	34	—	194
Engagements sur commandes d'exploitations et d'immobilisations	3 440	2 221	1 110	109
Autres engagements liés à l'exploitation	3 783	625	2 197	961
Dont contrats de location simple	*1 550*	*242*	*886*	*421*
Obligations contractuelles liées à l'exploitation	**8 090**	**3 041**	**3 749**	**1 301**
Garanties sur emprunts	3 246	1 561	406	1 279
Autres engagements liés au financement	407	288	102	16
Obligations contractuelles liées au financement	**3 653**	**1 849**	**508**	**1 295**
Engagements d'acquisition et de cession de titres	7 572	6 282	1 274	16
Autres engagements liés aux investissements	233	3	69	161
Obligations contractuelles liées aux investissements	**7 805**	**6 285**	**1 343**	**177**
Total des obligations contractuelles	**45 334**	**16 039**	**14 214**	**15 081**

5.6 Informations comptables

Le Groupe EDF, qui établit jusqu'au 31 décembre 2004 ses comptes consolidés en conformité avec la réglementation comptable française en vigueur, s'est inscrit dans la perspective de l'application obligatoire en 2005, par les sociétés européennes faisant appel à l'épargne, des normes comptables internationales (IFRS).

Dans ce contexte, le Groupe a procédé sur les exercices 2002 et 2003 à des changements comptables décrits ci-dessous. Afin de rendre plus aisément comparables les états financiers, les comptes publiés en 2002 ont été retraités pour prendre en compte l'impact des changements de présentation et des changements de méthodes comptables intervenus en 2003.

En l'absence de normes comptables internationales spécifiques arrêtées concernant le traitement des concessions et dans l'attente de l'interprétation de l'IFRIC, EDF a maintenu en 2004 le traitement comptable appliqué jusqu'alors. Ce traitement est détaillé au paragraphe 5.6.6.1 du présent Chapitre et dans la note 1.10 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe. La loi du 9 août 2004 n'a pas d'impact sur les comptes des concessions en 2004. Cependant, à compter du 1er janvier 2005, elle conduira à des changements comptables qui sont décrits au paragraphe 5.6.6.1.6 du présent Chapitre et dans la note 2.3 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe.

5.6.1 CHANGEMENTS DE MÉTHODES COMPTABLES

En 2004, en raison des évolutions de la réglementation comptable française, le Groupe a provisionné l'ensemble des avantages à long terme du personnel en activité.

L'impact est une diminution des capitaux propres au 1er janvier 2004 de 64 millions d'euros et une baisse de 8 millions d'euros du résultat net de l'exercice.

Un détail des engagements envers le personnel d'EDF et de ses filiales relevant du statut des IEG au titre des avantages postérieurs à l'emploi est présenté dans la note 28 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe et décrit aux paragraphes 5.1.2.2 du présent Chapitre. Ces engagements sont maintenus dans les engagements hors bilan comme le permet le règlement CRC 99-02.

En 2003, le Groupe a appliqué, par anticipation au 1er janvier 2003, les évolutions de la réglementation comptable française contenues dans 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. 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 précédemment amortie 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.

  Ce changement de méthode a eu un impact net positif de 5 713 millions d'euros sur les capitaux propres à l'ouverture et a conduit à un allègement de la charge d'amortissement en 2003 de 224 millions d'euros.

- La modification du plan d'amortissement de certains composants et la comptabilisation, par composant, du coût des révisions périodiques majeures des installations nucléaires et thermiques à flamme. 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 et met en œuvre la méthode de comptabilisation par composant pour les coûts des révisions périodiques majeures des tranches nucléaires et des centrales thermiques à flamme (ces coûts faisant l'objet de provisions dans les comptes de l'exercice 2002). Ces nouvelles méthodes ont été appliquées de manière rétrospective conduisant de ce fait à l'annulation de provisions antérieurement constituées au titre des remplacements de ces pièces.

  Ce changement de méthode a eu un impact net positif de 920 millions d'euros sur les capitaux propres à l'ouverture et a conduit à une charge complémentaire d'amortissement et de provisions en 2003 de 77 millions d'euros. En outre, le Groupe a procédé à la requalification des pièces de rechange à l'actif du bilan, de stock à immobilisations.

- L'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 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 derniers prévoient, en effet, que les dépenses courantes d'entretien ne peuvent plus faire l'objet d'une provision à compter de 2003.

  Ce changement de méthode a eu un impact net positif de 992 millions d'euros sur les capitaux propres à l'ouverture.

Le Groupe a par ailleurs opté, au 1er janvier 2003, pour :

- La comptabilisation en charges, des intérêts des capitaux empruntés pour la construction des installations de production, de réseaux et pour la fabrication de la première charge des combustibles nucléaires conformément à l'option prévue par les textes français et internationaux. Cette décision s'applique également aux dépenses de pré-exploitation. L'application de cette méthode a conduit à annuler les intérêts qui avaient été capitalisés dans les immobilisations corporelles avant le 31 décembre 2002.

  Ce changement de méthode a eu un impact net négatif de 2 222 millions d'euros sur les capitaux propres à l'ouverture et a conduit à un effet positif de 59 millions d'euros sur 2003 au niveau du résultat net :

- L'inscription à l'actif des biens faisant l'objet de contrats de location-financement : le Groupe applique à compter du 1er 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 emprunts, pour l'ensemble des contrats en cours à cette date.

  Ce changement de méthode n'a pas d'impact sur les capitaux propres à l'ouverture.

En 2002, l'application des évolutions de la réglementation comptable française contenues dans le règlement CRC 2000-06 sur les passifs qui s'est essentiellement traduite par la comptabilisation au passif, pour leur valeur actuelle, des coûts de décaissements futurs liés aux obligations de déconstruction des installations thermiques et nucléaires et de dernier cœur ainsi que la comptabilisation, en contrepartie à l'actif, du coût de déconstruction et de dernier cœur comme

complément du coût de construction de ces installations. Des provisions pour révisions décennales des centrales nucléaires et thermiques à flamme ont également été constituées de même que des provisions pour les contrats déficitaires d'achats et de ventes d'énergie.

Ce changement de méthode a eu un impact positif de 1 438 millions d'euros sur les capitaux propres à l'ouverture.

- L'adoption de la méthode préférentielle du règlement CRC 99-02 relatif à la comptabilisation, en compte de résultat, d'une part, des écarts de conversion actifs et passifs liés aux passifs monétaires exprimés en devise (et par assimilation des écarts de conversion liés aux instruments dérivés de change) au cours de la période à laquelle ils se rapportent et, d'autre part, 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.

  Ce changement de méthode a un impact négatif de 203 millions d'euros sur les capitaux propres à l'ouverture.

Au total, l'effet net d'impôt de l'application de ces principes s'est traduit au 1er janvier 2002 par une augmentation des capitaux propres de 1 234 millions d'euros.

5.6.2 CHANGEMENT D'ESTIMATION

Au 1er janvier 2003, le Groupe a décidé d'allonger la durée d'amortissement de ses installations nucléaires en France pour la porter de 30 ans à 40 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 30 ans, sont les principaux éléments qui ont conduit 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 principalement un effet positif exceptionnel sur le compte de résultat de 853 millions d'euros au titre des dotations aux amortissements des installations nucléaires, l'impact favorable sur le résultat net au titre de ce changement d'estimation étant de 615 millions d'euros. Enfin, ces changements de durée de vie ont eu notamment pour effet de diminuer de :

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

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

5.6.3 CHANGEMENTS DE PRÉSENTATION

En 2003, des changements de présentation au niveau du bilan et du compte de résultat ont été effectués afin d'améliorer la lisibilité des comptes et de se conformer aux pratiques internationales et à celles du secteur de l'énergie. Ces changements concernent notamment :

- le mode de comptabilisation de l'activité de négoce, en particulier de EDF Trading, qui réalise l'essentiel des opérations de ce type dans le Groupe : à compter du 1er janvier 2003, la contribution de l'activité de EDF Trading au chiffre d'affaires du Groupe est définie comme étant la marge brute réalisée au travers de son activité de négoce et non plus le chiffre d'affaires facturé ;
- la charge annuelle pour fonds de retraite externalisés reclassée du poste dotations nettes aux provisions au poste consommations externes ;
- le coût actuel de certains engagements pris vis-à-vis du personnel dans certaines filiales comptabilisé en charges de personnel et reclassés en autres produits et charges financiers ;
- les changements de destination de certains actifs et passifs qui concernent principalement les reclassements suivants :
  - les titres Total ont été reclassés du poste immobilisations financières en valeurs mobilières de placement au poste actifs financiers à court terme et les activités de portefeuille des actifs dédiés d'EDF antérieurement présentés en valeurs mobilières de placement ont été reclassés en titres immobilisés ;
  - Autres créditeurs : 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 endettement financier alors qu'elle figurait auparavant en dette d'exploitation, la provision pour fonds de retraite externalisé de l'année 2002 a par ailleurs été reclassée du poste Autres provisions pour risques et charges en Autres créditeurs ; enfin, l'impôt exigible lié à l'adoption des normes IFRS a été reclassé de Impôts différés passif en Autres créditeurs.

5.6.4 COMPTES PRO FORMA 2002

Des comptes pro forma comparatifs au titre de l'exercice 2002 ont été établis à des fins de comparaison avec les comptes 2003 publiés en 2004, selon les méthodes comptables appliquées en 2003 (voir la note 1.2 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe). Ces comptes pro forma prennent en compte :

- des changements de présentation,
- des changements de méthodes comptables intervenus en 2003.

Les comptes ainsi retraités sont les comptes pro forma 2002 qui n'intègrent pas :

- les changements d'estimation intervenus postérieurement à la clôture des comptes 2002 et qui, en 2003, concernent la durée d'amortissement des centrales nucléaires ;
- les modifications de périmètre et l'évolution des taux de change ;
- les changements des modes de comptabilisation liés à une modification de l'environnement réglementaire qui, en 2003, impactent :
    - le mode de comptabilisation des charges couvertes par la CSPE (Contribution aux charges de service public de l'électricité) se traduisant par une baisse de chiffre d'affaires et des impôts et taxes de 1 237 millions d'euros ;
    - le mode de comptabilisation des taxes sur le gaz en Allemagne chez EnBW se traduisant par une baisse de chiffre d'affaires et des consommations externes de 199 millions d'euros.

5.6.4.1 Passage des comptes 2002 aux comptes 2002 pro forma

Le format des états financiers 2002 a été modifié au 1er janvier 2003. La présentation des comptes publiés en 2002 a été modifiée en conséquence. Les comptes 2002 pro forma intègrent en outre les effets de l'application des nouvelles règles et méthodes comptables à compter du 1er janvier 2003.

Ces changements de méthodes et de présentation comptables, intervenus en 2003, se traduisent par une diminution du résultat net d'EDF de 250 millions d'euros et par une augmentation des capitaux propres à hauteur de 5 403 millions d'euros.

Les principaux impacts sur les comptes consolidés 2002, par type de changement comptable, sont précisés dans les tableaux ci-dessous qui décrivent le passage des comptes 2002 aux comptes 2002 pro forma présentés aux paragraphes 5.2.1 (extraits des comptes de résultat et des bilans consolidés) et 5.2.4 (comptes de résultat consolidés 2004, 2003 et 2002) du présent Chapitre, ainsi que dans les commentaires qui les suivent.

5.6.4.1.1 Réconciliation entre le compte de résultat 2002 et le compte de résultat 2002 pro forma

(en millions d'euros)

	PRO FORMA 2002(A)	2002(B)	ECART (A)-(B)	AMORTISSEMENT LINÉAIRE	COMPOSANTS CENTRALES THERMIQUES	COMPOSANTS CENTRALES NUCLÉAIRES	PMPH	INTÉRÊTS INTERCALAIRES	ACTIVITÉ DE NÉGOCE	AUTRES TRAITEMENTS ET RECLASSEMENTS
Note				*a*	*b*	*b*	*c*	*d*	*g*	*h*
Chiffre d'affaires	**41 817**	**48 359**	**(6 542)**						**(6 536)**	**(6)**
Consommations externes	(19 582)	(25 588)	6 006		21				6 536	(551)
Charges de Personnel	(9 218)	(9 187)	(31)							(31)
Impôts et taxes	(3 716)	(3 716)	0							
Autres produits et charges d'exploitation	1 284	1 157	127			116				11
Excédent brut d'exploitation	**10 585**	**11 025**	**(440)**		**21**	**116**				**(577)**
Dotations nettes aux amortissements	(5 399)	(5 403)	4	(76)	(14)	(78)		213		(41)
Dotations nettes aux provisions	(39)	(118)	79	6	(2)	(133)	(409)	17		600
Résultat d'exploitation	**5 147**	**5 504**	**(357)**	**(70)**	**5**	**(95)**	**(409)**	**230**		**(18)**
Frais financiers, resultat de change, autres produits et charges	(3 467)	(3 415)	(52)	12				(92)		28
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	**1 680**	**2 089**	**(409)**	**(58)**	**5**	**(95)**	**(409)**	**138**		**10**
Impôt sur les résultats	(825)	(986)	161	21	(2)	34	145	(53)		16
Dotations nettes aux amortissements et provisions des écarts d'acquisition	(714)	(713)	(1)							(1)
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	25	25								
Résultat net Groupe	**166**	**415**	**(249)**	**(37)**	**3**	**(61)**	**(264)**	**85**		**25**
Intérêts minoritaires	65	66	(1)					(1)		
Résultat net d'EDF	**231**	**481**	**(250)**	**(37)**	**3**	**(61)**	**(264)**	**84**		**25**

5.6.4.1.2 Réconciliation des bilans consolidés 2002 et 2002 pro forma

(en millions d'euros)

EXERCICES CLOS AU 31 DÉCEMBRE	31.12.2002 PRO FORMA (A)	31.12.2002 (B)	VARIATIONS (A)–(B)	DONT FORMAT DE PRÉSENTATION	NOTE	DONT MÉTHODES COMPTABLES	NOTE
ACTIF							
Ecarts d'acquisition	6 748	6 749	(1)			(1)	
Immobilisations incorporelles	1 022	1 022	0			—	
Immobilisations corporelles	102 184	95 422	6 762			6 762	*a/b/d/e*
Immobilisations financières	7 436	8 569	(1 133)	(1 133)	*i*	—	
Titres mis en équivalence	2 300	2 305	(5)	—		(5)	
Total actif immobilisé	**119 690**	**114 067**	**5 623**	**(1 133)**		**6 756**	
Impôts différés	380	353	27			27	
Stocks et en-cours	7 661	8 102	(441)			(441)	*a/d*
Clients et comptes rattachés	12 368	12 368	—				
Autres débiteurs	6 105	6 107	(2)			(2)	
Actifs financiers à court terme	2 443	1 540	903	902	*j*	1	
Trésorerie et équivalent de trésorerie	2 238	2 238					
Total actif circulant	**31 195**	**30 707**	**488**	**902**		**(415)**	
TOTAL DE L'ACTIF	**150 885**	**144 775**	**6 110**	**(231)**		**6 341**	
PASSIF							
Capital	8 129	8 129	—	—		—	
Réserves et résultat Consolidés	11 157	5 754	5 403	(5)		5 408	
Capitaux propres (part d'EDF)	**19 286**	**13 883**	**5 403**	**(5)**		**5 408**	
Intérêts minoritaires	**943**	**986**	(43)	**—**		(43)	
Comptes spécifiques des concessions	20 822	20 822	—	—		—	
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	14 182	14 182	—	—		—	
Provisions pour déconstruction et dernier cœur	14 537	14 537	—	—		—	
Provisions pour avantages du personnel	2 150	2 150	—	—		—	
Provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	12 451	12 451	—	—		—	
Autres provisions pour risques et charges	3 867	6 670	(2 803)	(566)	*k*	(2 237)	*b/c*
Impôts différés	6 199	4 129	2 070	—		2 070	*f*
Emprunts et dettes financières diverses	31 544	29 542	2 002	1 862	*l*	140	*e*
Fournisseurs et comptes rattachés	6 353	6 353	—	—		—	
Autres créditeurs	18 551	19 070	(519)	(1 522)	*m*	1 003	*f*
TOTAL DU PASSIF	**150 885**	**144 775**	**6 110**	**(231)**		**6 341**	

5.6.4.2 Impacts sur les comptes 2002 des changements de méthodes effectués en 2003

En application du règlement CRC 2002-10 relatif à l'amortissement et à la dépréciation des actifs :

- (a) le passage du mode d'amortissement dégressif au mode d'amortissement linéaire se traduit au bilan des comptes 2002 pro forma par une hausse de la valeur nette des immobilisations corporelles à hauteur de 8 899 millions d'euros. L'impact sur le résultat avant impôt est de –58 millions d'euros.
- (b) l'application des règles de comptabilisation par composant et la modification du plan d'amortissement de certains composants ont conduit à l'annulation des provisions pour gros entretien à hauteur de 763 millions

d'euros ainsi qu'à une augmentation de la valeur nette des immobilisations corporelles de 662 millions d'euros. L'impact sur le compte de résultat est une augmentation des dotations nettes aux amortissements et aux provisions respectivement de 92 millions d'euros et 135 millions d'euros, partiellement compensées par une diminution des consommations externes et des autres produits et charges d'exploitation de 137 millions d'euros.

Ce changement de méthode comptable a également conduit à la requalification des pièces de rechange à l'actif du bilan de « stocks et en-cours » à « immobilisations corporelles » se traduisant par une hausse du poste d'immobilisations corporelles de 432 millions d'euros et une baisse équivalente des stocks.

- (c) l'annulation de la Provision pour Maintien du Potentiel Hydraulique (PMPH) se traduit par l'annulation au passif du bilan de la provision à hauteur de 1 503 millions d'euros et par une dotation nette aux provisions de 409 millions d'euros au compte d'exploitation.

Par ailleurs, les impacts des autres changements de méthodes comptables ont été les suivants :

- (d) intérêts intercalaires.

  Le choix effectué par le Groupe se traduit par une diminution des immobilisations corporelles nettes de 3 371 millions d'euros et par une baisse de la valeur des stocks de 8 millions d'euros.

  L'impact sur le compte de résultat est une baisse des dotations nettes aux amortissements et provisions pour respectivement 213 millions d'euros et 17 millions d'euros et une augmentation des frais financiers de 92 millions d'euros. L'impact au niveau du résultat net est de +84 millions d'euros.

- (e) par application de la méthode préférentielle du règlement 99-02.

  La comptabilisation à l'actif du bilan des biens faisant l'objet d'un contrat de location-financement a conduit à une augmentation des immobilisations corporelles nettes à hauteur de 140 millions d'euros et à une hausse parallèle des emprunts et dettes financières de 139 millions d'euros. L'impact sur le résultat n'est pas significatif.

- (f) les retraitements pro forma se traduisent par des effets d'impôts à hauteur de 3 043 millions d'euros, dont 2 070 millions d'euros enregistrés en impôts différés passifs et 973 millions d'euros en impôt exigible dans la ligne « autres créditeurs ».

5.6.4.3 Impacts sur les comptes 2002 des changements de format de présentation effectués en 2003

5.6.4.3.1 Changements de format de présentation du compte de résultat

Les principaux changements de format de présentation visent à améliorer la comparabilité des comptes avec les pratiques internationales ou celles spécifiques du secteur de l'énergie. Elles sont, par construction, sans impact sur le résultat, et concernent les points suivants :

- (g) comptabilisation de l'activité de négoce d'EDF Trading, EDF et EnBW vis-à-vis du Groupe. Appliqué à 2002, ce changement de présentation se traduit par une baisse équivalente du chiffre d'affaires et des consommations externes de 6 536 millions d'euros ;

- (h) Les « Autres retraitements et reclassements » comprennent essentiellement le reclassement de la provision pour fonds de retraite externalisé, constituée en 2002 à hauteur de 566 millions d'euros, en consommations externes dans le contexte suivant : depuis 1999, EDF dote annuellement un fonds externe destiné à couvrir une partie des engagements de retraite à venir. Les versements au titre de l'année sont en général effectués dans l'année et comptabilisés en consommations externes. Le versement afférent à 2002, 566 millions d'euros, ayant été effectué en 2003 après la clôture des comptes 2002, a été provisionné dans les comptes 2002. Les autres reclassements et retraitements portent sur des opérations diverses unitairement inférieures à 40 millions d'euros.

5.6.4.3.2 Changement de présentation du bilan

Les principaux changements de présentation ont été pratiqués afin d'améliorer la comparabilité des comptes avec les pratiques internationales ou celles spécifiques du secteur de l'énergie. Ils concernent principalement les postes suivants :

- (i) les immobilisations financières sont en diminution de –1 133 millions d'euros. Cette variation s'explique par les changements de présentation opérés sur les titres Total reclassés en valeurs mobilières de placement pour –1 860 millions d'euros, le reclassement en titres immobilisés des activités de portefeuille des actifs dédiés du Groupe antérieurement présentés en valeurs mobilières de placement pour un montant net de provisions de –958 millions d'euros, enfin le reclassement d'une partie des autres titres immobilisés en diminution des emprunts et dettes financières de –231 millions d'euros ;

- (j) les actifs financiers à court terme augmentent de 902 millions d'euros. Cette variation s'explique du fait des reclassements cités supra sur les titres Total et les actifs dédiés pour 902 millions d'euros ;

- (k) les autres provisions pour risques et charges diminuent de –566 millions d'euros. Il convient de rappeler l'incidence du changement de format de présentation de la provision pour fonds de retraite externalisé constituée en 2002 et reclassée en charge à payer pour un montant de –566 millions d'euros ;
- (l) les emprunts et dettes financières diverses sont en augmentation de 1 862 millions d'euros principalement du fait du reclassement des dettes relatives aux titrisations de créances pour 2 088 millions d'euros ;
- (m) les autres créditeurs diminuent de 1 522 millions d'euros, les variations essentielles étant relatives au reclassement, en dettes financières, des créances titrisées (cf. point précédent) à hauteur de –2 088 millions d'euros, du reclassement en autres créditeurs de la provision pour fonds externalisé de l'année 2002 pour 566 millions d'euros.

5.6.5 CAPITAUX PROPRES

Les tableaux qui suivent présentent l'évolution des capitaux propres au cours des exercices 2002 (pro forma et publiés), 2003 et 2004.

La situation des capitaux propres, à fin 2002, se présente comme suit :

(en millions d'euros)

Capitaux propres au 31 décembre 2001 (publiés)	**13 711**
Changement de méthodes comptables	1 235
Capitaux propres au 31 décembre 2001 (pro forma)	**14 946**
Résultat 2002	481
Dividendes versés	(315)
Différences de conversion	(1 156)
Autres	(73)
Capitaux propres au 31 décembre 2002 (publiés)	**13 883**

L'évolution des capitaux propres entre 2002 et 2003 comprend d'une part, les variations nettes intervenues suite aux changements de méthodes comptables, soit une augmentation de 5 403 millions d'euros, et d'autre part, les données relatives à l'année 2003 qui conduisent à une diminution nette de 362 millions d'euros. L'effet net, sur les capitaux propres, des changements de méthodes comptables peut être synthétisé comme suit :

(en millions d'euros)

Capitaux propres au 31 décembre 2002 (publiés)	**13 883**
Effet du passage de l'amortissement dégressif au linéaire	5 713
Durées d'amortissement, sur leur durée de vie, des révisions décennales et gros composants	920
Reprise de la provision pour maintien du potentiel hydraulique	992
Sous-total des effets en application du CRC 2002.10	7 625
Annulation des intérêts intercalaires et autres ajustements	(2 222)
Effets nets des changements de méthodes	5 403
Capitaux propres au 31 décembre 2002 (pro forma)	**19 286**

La situation des capitaux propres, à fin 2003, se présente comme suit :

(en millions d'euros)

Capitaux propres au 31 décembre 2002 (pro forma)	**19 286**
Résultat 2003	857
Dividendes versés	(208)
Différences de conversion	(207)
Décision de la Commission Européenne (impôt)	(889)
Autres	85
Capitaux propres au 31 décembre 2003	**18 924**

La situation des capitaux propres, à fin 2004, se présente comme suit :

(en millions d'euros)

Capitaux propres au 31 décembre 2003	**18 924**
Résultat 2004	1 341
Dividendes versés	(321)
Décision de la Commission européenne (impôt)	79
Autres(1)	(2 456)
Capitaux propres au 31 décembre 2004	**17 567**

(1) La diminution des réserves consolidées (2 456 millions d'euros) résulte de la comptabilisation des soultes et contribution de maintien de droits dans le cadre du financement des retraites (Loi du 9 août 2004) pour (2 392) millions d'euros net d'impôts ainsi que des provisions pour avantages à long terme pour (64) millions d'euros net d'impôts.

5.6.6 PRÉCISIONS CONCERNANT CERTAINES SPÉCIFICITÉS COMPTABLES

5.6.6.1 Domaine concédé en France

EDF est concessionnaire de trois types de concessions de service public :

- la concession de réseau d'alimentation générale (RAG), dont le concédant est l'Etat ;
- les concessions de forces hydrauliques (FH), dont le concédant est l'Etat ;
- les concessions de distribution publique d'électricité (DP), dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes).

Pour un développement sur le régime des concessions en France, voir le paragraphe 5.2.2.2 du Chapitre IV.

5.6.6.1.1 Concession du réseau d'alimentation générale

Nature des biens

Les biens affectés à la concession du réseau d'alimentation générale sont par la loi propriété d'EDF. Sont concernés les ouvrages électriques d'une tension supérieure à 63 kV qui constituent le réseau de grand transport électrique 400 kV et des réseaux de répartition à 225kV, 90 kV et 63 kV (constitués de lignes et de postes de transformation) de la métropole.

Le réseau d'alimentation générale est géré par le RTE.

Traitement comptable

Les biens affectés à la concession du réseau d'alimentation générale sont comptabilisés à l'actif du bilan (10 557 millions d'euros au 31 décembre 2004 d'actifs du RTE) comme les autres biens propres au sein du poste Immobilisations du domaine propre et font l'objet au compte de résultat de dotations aux amortissements pratiquées selon le mode linéaire sur la durée de vie des biens.

Fin de la concession

La concession de transport date de 1956. Sa durée est de 75 ans.

5.6.6.1.2 Concessions de forces hydrauliques

Nature des biens

Les immobilisations affectées au service de la concession concernent les ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines ...), et pour les concessions renouvelées sur la base du nouveau modèle de 1999 incluent également les ouvrages de production d'électricité (alternateurs).

Traitement comptable

Comptabilisation au bilan

Les immobilisations concédées pour les concessions de Force Hydraulique sont inscrites à l'actif du bilan (4 001 millions d'euros au 31 décembre 2004) au sein du poste Immobilisations du domaine concédé pour leur coût d'acquisition.

Comptabilisation au compte de résultat

Les immobilisations concédées de Force Hydraulique font l'objet au compte de résultat de dotations aux amortissements pratiquées selon le mode linéaire calculées sur la durée de vie des biens qui correspond en général à la durée des concessions.

Fin de la concession

Le risque de fin de la concession est évoqué au paragraphe 4.8.4.2 du Chapitre IV. Les contrats de concession ne prévoient actuellement aucune indemnité à l'occasion de la restitution des ouvrages aux concédants en fin de concession.

5.6.6.1.3 Concessions de distribution publique d'électricité

Nature des biens

Depuis la loi du 8 avril 1946, EDF est le concessionnaire unique, chargé par la loi, des réseaux de distribution publique en France, à l'exception des communes qui, antérieurement à cette date, avaient choisi d'exploiter leur réseau elles-mêmes ou au travers des organismes visés à l'article 23 de la loi du 8 avril 1946.

Les immobilisations relatives aux concessions de distribution publique d'électricité concernent les ouvrages électriques d'une tension inférieure ou égale à 63 kV. Les immobilisations concédées sont constituées essentiellement des lignes HTA d'une tension inférieure à 63 kV, des postes de transformations HTA/BT, des lignes BT, des branchements et des comptages.

La partie des postes-sources exploitée par EDF est propriété d'EDF.

Traitement comptable

Comptabilisation au bilan (EDF)

Les immobilisations relatives aux concessions de distribution publique d'électricité sont inscrites à l'actif du bilan (32 170 millions d'euros au 31 décembre 2004) au sein du poste Immobilisations du domaine concédé :

(i) à leur coût d'acquisition pour les Immobilisations construites par le concessionnaire ; ou

(ii) à leur valeur estimée d'apport pour les Immobilisations construites par le concédant.

Au passif du bilan du groupe EDF, les droits et obligations du concessionnaire vis-à-vis des concédants sont inscrits aux comptes suivants :

- le **Compte spécifique des concessions** d'un montant de 18 462 millions d'euros au 31 décembre 2004 qui traduit la quote-part de la valeur nette comptable des biens revenant gratuitement au concédant :
  - contrevaleur des biens mis en concession par le concédant (droits du concédant) qui représente la contrepartie des immobilisations financées par le concédant, dépréciée sur la durée de vie des biens (16 572 millions d'euros au 31 décembre 2004) ;
  - fonds de caducité (1 890 millions d'euros au 31 décembre 2004) qui enregistre l'amortissement de caducité du financement apporté par le concessionnaire (étalé sur la durée de la concession), minoré de la dépréciation du financement du concessionnaire (calculée sur la durée de vie des biens). En fin de concession, le fonds de caducité est égal à la valeur nette comptable des immobilisations financées par le concessionnaire.
- **Provisions pour renouvellement** (14 195 millions d'euros au 31 décembre 2004) qui traduisent l'obligation du concessionnaire d'assurer le renouvellement des immobilisations en fin de vie, qu'elles soient renouvelables avant ou après le terme de la concession.

Par ailleurs, les immobilisations concédées font l'objet d'un amortissement de dépréciation calculé linéairement sur la durée de vie des ouvrages : **cet amortissement bilanciel non-générateur des charges** est comptabilisé en contrepartie d'une dépréciation de même montant des comptes spécifiques des concessions au passif (Contrevaleur des biens mis en concession et Fonds de caducité).

Comptabilisation au compte de résultat (EDF)

Au compte de résultat, il est comptabilisé une charge correspondant à l'amortissement de la valeur de remplacement des biens concédés sur leur durée de vie, que les ouvrages soient renouvelables avant ou après le terme normal de la concession.

La valeur de remplacement représente le coût qui serait supporté actuellement si le bien était renouvelé sur l'exercice en cours. La valeur de remplacement fait l'objet, à chaque arrêté, d'une revalorisation annuelle sur la base d'indices spécifiques à la profession issus de publications officielles.

Cet amortissement se répartit entre :

- un Amortissement de caducité linéaire calculé sur la durée résiduelle de la concession pour la quote-part des biens financés par le concessionnaire ;
- une Provision pour renouvellement égale à la différence entre l'amortissement de la valeur de remplacement sur la durée de vie des ouvrages et l'amortissement de caducité.

Fin de la concession

Dans le cadre règlementaire actuel, au terme de la concession, EDF est reconduit comme nouveau concessionnaire.

5.6.6.1.4 Synthèse des éléments comptables relatifs aux concessions

Au 31 décembre 2004, la contribution de EDF aux comptes du Groupe comprend les éléments suivants relatifs aux concessions :

A l'**actif du bilan** :

- les immobilisations relatives aux concessions du réseau d'alimentation générale, propriété d'EDF, sont comptabilisées au sein du poste **Immobilisation du domaine propre** (10 557 millions d'euros d'actifs du RTE) ;
- les immobilisations des concessions de distribution publique et des concessions de forces hydrauliques à l'actif du bilan du Groupe dans le compte **Immobilisations du domaine concédé** pour un montant de 36 171 millions d'euros.

Au **passif du bilan,** les comptes suivants traduisent les droits et obligations du concessionnaire vis-à-vis du concédant et :

- le **Compte spécifique des concessions** d'un montant de 19 906 millions d'euros qui traduit :
  - pour les biens en concession DP, la quote-part de la valeur nette comptable des biens revenant gratuitement au concédant, pour un montant de 18 462 millions d'euros ;
  - pour les biens en concession FH, la contrepartie des réévaluations légales 1959 et 1976 des biens concédés inscrits à l'actif, pour un montant de 1 444 millions d'euros ;
- la **Provision pour renouvellement** des immobilisations en concession DP pour 14 195 millions d'euros.

Au titre de l'exercice 2004, le **compte de résultat** comprend :

i) pour les biens en concession de Forces Hydrauliques :

- une dotation nette aux amortissements industriels pour un montant de 93 millions d'euros ;

ii) pour les biens en concession de Distribution Publique d'Electricité :

- une dotation aux amortissements de caducité pour un montant de 747 millions d'euros ;
- une dotation aux provisions pour renouvellement pour un montant de 1 015 millions d'euros.

Ce traitement sera modifié à compter du 1er janvier 2005 par l'effet d'une part de l'application de la Loi du 9 août 2004 (les principales modifications apportées sont décrites ci-après), et d'autre part dans le cadre du passage aux normes IFRS (voir le paragraphe 5.8 du présent Chapitre).

5.6.6.1.5 Principales évolutions sur la période 2002-2004 (EDF) :

Bilan

- Actif du bilan — Immobilisations corporelles du domaine concédé (Valeurs nettes comptables)

(en millions d'euros)

	2004	2003	2002
Forces Hydrauliques	4 001	4 121	4 211
Distribution Publique	32 170	31 334	30 399
Total immobilisations concédées	**36 171**	**35 455**	**34 610**

L'augmentation des valeurs nettes comptables des immobilisations du domaine concédé sur la période est due aux investissements réalisés sur le réseau de distribution publique d'électricité, le parc des aménagements de production hydro-électrique restant stable.

- Passif du bilan

(en millions d'euros)

	2004	2003	2002
Forces Hydrauliques			
Comptes spécifiques des concessions	1 444	1 476	1 505
Distribution Publique			
Comptes spécifiques des concessions	18 462	18 026	19 066
Provisions pour renouvellement	14 195	13 503	12 004
Total			
Comptes spécifiques des concessions	19 906	19 502	20 571
Provisions pour renouvellement	**14 195**	**13 503**	**12 004**

Pour la Distribution Publique, l'inventaire des actifs réalisés en 2003 s'est traduit par une répartition différente de l'amortissement de la valeur de remplacement entre l'amortissement de caducité, inscrit dans les Comptes spécifiques des concessions, et les provisions pour renouvellement.

Compte de résultat :

(en millions d'euros)

	2004	2003	2002
biens concédés FH			
dotations aux amortissements	93	92	94
biens concédés DP			
dotations d'amortissement de caducité	747	676	539
dotations aux provisions	1 015	1 027	1 138
charges DP	1 762	1 703	1 677
Charges DP + FH	**1 855**	**1 795**	**1 771**

5.6.6.1.6 Impacts de la loi du 9 août 2004

La loi du 9 août 2004 précise les périmètres respectifs des réseaux publics de transport et de distribution publique et en organise les modalités de reclassement :

- les ouvrages classés au 1er janvier 2005 dans le réseau d'alimentation générale et relevant des réseaux de distribution publique seront reclassés dans ces réseaux à cette date et transférés à titre gratuit aux collectivités locales concédantes pour leur valeur nette comptable ;
- EDF reste propriétaire de la partie des postes de transformation de haute ou très haute tension en moyenne tension ;
- nonobstant les éventuelles clauses contraires des contrats de concession de distribution publique d'électricité, EDF n'est plus tenue vis à vis des autorités concédantes à aucune obligation financière liée au provisions pour renouvellement des ouvrages devant être renouvelés après le terme normal des concessions. Les provisions pour charges futures de renouvellement constituées antérieurement au 1er janvier 2005, pour les biens dont le renouvellement interviendra après le terme normal des concessions, auront dorénavant pour objet de faire face, à concurrence du montant nécessaire, aux obligations de renouvellement des ouvrages anciennement classés dans le RAG et transférés en DP, dont le renouvellement interviendra avant le terme des concessions.

Ces dispositions prendront effet à compter du 1er janvier 2005.

Nouvelle présentation comptable sur les passifs de la Distribution Publique de EDF

Principes de la nouvelle présentation comptable

La suppression de l'obligation financière liée au renouvellement des biens au-delà du terme de la concession, à compter du 1er janvier 2005 conformément aux dispositions de l'article 36 de la loi du 9 août 2004, conduit à revoir la définition des provisions pour renouvellement, désormais assises sur la différence entre la valeur de remplacement et la valeur historique des biens.

En effet, en vertu des contrats de concession, EDF restera tenu de pratiquer après le 1er janvier 2005 un amortissement du financement du concédant, lequel était compris jusqu'au 31 décembre 2004 dans la provision pour renouvellement,

cette dernière étant définie jusqu'à cette date comme la différence entre l'amortissement de la valeur de remplacement et l'amortissement du financement du concessionnaire (amortissement de caducité).

Pour continuer à traduire les obligations contractuelles, les immobilisations en concession donneront lieu à la comptabilisation de charges correspondant à :

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

Ce nouveau mode de comptabilisation se traduit également au passif par une décomposition des droits du Concédant et de la provision, faisant apparaître distinctement les droits et obligations respectives.

Droits du Concédant :

- *Contrevaleur en nature* : correspond à la Valeur Nette Comptable (« VNC », égale à la valeur d'origine des biens diminuée de l'amortissement industriel cumulé) de l'ensemble des biens mis en concessions (à savoir les biens financés par le concédant et ceux financés par le concessionnaire). Ce compte traduit le fait que les biens sont propriété du concédant et lui seront restitués en fin de concession ;
- *Droits exigibles en fin de concession* : correspondent à la valeur cumulée de l'amortissement industriel comptabilisé pour les biens financés par le concédant, calculé sur la durée de vie du bien. Pour les biens renouvelés au cours de la concession, cette valeur est considérée comme financement du concédant sur le nouveau bien ;
- *Créances* : correspondent à la VNC des biens financés par le concessionnaire. Cette créance, d'un montant initialement égal au financement du concessionnaire, est constatée en moins au passif lors de la mise en service du bien. Elle décroît au cours du temps d'un montant annuel égal à l'amortissement industriel correspondant aux biens financés par le concessionnaire, pour s'éteindre en fin de vie du bien.

Provision pour renouvellement : correspondant à l'obligation du concessionnaire d'assurer le renouvellement des immobilisations en fin de vie à leur valeur de remplacement, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Elle complète les amortissements industriels des biens, à hauteur de la différence entre la valeur de remplacement et la valeur historique. Lors du renouvellement de ces biens, la provision constituée pour le bien remplacé est considérée comme financement du concédant sur le nouveau bien au même titre que l'amortissement industriel du financement du concédant.

Impact sur les postes de passifs de la Distribution d'EDF

Les impacts sur une situation au 1er janvier 2005 de l'article 36 de la Loi du 9 août 2004 et des retraitements IFRS opérés sont les suivants :

Montants en millions d'euros

PASSIF ANCIENNE SITUATION		VARIATION	PASSIF NOUVELLE SITUATION	
Comptes spécifiques concession	**18 462**	+4 521(a)	**Comptes spécifiques concession**	**22 983**
Contrevaleur en nature	16 572	+16 310(b)	Contrevaleur en nature	32 882
			• *VNC concédant*	*16 580*
			• *VNC concessionnaire*	*16 302*
Fonds de caducité	1 890	(c)	Dettes et créances potentielles	(9 899)
			• *Droits exigibles*	*6 403*
			• *Créances*	*(16 302)*
Provisions	**14 195**	(4 154)(d)	**Provisions**	**10 041**
• *Provision pour renouvellement*	*11 095*		• *Provision pour renouvellement*	*10 041*
• *Provision pour charges futures*	*3 100*			
Total passif	**32 657**	+367(e)	**Total passif**	**33 024**

(a) L'augmentation de 4 521 millions d'euros correspond principalement au reclassement de provisions (pour la part correspondant à la différence entre l'amortissement industriel des biens et l'amortissement de caducité) à hauteur de 4 465 millions d'euros** (voir le point (d)).
La différence résiduelle de 56 millions d'euros correspond au transfert des biens RAG en DP pour le financement brut du concédant (+10 millions d'euros*) et au retraitement IFRS des biens non renouvelables (+46 millions d'euros).

* Correspondent aux effets directs de la Loi du 9 août 2004.
** Correspondent aux effets de la nouvelle présentation comptable.

(b) L'augmentation du compte de contrevaleur de 16 310 millions d'euros a pour contrepartie l'inscription d'une créance de 16 302 millions d'euros** correspondant au financement EDF non encore amorti. L'augmentation résiduelle de 8 millions d'euros* correspond au transfert des biens RAG en DP pour le financement net du concédant.

(c) Le fonds de caducité est reclassé pour l'essentiel dans les comptes de provision pour renouvellement.**

(d) La diminution de 4 154 millions d'euros est due au reclassement de provisions dans les droits du concédant à hauteur de 4 465 millions d'euros** en application du nouveau mode de comptabilisation (cf. point a). La provision baisse également de 27 millions d'euros* suite à la requalification de la provision pour charges futures en provision pour renouvellement des ouvrages RAG transférés en DP. Par ailleurs, l'application des IFRS conduit à reconnaître une provision pour les ouvrages d'Electrification Rurale à hauteur de +338 millions d'euros.

(e) L'augmentation de 367 millions d'euros des comptes de passifs des concessions se décompose de la façon suivante :

— impact IFRS sur la provision bien Electrification Rurale	+338
— impact IFRS sur le changement de rythme d'amortissement des biens non renouvelables	+46
— requalification provision pour charges futures en renouvellement biens RAG	–27*
— augmentation des droits du concédant suite au transfert des biens RAG en DP	+10*

Cette augmentation a donné lieu à une baisse des fonds propres du même montant, avant impôts, au 1er janvier 2005.

5.6.7 SENSIBILITÉ AUX PARAMÈTRES D'ÉVALUATION DES RISQUES

La préparation des états financiers amène le Groupe à pratiquer des 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. Le Groupe revoit systématiquement ces estimations à chaque arrêté comptable. Les estimations du Groupe sont fondées sur son expérience passée et sur diverses hypothèses qu'il juge raisonnable au vu des circonstances et qui constituent le fondement de l'évaluation d'actifs et de passifs dont la valeur comptable n'est pas immédiatement déterminable d'après d'autres sources. Les résultats réels futurs sont susceptibles de diverger par rapport à ces estimations.

Le Groupe apprécie ainsi, 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 cas échéant, ce test de dépréciation repose sur des plans d'affaires et des hypothèses validés par le Groupe.

Le Groupe considère que les jugements et les estimations les plus significatifs utilisés lors de l'établissement de ses états financiers consolidés sont relatifs à :

- évaluation des immobilisations corporelles et incorporelles et des actifs d'impôts différés ;
- provisions pour risques et charges, notamment les provisions sur l'activité nucléaire, les provisions pour risques liés aux participations et les provisions et engagements pour avantages du personnel.

Les règles et méthodes appliquées sont notamment détaillées dans les notes 1.10, 1.11 et 1.20 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe.

5.7 Information financière IFRS au titre de l'exercice 2004

Rapport des Commissaires aux comptes sur les états de rapprochement IFRS de l'exercice 2004

A la suite de la demande qui nous a été faite et en notre qualité de commissaires aux comptes de la société Electricité de France S.A., nous avons effectué un audit des états de rapprochement présentant l'impact du passage au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne sur les capitaux propres et le résultat consolidés (les ''rapprochements IFRS'') de la société, pour l'exercice clos le 31 décembre 2004, tels qu'ils sont présentés au paragraphe 5.7 du chapitre V du présent document de base.

Les rapprochements IFRS ont été établis sous la responsabilité du conseil d'administration, dans le cadre du passage au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne pour l'établissement des comptes consolidés de l'exercice 2005, à partir des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2004 préparés en conformité avec les règles et principes comptables français (les ''comptes consolidés''). Ces comptes consolidés ont fait l'objet d'un audit par les cabinets Deloitte & Associés, Ernst & Young et Mazars & Guérard selon les normes professionnelles applicables en France. Cet audit a conduit à exprimer une opinion sans réserve et avec observations sur ces comptes consolidés. Le rapport émis figure au paragraphe 5.9.1.3 du chapitre V du présent document de base. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur les rapprochements IFRS.

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 rapprochements IFRS ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à examiner, par sondages, les éléments probants justifiant les données contenues dans ces rapprochements. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis et les estimations significatives retenues pour leur établissement et à apprécier leur présentation d'ensemble. Nous estimons que nos contrôles fournissent une base raisonnable à l'opinion exprimée ci-après.

A notre avis, les rapprochements IFRS ont été établis, dans tous leurs aspects significatifs, conformément aux règles d'élaboration décrites dans les notes annexes, lesquelles précisent comment la norme IFRS 1 et les autres normes comptables internationales adoptées dans l'Union européenne ont été appliquées et indiquent les normes, interpréta-

tions, règles et méthodes comptables qui, selon la direction, devraient être applicables pour l'établissement des comptes consolidés de l'exercice 2005 selon le référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur :

- La partie introductive de la note sur les rapprochements IFRS, qui expose :
  - les raisons pour lesquelles l'information financière 2004 qui sera présentée à titre comparatif dans les comptes consolidés IFRS de l'exercice 2005 pourrait être différente des informations financières sur la transition IFRS présentées dans le document de base ;
  - le traitement comptable appliqué aux concessions ; dans l'attente de l'aboutissement des travaux de l'IFRIC, il est prématuré de considérer que les traitements actuels retenus par EDF sont compatibles avec le référentiel IFRS. EDF pourrait en conséquence être amené, lors de la publication finale de ses premiers comptes IFRS, à modifier son bilan d'ouverture afin notamment d'intégrer les dispositions des normes existantes relatives aux concessions et le cas échéant, les nouvelles interprétations publiées en 2005 ;
- La note 5.7.2.1.1, décrivant la réforme du financement du régime spécial des retraites des Industries Electriques et Gazières et les conséquences financières et comptables pour EDF de cette réforme, dont les effets ont été enregistrés en capitaux propres IFRS à fin 2004 ;
- La note 5.7.2.1.2, qui mentionne l'absence d'évaluation fiable de l'engagement qui existait au 31 décembre 2004 dans le cadre du régime de couverture maladie, cet engagement n'étant en conséquence pas comptabilisé dans l'information financière consolidée IFRS présentée à la date de transition et jusqu'à l'entrée en vigueur des dispositions réglementaires prises début 2005, qui libèrent EDF de ses engagements envers les inactifs à compter de cette date.

Par ailleurs, nous rappelons que, s'agissant de préparer le passage au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne pour l'établissement des comptes consolidés de l'exercice 2005, les rapprochements IFRS ne constituent pas des comptes consolidés établis selon le référentiel IFRS adopté par l'Union européenne, permettant de donner, au regard de ce référentiel, une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de l'ensemble constitué par les entreprises comprises dans la consolidation.

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

Les commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.

Deloitte & Associés

Jean-Luc Decornoy Michel Piette Amadou Raimi Tristan Guerlain

Information financière IFRS au titre de l'exercice 2004

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

Les premiers états financiers qui seront publiés selon les normes IAS/IFRS seront ceux de l'exercice 2005. Ils seront présentés avec en comparatif l'exercice 2004 établi selon le même référentiel, à l'exception des normes IAS 32/IAS 39 et IFRS 4 appliquées à compter du 1er janvier 2005.

Des informations financières pro forma 2003 et 2004 sont également établies pour fournir des éléments de comparaison aux états financiers de l'exercice 2005, prenant en compte par anticipation les effets de la loi du 9 août 2004 sur le financement des retraites des IEG et les concessions (voir paragraphe 5.8.3).

Concernant les concessions, une interprétation est en cours d'élaboration par l'IFRIC. Cette interprétation ne sera probablement finalisée qu'au second semestre 2005 et ne sera applicable qu'à compter de l'exercice 2006. En référentiel français, les principes comptables traduisent les obligations de l'entreprise. Les modifications opérées dans le cadre de la transition aux IFRS, ont visé à se rapprocher du référentiel IFRS existant. Toutefois, dans l'attente de l'aboutissement des travaux de l'IFRIC, il est prématuré de considérer que les traitements actuels sont compatibles avec le référentiel IFRS. Aussi, le Groupe pourrait être amené, lors de la publication finale de ses premiers comptes IFRS, à modifier son bilan d'ouverture afin notamment d'intégrer les dispositions des normes existantes relatives aux concessions et le cas échéant, les nouvelles interprétations publiées en 2005.

En vue de la publication de ces états financiers comparatifs pour l'exercice 2004 à joindre aux états financiers pour l'exercice 2005 et conformément à la recommandation de l'Autorité des Marchés Financiers (AMF) relative à la

communication financière pendant la période de transition, le Groupe EDF a préparé des informations financières 2004 sur la transition aux normes IAS/IFRS, présentant à titre d'information préliminaire l'impact chiffré attendu du passage aux IFRS sur :

- le bilan à la date de transition, soit le 1er janvier 2004, date à laquelle les impacts définitifs de la transition seront enregistrés en capitaux propres lors de la publication des comptes consolidés 2005 hors normes IAS 32, IAS 39 et IFRS 4, dont l'incidence sera enregistrée dans les capitaux propres au 1er janvier 2005,
- la situation financière au 31 décembre 2004 et le compte de résultat de l'exercice 2004.

Ces informations financières 2004 ont été préparées conformément aux dispositions de la norme IFRS 1 (première adoption des IFRS) suivant les normes et interprétations IFRS publiées et applicables à cette date. Ces informations ont fait l'objet d'un examen par le Conseil d'administration et de diligences d'audit par les Commissaires aux comptes.

La base de préparation des informations financières 2004 résulte :

- des normes et interprétations IFRS applicables de manière obligatoire au 31 décembre 2005, telles qu'elles sont connues à ce jour ; les normes comptables en vigueur à la date de publication de ces informations financières retraitées sont celles approuvées par les règlements 2086/2004, 2036/2004, 2037/2004 et 2238/2004 de la Commission Européenne,
- des options retenues et des exemptions utilisées qui sont celles que le Groupe retiendra pour l'établissement de ses premiers comptes consolidés IFRS en 2005, décrites au paragraphe 5.7.1.1 sous réserve d'évolutions éventuelles du référentiel applicable en 2005.

Ainsi, il est possible que le bilan d'ouverture présenté ci-après ne soit pas le bilan d'ouverture à partir duquel les comptes consolidés de l'exercice 2005 seront effectivement établis.

Tableau A. Rapprochement du bilan consolidé normes françaises- normes IFRS au 1er janvier 2004(1)

(en millions d'euros)

	01/01/2004		01/01/2004		01/01/2004
	NORMES FRANÇAISES	CHANGEMENTS DE PRÉSENTATION	NORMES FRANÇAISES AU FORMAT IFRS	TOTAL AJUSTEMENTS IFRS(2)	IFRS
ACTIF					
Ecarts d'acquisition	5 659		5 659	40	5 699
Actifs incorporels (hors écarts d'acquisition)	859		859	92	951
Immobilisations corporelles	99 012		99 012	128	99 140
Titres mis en équivalence	2 146		2 146	(27)	2 119
Actifs financiers non courants	7 315	(324)	6 991		6 991
Impôts différés	216		216	(58)	158
Total Actif non-courant	**115 207**	**(324)**	**114 883**	**175**	**115 058**
Stocks	6 924		6 924	31	6 955
Clients et comptes rattachés	14 394		14 394	(22)	14 372
Actifs financiers à court terme	3 072	324	3 396		3 396
Autres débiteurs	4 780		4 780	(214)	4 566
Trésorerie et équivalent de trésorerie	2 523		2 523	(26)	2 497
Total Actif courant	**31 693**	**324**	**32 017**	**(231)**	**31 786**
TOTAL DE L'ACTIF	**146 900**		**146 900**	**(56)**	**146 844**

(1) Des informations financières pro forma retraitées intégrant les effets des dispositions de la loi du 9 août 2004 relatives à la réforme du financement des retraites des IEG et aux concessions sont jointes en paragraphe 5.8. Les capitaux propres part Groupe pro forma IFRS au 1er janvier 2004 se montent à 6 614 millions d'euros.

(2) Les principaux ajustements IFRS sont détaillés dans le tableau E intitulé « Principaux retraitements opérés sur le bilan consolidé au 1er janvier 2004 ».

(en millions d'euros)

	01/01/2004 NORMES FRANÇAISES	CHANGEMENTS DE PRÉSENTATION	01/01/2004 NORMES FRANÇAISES AU FORMAT IFRS	TOTAL AJUSTEMENTS IFRS(2)	01/01/2004 IFRS
PASSIF					
Capital	8 129		8 129		8 129
Réserves et Résultat Consolidés	10 796		10 796	(58 055)	(47 259)
Capitaux propres (part du groupe)	**18 925**		**18 925**	**(58 055)**	**(39 130)**
Intérêts minoritaires	**915**		**915**	**(2)**	**913**
Capitaux propres	**19 840**		**19 840**	**(58 057)**	**(38 217)**
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire & déconstruction du dernier cœur	26 759	(766)	25 993		25 993
Provisions pour avantages du personnel	2 185	(113)	2 072	57 949	60 021
Autres provisions pour risques	3 512	(1 207)	2 305		2 305
Passif spécifique des concessions	33 682		33 682	(1 146)	32 536
Passifs financiers non courants	29 604	(9 890)	19 714		19 714
Autres créditeurs		5 109	5 109	1 606	6 715
Impôts différés	5 853		5 853	(2 984)	2 869
Total Passif non-courant	**101 595**	**(6 867)**	**94 728**	**55 425**	**150 153**
Provisions pour risques et charges (portion courante)		2 087	2 087	2 493	4 580
Fournisseurs et comptes rattachés	8 164	(444)	7 720		7 720
Passifs financiers courants		9 890	9 890	1	9 891
Dettes impôts courants		1 042	1 042		1 042
Autres créditeurs	17 301	(5 708)	11 593	82	11 675
Total Passif courant	**25 465**	**6 867**	**32 332**	**2 576**	**34 908**
TOTAL DU PASSIF	**146 900**		**146 900**	**(56)**	**146 844**

(1) Des informations financières pro forma retraitées intégrant les effets des dispositions de la loi du 9 août 2004 relatives à la réforme du financement des retraites des IEG et aux concessions sont jointes en paragraphe 5.8. Les capitaux propres part Groupe pro forma IFRS au 1er janvier 2004 se montent à 6 614 millions d'euros.

(2) Les principaux ajustements IFRS sont détaillés dans le tableau E intitulé « Principaux retraitements opérés sur le bilan consolidé au 1er janvier 2004 ».

Tableau B. Rapprochement du bilan consolidé normes françaises — normes IFRS au 31 décembre 2004(1)

(en millions d'euros)

	31.12.2004 NORMES FRANÇAISES	CHANGEMENTS DE PRÉSENTATION	31.12.2004 NORMES FRANÇAISES AU FORMAT IFRS	TOTAL AJUSTEMENTS IFRS(2)	31.12.2004 IFRS
ACTIF					
Ecarts d'acquisition	5 024		5 024	347	5 371
Actifs incorporels (hors écarts d'acquisition)	1 181		1 181	107	1 288
Immobilisations corporelles	97 407		97 407	238	97 645
Titres mis en équivalence	2 187		2 187	11	2 198
Actifs financiers non courants	7 594	(160)	7 434		7 434
Impôts différés	200		200	744	944
Total Actif non-courant	**113 593**	**(160)**	**113 433**	**1 447**	**114 880**
Stocks	6 660		6 660	18	6 678
Clients et comptes rattachés	15 869		15 869	(87)	15 782
Actifs financiers à court terme	2 961	160	3 121		3 121
Autres débiteurs	6 135		6 135	(215)	5 920
Trésorerie et équivalent de trésorerie	3 157		3 157	(7)	3 150
Total Actif courant	**34 782**	**160**	**34 942**	**(291)**	**34 651**
TOTAL DE L'ACTIF	**148 375**		**148 375**	**1 156**	**149 531**

(en millions d'euros)

	31.12.2004 NORMES FRANÇAISES	CHANGEMENTS DE PRÉSENTATION	31.12.2004 NORMES FRANÇAISES AU FORMAT IFRS	TOTAL AJUSTEMENTS IFRS(2)	31.12.2004 IFRS
PASSIF					
Capital	8 129		8 129		8 129
Réserves et Résultat Consolidés	9 438		9 438	(9 131)	307
Capitaux propres (part du groupe)	**17 567**		**17 567**	**(9 131)**	**8 436**
Intérêts minoritaires	**893**		**893**	**6**	**899**
Capitaux propres	**18 460**		**18 460**	**(9 125)**	**9 335**
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire & déconstruction du dernier cœur	26 920	(1 059)	25 861		25 861
Provisions pour avantages du personnel	2 403	(354)	2 049	11 571	13 620
Autres provisions pour risques	4 396	(2 397)	1 999		1 999
Passif spécifique des concessions	34 786		34 786	(1 092)	33 694
Passifs financiers non courants	25 786	(4 898)	20 888		20 888
Autres créditeurs		4 844	4 844	1 635	6 479
Impôts différés	5 624		5 624	(2 695)	2 929
Total Passif non-courant	**99 915**	**(3 864)**	**96 051**	**9 419**	**105 470**
Provisions pour risques et charges (portion courante)(3)		3 810	3 810	715	4 525
Fournisseurs et comptes rattachés	9 118	(101)	9 017		9 017
Passifs financiers courants		4 898	4 898	1	4 899
Dettes impôts courants		404	404	(9)	395
Autres créditeurs	20 882	(5 147)	15 735	155	15 890
Total Passif courant	**30 000**	**3 864**	**33 864**	**862**	**34 726**
TOTAL DU PASSIF	**148 375**		**148 375**	**1 156**	**149 531**

(1) Des informations financières pro forma retraitées intégrant les effets des dispositions de la loi du 9 août 2004 relatives à la réforme du financement des retraites des IEG et aux concessions sont jointes en paragraphe 5.8. Les capitaux propres part Groupe pro forma IFRS au 31 décembre 2004 se montent à 8 133 millions d'euros.

(2) Les principaux ajustements IFRS sont détaillés dans le tableau F intitulé « Principaux retraitements opérés sur le bilan consolidé au 31 décembre 2004 ».

(3) Le poste provisions pour risques et charges (portion courante) est composé des rubiques ci-dessous:

	31.12.2004 NORMES FRANÇAISES		31.12.2004 NORMES FRANÇAISES	TOTAL AJUSTEMENTS IFRS (2)	31.12.2004 IFRS
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire & déconstruction et dernier cœur (portion courante)		1 059	1 059	30	1 089
Provisions pour avantages du personnel (portion courante)		354	354	531	885
Autres provisions pour risques (portion courante)		2 397	2 397	154	2 551

Tableau C. Rapprochement du compte de résultat résumé consolidé 2004 normes françaises — normes IFRS(1)

(en millions d'euros)

	NORMES FRANÇAISES 2004	CHANGEMENTS DE PRÉSENTATION	NORMES FRANÇAISES AU FORMAT IFRS 2004	TOTAL AJUSTEMENTS IFRS(2)	IFRS 2004
Chiffre d'affaires	**46 928**		**46 928**	**(140)**	**46 788**
Consommations externes	(23 476)	406	(23 070)	836	(22 234)
Charges de personnel	(9 596)	(160)	(9 756)	1 185	(8 571)
Impôts et taxes	(2 853)	26	(2 827)		(2 827)
Autres produits et charges d'exploitation	1 124	(870)	254	7	261
Excédent brut d'exploitation	**12 127**	**(598)**	**11 529**	**1 888**	**13 417**
Dotations nettes aux amortissements	(4 716)		(4 716)	(126)	(4 842)
Dotations nettes aux provisions	(1 573)	1 573			
Perte de valeur		(1 685)	(1 685)	312	(1 373)
Autres produits & charges	(190)		(190)		(190)
Résultat d'exploitation	**5 648**	**(710)**	**4 938**	**2 074**	**7 012**
Résultat financier	(2 185)		(2 185)	(3 247)	(5 432)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**3 463**	**(710)**	**2 753**	**(1 173)**	**1 580**
Impôts sur les résultats	(1 494)		(1 494)	422	(1 072)
Dotations nettes aux amortissements et provisions des écarts d'acquisition	(710)	710			
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	68		68	35	103
Résultat net	**1 327**		**1 327**	**(716)**	**611**
Intérêts minoritaires	14		14	(1)	13
Résultat net d'EDF	**1 341**		**1 341**	**(717)**	**624**

(1) Des informations financières pro forma retraitées intégrant les effets des dispositions de la loi du 9 août 2004 relatives à la réforme du financement des retraites des IEG et aux concessions sont jointes au paragraphe 58. L'Excédent brut d'exploitation pro forma 2004 s'établit à 12 558 millions d'euros et le résultat net pro forma d'EDF à 1 607 millions d'euros.

(2) Les principaux ajustements IFRS sont détaillés dans le tableau G intitulé « Principaux retraitements opérés sur le compte de résultat consolidé ».

Tableau D. Rapprochement des capitaux propres consolidés normes françaises — normes IFRS 31 décembre 2004

(en millions d'euros)

	1ER JANVIER 2004	RÉSULTAT DE L'EXERCICE	IMPACT LOI DU 9 AOÛT	AUTRES[1]	31/12/2004	INTÉRÊTS MINORITAIRES	TOTAL CAPITAUX PROPRES
Capitaux propres en principes comptables français	**18 924**	**1 341**	**(2 392)**	**(306)**	**17 567**	**893**	**18 460**
Retraitements IFRS							
Retraites du personnel IEG	(57 452)	(1 310)	49 755		(9 007)	—	(9 007)
Avantages du personnel IEG	(2 323)	(127)	(196)		(2 646)		(2 646)
Concessions de forces hydrauliques	696				696	—	696
Autres retraitements relatifs aux concessions	(330)	(55)			(385)	—	(385)
Tickets de raccordement	(1 968)	(131)			(2 099)	—	(2 099)
Dépenses de sécurité nucléaire	1 133	123			1 256	—	1 256
Annulation des amortissements des écarts d'acquisition	—	348			348	1	349
Mise à zéro des écarts actuariels	(711)	35			(676)		(676)
Autres retraitements	(25)	(21)		(9)	(55)	5	(50)
Total des retraitements	**(60 980)**	**(1 138)**	**49 559**	**(9)**	**(12 568)**	**6**	**(12 562)**
Effet impôt sur retraitements	**2 926**	**421**		**90**	**3 437**		**3 437**
Capitaux propres en normes IFRS	**(39 130)**	**624**	**47 167**	**(225)**	**8 436**	**899**	**9 335**

(1) La colonne « Autres » comprend principalement le versement des dividendes à l'actionnaire en 2004 et la variation des écarts de conversion sur 2004.

Tableau E. Principaux retraitements opérés sur le bilan consolidé au 1er janvier 2004

(en millions d'euros)

	1.1.2004									1.1.2004
ACTIF	NORMES FRANÇAISES AU FORMAT IFRS(1)	RETRAITES	AUTRES AVANTAGES LT	CONCESSIONS	TICKETS DE RACCORDEMENT	ACTIVATION DES DÉPENSES DE SÉCURITÉ NUCLÉAIRE	ECARTS D'ACQUISITION	AUTRES	TOTAL AJUSTEMENTS IFRS	IFRS
Ecarts d'acquisition	5 659							40	40	5 699
Actifs incorporels (hors écarts d'acquisition)	859							92	92	951
Immobilisations corporelles	99 012			(780)		1 133		(225)	128	99 140
Titres mis en équivalence	2 146							(27)	(27)	2 119
Actifs financiers non-courants	6 991									6 991
Impôts différés	216	2 053	693	41	450			(3 295)	(58)	158
Total Actif non-courant	**114 883**	**2 053**	**693**	**(739)**	**450**	**1 133**		**(3 415)**	**175**	**115 058**
Stocks	6 924							31	31	6 955
Clients et comptes rattachés	14 394							(22)	(22)	14 372
Actifs financiers à court terme	3 396									3 396
Autres débiteurs	4 780							(214)	(214)	4 566
Trésorerie et équivalent de trésorerie	2 523							(26)	(26)	2 497
Total Actif courant	**32 017**							**(231)**	**(231)**	**31 786**
TOTAL DE L'ACTIF	**146 900**	**2 053**	**693**	**(739)**	**450**	**1 133**		**(3 646)**	**(56)**	**146 844**

(en millions d'euros)

PASSIF	1.1.2004 NORMES FRANÇAISES AU FORMAT IFRS(1)	RETRAITES	AUTRES AVANTAGES LT	CONCESSIONS	TICKETS DE RACCORDEMENT	ACTIVATION DES DÉPENSES DE SÉCURITÉ NUCLÉAIRES	ECARTS D'ACQUISITION	AUTRES	TOTAL AJUSTEMENTS IFRS	1.1.2004 IFRS
Capital	8 129									8 129
Réserves et Résultat Consolidés	10 796	(55 399)	(1 630)	279	(1 518)	743		(530)	(58 055)	(47 259)
Capitaux propres (part du Groupe)	**18 925**	**(55 399)**	**(1 630)**	**279**	**(1 518)**	**743**		**(530)**	**(58 055)**	**(39 130)**
Intérêts minoritaires	**915**							**(2)**	**(2)**	**913**
Capitaux propres	**19 840**	**(55 399)**	**(1 630)**	**279**	**(1 518)**	**743**		**(532)**	**(58 057)**	**(38 217)**
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire & déconstruction du dernier cœur	25 993									25 993
Provisions pour avantages du personnel	2 072	55 065	2 216					668	57 949	60 021
Autres provisions pour risques	2 305									2 305
Passif spécifique des concessions	33 682			(1 146)					(1 146)	32 536
Passifs financiers non courants	19 714									19 714
Autres créditeurs	5 109				1 968			(362)	1 606	6 715
Impôts différés	5 853			128		390		(3 502)	(2 984)	2 869
Total Passif non-courant	**94 728**	**55 065**	**2 216**	**(1 018)**	**1 968**	**390**		**(3 196)**	**55 425**	**150 153**
Provisions pour risques et charges (portion courante)	2 087	2 387	107					(1)	2 493	4 580
Fournisseurs et comptes rattachés	7 720									7 720
Passifs financiers courants	9 890							1	1	9 891
Dettes impôts courants	1 042									1 042
Autres créditeurs	11 593							81	81	11 674
Total Passif courant	**32 332**	**2 387**	**107**					**82**	**2 576**	**34 908**
TOTAL DU PASSIF	**146 900**	**2 053**	**693**	**(739)**	**450**	**1 133**		**(3 646)**	**(56)**	**146 844**

(1) Le passage des comptes des normes françaises au format IFRS est détaillé dans le tableau A intitulé « Rapprochement du bilan consolidé normes françaises — normes IFRS au 1er janvier 2004 ».

Tableau F. Principaux retraitements opérés sur le bilan consolidé au décembre 2004

(en millions d'euros)

ACTIF	31.12.2004 NORMES FRANÇAISES AU FORMAT IFRS(1)	RETRAITES	AUTRES AVANTAGES LONG TERME	CONCESSIONS	TICKET DE RACCORDEMENT	ACTIVATION DES DÉPENSES DE SÉCURITÉ NUCLÉAIRE	ECARTS D'ACQUISITION	AUTRES	TOTAL AJUSTEMENTS IFRS	31.12.2004 IFRS
Ecarts d'acquisition	5 024						310	37	347	5 371
Actifs incorporels (hors écarts d'acquisition)	1 181							107	107	1 288
Immobilisations corporelles	97 407			(780)		1 257		(239)	238	97 645
Titres mis en équivalence	2 187						38	(27)	11	2 198
Actifs financiers non-courants	7 434									7 434
Impôts différés	200	2 517	738	45	495			(3 051)	744	944
Total Actif non-courant	**113 433**	**2 517**	**738**	**(735)**	**495**	**1 257**	**348**	**(3 173)**	**1 447**	**114 880**
Stocks	6 660							18	18	6 678
Clients et comptes rattachés	15 869							(87)	(87)	15 782
Actifs financiers courants	3 121									3 121
Autres débiteurs	6 135							(215)	(215)	5 920
Trésorerie et équivalent de trésorerie	3 157							(7)	(7)	3 150
Total Actif courant	**34 942**							**(291)**	**(291)**	**34 651**
TOTAL DE L'ACTIF	**148 375**	**2 517**	**738**	**(735)**	**495**	**1 257**	**348**	**(3 464)**	**1 156**	**149 531**

(1) Le passage des comptes des normes françaises aux normes françaises au format IFRS est détaillé dans le tableau B intitulé « Rapprochement du bilan consolidé normes françaises — normes IFRS au 31 décembre 2004 ».

(en millions d'euros)

PASSIF	31.12.2004 NOMES FRANÇAISES AU FORMAT IFRS(1)	RETRAITES	AUTRES AVANTAGES LONG TERME	CONCESSIONS	TICKET DE RACCORDEMENT	ACTIVATION DES DÉPENSES DE SÉCURITÉ NUCLÉAIRE	ECARTS D'ACQUISITION	AUTRES	TOTAL AJUSTEMENTS IFRS	31.12.2004 IFRS
Capital	8 129									8 129
Réserves et Résultat Consolidés	9 438	(6 490)	(1 908)	230	(1 604)	824	348	(532)	(9 131)	307
Capitaux propres (part du Groupe)	**17 567**	**(6 490)**	**(1 908)**	**230**	**(1 604)**	**824**	**348**	**(532)**	**(9 131)**	**8 436**
Intérêts minoritaires	**893**							**6**	**6**	**899**
Capitaux propres	**18 460**	**(6 490)**	**(1 908)**	**230**	**(1 604)**	**824**	**348**	**(526)**	**(9 125)**	**9 335**
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire & déconstruction	25 861									25 861
Provisions pour avantages du personnel	2 049	8 594	2 365					612	11 571	13 620
Autres provisions pour risques	1 999									1 999
Passif spécifique des concessions	34 786			(1 092)					(1 092)	33 694
Passifs financiers non courants	20 888									20 888
Autres créditeurs	4 844				2 099			(464)	1 635	6 479
Impôts différés	5 624			127		433		(3 255)	(2 695)	2 929
Total Passif non-courant	**96 051**	**8 594**	**2 365**	**(965)**	**2 099**	**433**		**(3 107)**	**9 419**	**105 470**
Provisions pour risques et charges (portion courante)	3 810	413	281					21	715	4 525
Fournisseurs et comptes rattachés	9 017									9 017
Passifs financiers courants	4 898							1	1	4 899
Dettes impôts courants	404							(9)	(9)	395
Autres créditeurs	15 735							155	155	15 890
Total Passif courant	**33 864**	**413**	**281**					**168**	**862**	**34 726**
TOTAL DU PASSIF	**148 375**	**2 517**	**738**	**(735)**	**495**	**1 257**	**348**	**(3 464)**	**1 156**	**149 531**

(1) Le passage des comptes des normes françaises aux normes françaises au format IFRS est détaillé dans le tableau B intitulé « Rapprochement du bilan consolidé normes françaises — normes IFRS au 31 décembre 2004 ».

Tableau G. Principaux retraitements opérés sur le compte de résultat consolidé 2004 résumé

(en millions d'euros)

	NORMES FRANÇAISES AU FORMAT IFRS(1)	RETRAITES	AUTRES AVANTAGES LONG TERME	CONCESSIONS	TICKETS DE RACCORDEMENT	ACTIVATION DES DÉPENSES DE SÉCURITÉ NUCLÉAIRE	ECARTS D'ACQUISITION	AUTRES	TOTAL AJUSTEMENTS IFRS	IFRS 2004
Chiffre d'affaires	**46 928**				**(131)**			**(9)**	**(140)**	**46 788**
Consommations externes	(23 070)	605				230		1	836	(22 234)
Charges de personnel	(9 756)	1 114	35					36	1 185	(8 571)
Impôts et taxes	(2 827)									(2 827)
Autres produits et charges d'exploitation	254			3			1	3	7	261
Excédent brut d'exploitation	**11 529**	**1 719**	**35**	**3**	**(131)**	**230**	**1**	**31**	**1 888**	**13 417**
Dotations nettes aux amortissements	(4 716)			(58)		(107)		39	(126)	(4 842)
Perte de valeur	(1 685)						312		312	(1 373)
Autres produits & charges	(190)									(190)
Résultat d'exploitation	**4 938**	**1 719**	**35**	**(55)**	**(131)**	**123**	**313**	**70**	**2 074**	**7 012**
Résultat financier	(2 185)	(3 029)	(162)				(3)	(53)	(3 247)	(5 432)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**2 753**	**(1 310)**	**(127)**	**(55)**	**(131)**	**123**	**310**	**17**	**(1 173)**	**1 580**
Impôts sur les résultats	(1 494)	464	45	6	45	(43)		(95)	422	(1 072)
Dotations nettes aux amortissements et provisions des écarts d'acquisition										
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	68						38	(3)	35	103
Résultat net du Groupe	**1 327**	**(846)**	**(82)**	**(49)**	**(86)**	**80**	**348**	**(81)**	**(716)**	**611**
Intérêts minoritaires	14						1	(2)	(1)	13
Résultat net d'EDF	**1 341**	**(846)**	**(82)**	**(49)**	**(86)**	**80**	**349**	**(83)**	**(717)**	**624**

(1) Le passage des comptes des normes françaises au normes françaises au format IFRS est détaillé dans le tableau C intitulé « Rapprochement du compte de résultat consolidé 2004 normes françaises — normes IFRS ».

Tableau H. Principaux retraitements opérés sur le tableau de flux de trésorerie consolidé.

(en millions d'euros)

	2004 NORMES FRANÇAISES AU FORMAT IFRS	CHANGEMENTS DE PRÉSENTATION	NORMES FRANÇAISES AU FORMAT IFRS	RETRAITES	AUTRES AVANTAGES À LONG TERME	CONCESSIONS	TICKET DE RACCORDEMENT	DÉPENSES DE SÉCURITÉ NUCLÉAIRE	ECARTS D'ACQUISITION	AUTRES	IFRS 2004
Opérations d'exploitation :											
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	3 463	(710)	2 753	(1 310)	(127)	(55)	(131)	123	310	17	1 580
Annulation des pertes de valeurs		**1 685**	**1 685**						**(312)**		**1 373**
Annulation des amortissements et provisions	7 930	(975)	6 955	1 310	127	55		107		(74)	8 480
Annulation des produits et charges financiers	482		482						3	5	490
Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence	90		90								90
Elimination des plus ou moins values de cession	(260)		(260)							46	(214)
Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie	90		90								90
Variation du besoin en fonds de roulement	318		318				131			24	473
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	**12 113**		**12 113**					**230**	**1**	**18**	**12 362**
Frais financiers nets décaissés	(1 096)		(1 096)								(1 096)
Impôts sur le résultat payés	(2 047)		(2 047)								(2 047)
Impôt et intérêts payés au titre de la décision de la Commission européenne	(1 224)		(1 224)								(1 224)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	**7 746**		**7 746**					**230**	**1**	**18**	**7 995**
Opérations d'investissement :											
Variations de périmètre	(97)		(97)								(97)
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(4 710)		(4 710)					(230)			(4 940)
Acquisitions d'immobilisations financières	(1 116)		(1 116)								(1 116)
Cessions d'immobilisations	1 453		1 453								1 453
Variations d'actifs financiers	807		807								807
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	**(3 663)**		**(3 663)**					**(230)**			**(3 893)**
Opérations de financement :											
Emissions d'emprunts	3 865		3 865								3 865
Remboursements d'emprunts	(7 230)		(7 230)								(7 230)
Dividendes versés par la société mère	(321)		(321)								(321)
Dividendes versés aux minoritaires	(46)		(46)								(46)
Augmentation de capital en numéraire	43		43								43
Augmentation des comptes spécifiques des concessions	174		174								174
Subventions d'investissement	31		31								31
Autres variations	3		3								3
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	**(3 481)**		**(3 481)**								**(3 481)**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**602**		**602**						**1**	**18**	**621**
Trésorerie et équivalent de trésorerie à l'ouverture	2 523		2 523						(2)	(24)	2 497
Incidence des variations de change	21		21								21
Incidence des autres reclassements	11		11								11
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	**3 157**		**3 157**						**(1)**	**(6)**	**3 150**

5.7.1 NOTES EXPLICATIVES SUR LES PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES D'ÉTABLISSEMENT DES INFORMATIONS FINANCIÈRES IFRS

Les paragraphes ci-dessous décrivent les modalités de la première application par EDF de l'ensemble du référentiel IAS/IFRS au titre de l'exercice 2004. Ils précisent les hypothèses retenues quant aux normes, interprétations, règles et méthodes comptables applicables pour l'établissement des premiers états financiers consolidés selon les normes internationales qui seront établis en 2005.

En l'absence de chiffres comparatifs et de notes annexes complètes reprenant les dispositions requises par les normes IFRS, ces informations financières ne constituent pas un jeu de comptes consolidés complet au sens des textes en vigueur.

5.7.1.1 Présentation des options et exemptions IFRS 1

La norme IFRS 1, qui détaille les modalités de première adoption des IFRS, autorise certaines dérogations au principe général d'application rétrospective des normes internationales. Dans ce cadre, les options retenues par le Groupe EDF sont les suivantes :

- Les regroupements d'entreprises antérieurs au 1er janvier 2004 ne sont pas retraités rétrospectivement dans le bilan d'ouverture.
- Les écarts de conversion relatifs à un investissement net dans une entité étrangère et comptabilisés au poste d'écarts de conversion dans les capitaux propres sont mis à zéro en contrepartie des réserves de consolidation.
- Les écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel, non comptabilisés en vertu de l'application de la méthode du « corridor », sont comptabilisés en provision « Avantages du personnel » au 1er janvier 2004 en contrepartie des réserves de consolidation.
- Le Groupe EDF a maintenu l'effet de certaines réévaluations des immobilisations corporelles antérieures au 1er janvier 2004.

Ces options s'appliquent pour les entités du Groupe qui ne publiaient pas de comptes établis selon le référentiel IFRS. En ce qui concerne EnBW, qui publie des comptes IFRS depuis 2003, ces options n'ont pas été appliquées dans les comptes consolidés du Groupe.

Les instruments financiers sont comptabilisés selon les principes comptables du référentiel français, les normes IAS 32 et IAS 39 n'étant d'application obligatoire qu'à compter du 1er janvier 2005. Il en est de même pour l'application de la norme IFRS 4 sur les contrats d'assurance.

5.7.1.2 Méthodes IFRS optionnelles retenues

Sur le plan des règles et méthodes, le Groupe a retenu les options suivantes :

- les immobilisations incorporelles et corporelles sont évaluées selon la méthode du coût amorti ;
- les gains et pertes actuariels sur la provision pour avantages du personnel excédant 10 % du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise ;
- les coûts d'emprunt des capitaux utilisés pour financer les immobilisations corporelles sont comptabilisés en charges ;
- les sociétés contrôlées conjointement sont consolidées par intégration proportionnelle ;
- les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif et reprises dans le compte de résultat au même rythme que les amortissements relatifs aux immobilisations qu'elles ont contribuées à financer.

5.7.1.3 Règles de présentation

Dans le cadre de l'information préliminaire sur la transition aux IFRS, le format de présentation retenu du compte de résultat est un format simplifié qui présente notamment des agrégats au niveau du résultat financier et des autres produits et charges d'exploitation. Les états financiers IFRS qui seront publiés au 30 juin 2005 présenteront un format détaillé du compte de résultat conformément à la norme IAS 1 « Présentation des états financiers ».

Les autres produits et charges comprennent des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant, dont l'effet net du protocole de démantèlement des installations situées sur le site de Marcoule pour 190 millions d'euros.

Les reclassements évalués sur la base des états financiers aux normes françaises se détaillent comme suit :

- les dotations nettes aux provisions –1 573 millions d'euros ont été reclassées par nature de charges, dont +406 millions d'euros en consommations externes, –160 millions d'euros en charges de personnel, +26 millions d'euros en impôts et taxes, –870 millions d'euros en autres produits et charges d'exploitation et –975 millions d'euros sur la ligne perte de valeur.

- la dotation nette aux amortissements et provisions des écarts d'acquisition à hauteur de –710 millions d'euros est également reclassée à la ligne perte de valeur.

Les règles de présentation du bilan suivantes ont été retenues :

— les impôts différés actifs et passifs sont classés en totalité en non courant ;

— les actifs et passifs constitutifs du besoin en fond de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courant ;

— au passif, le compte spécifique des concessions et la provision pour renouvellement des immobilisations sont regroupés sous un même compte dénommé « Passif spécifique des concessions », classé en non courant ; les « Dettes impôts courant » ont été isolées des « Autres créditeurs » au sein des passifs courants.

Par ailleurs, le bilan présente séparément les actifs et passifs hors cycle normal d'exploitation, en courants d'une part, et non courants d'autre part, selon que leur échéance se trouve à plus ou moins d'un an.

Les principaux effets sur les postes de passif sont les suivants :

(en millions d'euros)

	AU 1ER JANVIER 2004			AU 31 DÉCEMBRE 2004		
	NORMES FRANÇAISES	COURANT	NON COURANT	NORMES FRANÇAISES	COURANT	NON COURANT
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire & déconstruction du dernier cœur	26 759	766	25 993	26 920	1 059	25 861
Provisions pour avantages du personnel	2 185	113	2 072	2 403	354	2 049
Autres provisions pour risques	3 512	1 207	2 305	4 396	2 397	1 999
Sous-total provisions pour risques et charges	*32 456*	*2 086*	*30 370*	*33 719*	*3 810*	*29 909*
Passifs financiers(1)	29 604	9 890	19 714	25 786	4 898	20 888
Autres créditeurs(2)	17 301	12 192	5 109	20 882	16 038	4 844

(1) Anciennement libellé en normes françaises « Emprunts et dettes financières diverses ».
(2) La part à plus d'un an des « Autres créditeurs » concerne majoritairement les produits constatés d'avance liés aux versements reçus des partenaires étrangers au titre de fournitures d'énergie à livrer au cours d'exercices futurs.

5.7.2 PRINCIPAUX RETRAITEMENTS ET LEUR IMPACT SUR LES CAPITAUX PROPRES AU 1ER JANVIER 2004 ET AU 31 DÉCEMBRE 2004 ET SUR LE RÉSULTAT 2004

5.7.2.1 Avantages du personnel

5.7.2.1.1 Retraites du personnel IEG

En application de la norme IAS 19, « Avantages du personnel », le Groupe constitue des provisions au titre des avantages postérieurs à l'emploi dès lors que ces avantages sont à prestations définies, et au titre des autres avantages à long terme (voir présentation détaillée de ces avantages en note 28 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice 2004). Ces provisions sont évaluées selon la méthode des unités de crédit projetées telle que prévue par la norme IAS 19.

Le coût des services rendus est enregistré en frais de personnel et l'effet de désactualisation des actifs de couverture en résultat financier.

Impact de la réforme du financement du régime spécial de retraite des IEG en IFRS

La réforme du financement du régime des retraites, résultant de la loi du 9 août 2004, est traduite de la manière suivante dans les informations financières comparatives IFRS de l'exercice 2004 :

- avant réforme, les engagements au 1er janvier 2004 s'élèvent à 60 677 millions d'euros. Ces engagements sont provisionnés par la contrepartie des réserves consolidées, nets des actifs externalisés dont la juste valeur au 1er janvier 2004 s'élève à 3 225 millions d'euros, pour un montant de 57 452 millions d'euros ;
- au 31 décembre 2004 les engagements tiennent compte des effets de la réforme selon les dispositions suivantes :
  - les conventions financières conclues entre la CNIEG et le régime général (CNAV) et les régimes complémentaires (AGIRC et ARRCO) au titre des droits dits de base, permettent au Groupe de les assimiler à des régimes à cotisations définies car elles remettent le Groupe dans la même situation que les entreprises affiliées aux régimes de droit commun ; les engagements correspondants ne sont par conséquent pas provisionnés selon la norme IAS 19 ; pour rappel, les contributions exceptionnelles à verser au régime

général et aux régimes de retraites complémentaires au titre du personnel des activités non régulées sont enregistrées en dettes et provisions pour risques et charges dans les comptes consolidés établis en normes françaises au 31 décembre 2004 (3 683 millions d'euros) ;

- le financement des droits spécifiques passés des personnels des activités régulées (transport et distribution) calculés au 31 décembre 2004 (16,3 milliards d'euros), — ainsi que des contributions exceptionnelles à verser au régime général et aux régimes de retraites complémentaires — est assuré par le prélèvement de la contribution tarifaire d'acheminement sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et n'incombe plus à EDF ; en conséquence, ces engagements n'ont plus lieu d'être provisionnés dans les comptes du Groupe ;
- les droits spécifiques passés des personnels des activités non régulées (production et commercialisation), évalués au 31 décembre 2004, restent à la charge du groupe et sont intégralement provisionnés dans les informations financières établies selon les normes internationales au 31 décembre 2004 (9 007 millions d'euros nets des actifs externalisés).

En conséquence, la réforme du financement du régime spécial de retraite des IEG a pour effet de reprendre les provisions constituées à l'ouverture pour un montant de 49 755 millions d'euros. Cette reprise est enregistrée en capitaux propres à fin 2004. Le compte de résultat enregistre la charge de retraite avant réforme.

L'évolution de la provision pour retraites des IEG sur l'exercice 2004 peut s'analyser comme suit :

en millions d'euros

Valeur actualisée de l'obligation au 1er janvier 2004	60 677
Coût des services rendus	1 212
Charges d'intérêts	3 094
Prestations versées	(2 434)
Pertes & gains actuariels nés sur l'exercice	5 945
Effet de la réforme du financement au 31 décembre 2004(1)	(54 529)
Engagements retraite au 31 décembre 2004 post réforme	**13 965**
Actifs de couverture au 31 décembre 2004	(3 800)
Ecarts actuariels au 31 décembre 2004 après réforme	(1 158)
Provision pour retraites au 31 décembre 2004	**9 007**

(1) Le montant repris par capitaux propres de 49 755 millions d'euros correspond à l'effet de la réforme sur les engagements (54 529 millions d'euros) et à la quote-part des écarts actuariels associés (4 774 millions d'euros).

5.7.2.1.2 Autres avantages du personnel IEG

En vertu de la norme IAS 19, « Avantages du personnel », le Groupe constitue également des provisions au titre des autres avantages postérieurs à l'emploi dès lors que ces avantages sont à prestations définies, et au titre des autres avantages long terme (voir présentation détaillée de ces avantages en note 28 de l'annexe aux comptes consolidés 2004).

Compte tenu des provisions figurant déjà dans les comptes en normes françaises, un complément de provisions, évalué selon la méthode des unités de crédit projetées, a été constaté en IFRS à hauteur de 2 323 millions d'euros au 1er janvier 2004. Il concerne principalement les avantages en nature énergie, les rentes accident du travail et maladies professionnelles pour les agents inactifs, ainsi que le complément exceptionnel de retraite.

Réconciliation entre les engagements définis en note 28 de l'annexe aux comptes consolidés et la variation des capitaux propres (tableau D)

Avantages en nature énergie	1 133
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	663
Indemnités de fin de carrière	488
Complément exceptionnel retraite	338
Indemnités de secours immédiat	262
Indemnités de congés exceptionnels	177
Indemnités compensatrices de frais d'études	36
Aide bénévole amiante	16
Sous-total des engagements postérieurs à l'emploi	**3 113**
Juste valeur des fonds externalisés (au titre des indemnités de fin de carrière)	(462)
Sous-total des engagements postérieurs à l'emploi net des fonds externalisés	**2 651**
Engagements au titre des avantages à long terme (médailles du travail...)	278
Ecarts actuariels non reconnus (passage d'un taux d'actualisation de 5% à 4,5% en 2004)	(169)
Total provision constituée dans les comptes IFRS au 31 décembre 2004	**2 760**
Dont provision déjà reconnue dans les comptes en normes françaises	(278)
Instauration de charges sociales sur certains avantages au personnel	164
Complément de provision constitué dans les comptes IFRS au 31 décembre 2004 (tableau D)	**2 646**
Effet d'impôt	(738)
Impact sur les capitaux propres au 31 décembre 2004	**1 908**

Par ailleurs, dans le cadre de la réforme du régime complémentaire maladie décrite dans l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2004, l'engagement préexistant à cette réforme n'a pu être évalué en l'absence de séparation comptable entre les deux sections relatives aux actifs et aux retraités et d'informations statistiques historiques suffisamment détaillées et fiabilisées. Cet engagement n'est en conséquence pas comptabilisé dans l'information financière IFRS présentée à la date de transition et au 31 décembre 2004. Les dispositions réglementaires prises début 2005 qui établissent un régime à cotisations définies vis-à-vis des agents en activité et suppriment toute participation d'EDF au financement de la section des retraités, libèrent ainsi l'entreprise de tout engagement.

5.7.2.2 Concessions de Forces hydrauliques

En application des normes IFRS 1 « Première adoption des IFRS », IAS 16 « Immobilisations corporelles » et IAS 37 « Provisions, passifs et actifs éventuels », les droits du concédant, composés majoritairement des écarts de réévaluation de 1959 et 1976, n'ayant pas le caractère de dette envers le concédant, ont été éliminés respectivement :

- en ce qui concerne la réévaluation de 1959, par les capitaux propres au 1er janvier 2004 ce qui a pour effet de les augmenter de 696 millions d'euros ;
- s'agissant de la réévaluation de 1976 par imputation sur la valeur nette des immobilisations correspondantes à due concurrence de 780 millions d'euros, soit sans impact sur les capitaux propres.

Ces retraitements sont sans impact sur le résultat IFRS de l'exercice 2004.

5.7.2.3 Autres retraitements relatifs aux concessions

En application notamment de la norme IAS 37 « Provisions, passifs et actifs éventuels », les autres retraitements, comptabilisés dans les comptes comparatifs IFRS au titre de l'exercice 2004, concernent essentiellement les biens non renouvelables et les biens d'électrification rurale. Ces retraitements sont détaillés ci-après :

- Une provision pour renouvellement a été constatée pour la première fois sur les biens du régime d'électrification rurale (ER) renouvelable avant le terme des concessions. Son assiette est égale à 20 % de l'écart entre la valeur de remplacement et la valeur d'origine des biens concernés. Cette provision traduit l'obligation d'EDF envers le concédant, le pourcentage de 20 % retenu correspondant au taux moyen de financement de ces ouvrages par EDF historiquement observé jusqu'à présent.

- Remplacement de l'amortissement de caducité par un amortissement industriel pour la part financée par EDF :

  Le financement du concessionnaire est désormais amorti sur la durée de vie du bien et non sur la durée résiduelle de la concession. En conséquence, l'amortissement de caducité des biens non renouvelables a été remplacé dans les comptes comparatifs IFRS au titre de l'exercice 2004 par un amortissement industriel sur la part financée par le concessionnaire.

L'effet sur les capitaux propres de ces retraitements est reflété dans la ligne « autres retraitements relatifs aux concessions » présentée dans le tableau de passage des capitaux propres des normes françaises vers les normes IFRS. Il s'élève à (330) millions d'euros avant impôt au 1er janvier 2004, et à (385) millions d'euros au 31 décembre 2004, soit un effet sur le résultat IFRS 2004 de (55) millions d'euros avant impôts.

Effet avant impôt en millions d'euros

	1ER JANVIER 2004	RÉSULTAT 2004	31 DÉCEMBRE 2004
Dotations nettes aux provisions — provision pour renouvellement biens ER	(314)	(24)	(338)
Dotation nette aux amortissement — remplacement amortissement de caducité par amortissement industriel	(16)	(31)	(47)
Total	**(330)**	**(55)**	**(385)**

5.7.2.4 Tickets de raccordement

A l'occasion du raccordement d'un client au réseau (majoritairement au tarif bleu), un droit d'accès au réseau (ticket de raccordement) est facturé au client pour un montant forfaitaire. En normes françaises, ce montant était reconnu lors de la facturation de la prestation. En application de la norme IAS18 « Produits des activités ordinaires », ce montant est différé et comptabilisé en chiffre d'affaires sur une durée moyenne de 20 ans. Cet ajustement entraîne un impact négatif de 1 968 millions d'euros avant impôt (1 518 millions d'euros net d'impôt) sur les capitaux propres au 1er janvier 2004, une diminution du chiffre d'affaires de 131 millions d'euros, soit (86) millions d'euros sur le résultat net au titre de l'exercice 2004.

La contrepartie de l'annulation de ces produits est comptabilisée en produits constatés d'avance (« Autres créditeurs »).

5.7.2.5 Dépenses de sécurité nucléaire

En application de la norme IAS 16 « Immobilisations incorporelles » révisée en décembre 2003, certaines dépenses de sécurité nucléaire sont capitalisées : il s'agit de dépenses engagées à la suite d'obligations légales et réglementaires, sous peine d'interdiction administrative d'exploitation. En normes françaises, dans l'attente de l'application du règlement CRC 2004-06 relatif à la définition, la comptabilisation et l'évaluation des actifs (applicable dans les comptes ouverts à compter du 1er janvier 2005), ces dépenses sont passées en charges.

Le retraitement relatif au parc de production nucléaire d'EDF conduit à une augmentation de 1 133 millions d'euros avant impôt des capitaux propres d'ouverture (743 millions d'euros nets d'impôt). Il induit un impact positif de 123 millions d'euros sur le résultat 2004 avant impôt (80 millions d'euros net d'impôt).

Au 31 décembre :

(en millions d'euros)

	2004
Impacts sur les capitaux propres avant impôt	**1 257**
Capitalisation des dépenses de sécurité nucléaire	230
Dotations aux amortissement des dépenses de sécurité nucléaire	(107)
Résultat avant impôt	123
Impôt	(43)
Résultat net	**80**

La contrepartie de la capitalisation des dépenses de sécurité nucléaire est imputée en réduction des consommations externes.

5.7.2.6 Annulation des amortissements des écarts d'acquisition

En application de la norme IFRS 3 « Regroupement d'entreprises », les écarts d'acquisition ne sont plus amortis à compter du 1er janvier 2004, mais sont soumis à un test de dépréciation selon la norme IAS 36 « Dépréciation d'actifs » afin de déterminer les dépréciations éventuelles. L'effet sur le résultat net de l'exercice 2004 des annulations d'amortissements d'écarts d'acquisition est un impact positif de 348 millions d'euros.

5.7.2.7 Mise à zéro des écarts de conversion

Les écarts de conversion sont définitivement incorporés en réseves de consolidation à hauteur de (1 865) millions d'euros au 1er janvier 2004.

5.7.2.8 Mise à zéro des écarts actuariels

Les écarts actuariels non amortis au 1er janvier 2004 relatifs aux entités étrangères qui comptabilisaient déjà les engagements de retraites en appliquant la méthode dite « du corridor » ont été imputés sur les capitaux propres d'ouverture, soit un impact négatif sur les capitaux propres de (711) millions d'euros avant impôts et de (512) millions d'euros nets d'impôts. Cet ajustement concerne principalement EDF Energy et Light.

5.7.2.9 Impôts différés

Les retraitements IFRS génèrent les différences temporelles, source potentielle d'impôt différé actif à hauteur de 4 779 millions d'euros au 31 décembre 2004 pour la société EDF SA. Compte tenu des reversements de différences temporelles passives et des prévisions de résultat taxable sur la période 2005 à 2010, le Groupe estime être en mesure de recouvrer ces impôts différés actifs à hauteur de 3 795 millions d'euros au titre de l'intégration fiscale d'EDF SA. Un actif d'impôt différé a été enregistré pour ce montant dans le bilan au 31 décembre 2004. Il est compensé à hauteur de 3 075 millions d'euros avec les impôts différés passifs (inclus dans la colonne « Autres » dans le tableau F).

5.7.3 NOTE EXPLICATIVE DES PRINCIPAUX RETRAITEMENTS AFFECTANT LE TABLEAU DE FLUX

La capitalisation des dépenses de sécurité nucléaire entraîne le reclassement des montants décaissés des flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles (Résultat avant impôts des sociétés intégrées) aux flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement (Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles) soit 230 millions d'euros.

5.8 Informations financières retraitées pro forma sur les comptes établis à méthodes comptables comparables intégrant les effets de la loi du 9 août 2004 sur les retraites et les concessions

5.8.1 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES INFORMATIONS FINANCIÈRES CONSOLIDÉES PRO FORMA DES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE 2004 ET 2003

En notre qualité de commissaires aux comptes de la société EDF, nous vous présentons notre rapport sur les informations financières consolidées pro forma de la société relatives aux exercices clos les 31 décembre 2004 et 2003, incluses au paragraphe 5.8.2 du Chapitre V du présent document de base.

Ces informations consolidées pro forma ont été préparées aux seules fins de simuler les effets que la loi du 9 août 2004 relative aux entreprises du secteur électrique et gazier aurait pu avoir sur le bilan, le compte de résultat, et le tableau des flux de trésorerie consolidés du groupe EDF si la réforme du financement du régime spécial de retraites et les dispositions relatives aux réseaux de distribution et de transport d'électricité, issues de cette loi, avaient pris effet au 1er janvier 2003. Cet effet a été apprécié sur les comptes de :

- l'exercice clos le 31 décembre 2004, retraités selon le référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne,
- l'exercice clos le 31 décembre 2003, étant précisé que ces informations prennent en compte l'estimation des conséquences sur le résultat de l'exercice 2003 des principaux retraitements IFRS rendus nécessaires au 1er janvier 2004 par l'adoption de ce référentiel, comme indiqué aux paragraphes 5.8.2.1 et 5.8.2.3.2 du Chapitre V du présent document de base.

Ces informations consolidées pro forma décrivent une situation hypothétique et ne sont pas nécessairement représentatives de la situation financière ou des performances qui auraient pu être constatées si cette loi avait réellement pris effet à une date antérieure.

Les informations financières consolidées pro forma relatives à l'exercice 2004 ont été établies, sous la responsabilité du Conseil d'administration, à partir des comptes consolidés préparés en conformité avec les règles et principes comptables français (les « comptes consolidés ») qui ont été retraités selon le référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne (« les informations financières sur la transition IFRS »). Les comptes consolidés ont fait l'objet d'un audit par les cabinets Deloitte & Associés, Ernst & Young et Mazars & Guérard selon les normes professionnelles applicables en France. Les informations financières sur la transition IFRS au titre de l'exercice 2004 incluses au paragraphe 5.7 du Chapitre V du présent document de base ont fait l'objet d'un audit selon les normes professionnelles applicables en France. Le rapport sur les comptes consolidés figure au paragraphe 5.9.1.3 du Chapitre V du présent document de base. Le rapport particulier sur les états de rapprochement IFRS figure au paragraphe 5.7 du Chapitre V du présent document de base.

Les informations financières consolidées pro forma relatives à l'exercice 2003 ont été établies, sous la responsabilité du Conseil d'administration, à partir des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2003 préparés en conformité avec les règles et principes comptables français, qui ont fait l'objet d'un audit par les cabinets Deloitte & Associés, Ernst & Young et Mazars & Guérard selon les normes professionnelles applicables en France. Le rapport sur ces comptes figure au paragraphe 5.9.1.2 du Chapitre V du présent document de base.

Il nous appartient, sur la base de nos travaux, d'indiquer si les informations financières consolidées pro forma relatives aux exercices 2004 et 2003 ont été adéquatement établies sur la base indiquée.

Nous avons effectué nos travaux selon les normes professionnelles applicables en France. Ces travaux ont consisté principalement à vérifier que les bases à partir desquelles ces informations financières consolidées pro forma ont été établies concordent avec les comptes ayant fait l'objet d'un rapport des commissaires aux comptes, à examiner les éléments probants justifiant les retraitements pro forma et à avoir des entretiens avec la direction de la société. Ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant de collecter les informations et les explications nécessaires pour obtenir l'assurance raisonnable que ces informations financières pro forma sont adéquatement établies sur la base indiquée.

A notre avis, les informations financières consolidées pro forma relatives aux exercices clos les 31 décembre 2004 et 2003 ont été adéquatement établies sur la base indiquée.

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

- le paragraphe 5.7 du Chapitre V du présent document de base (Information financière IFRS au titre de l'exercice 2004), qui expose les raisons pour lesquelles l'information financières 2004 qui sera présentée à titre comparatif dans les comptes consolidés IFRS de l'exercice 2005 pourrait être différente des informations financières sur la transition IFRS telles qu'elles ont été retraitées pour les besoins du présent document de base et qui ont été utilisées pour la préparation des informations pro forma ; en particulier, ce paragraphe expose le traitement comptable appliqué aux concessions ; dans l'attente de l'aboutissement des travaux de l'IFRIC, il est prématuré de considérer que les traitements actuels retenus par EDF sont compatibles avec le référentiel IFRS. EDF pourrait en conséquence être amené, lors de la publication finale de ses premiers états financiers IFRS, à modifier son bilan d'ouverture afin notamment d'intégrer les dispositions relatives aux concessions et le cas échéant, les nouvelles interprétations publiées en 2005 ;
- la note 5.8.2.3.2 qui détaille les modalités retenues pour établir les informations financières consolidées pro forma relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2003 et notamment la manière dont ont été simulés les effets des principaux retraitements IFRS rendus obligatoires à compter du 1er janvier 2004 fixé comme date de transition par le règlement européen sur l'application des normes comptables internationales ;
- la note 5.8.2.2 qui précise que les informations financières consolidées pro forma relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2003 ne reflètent pas ce qu'auraient été des comptes consolidés établis conformément au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne si la date de transition à ce référentiel avait été fixée au 1er janvier 2003 au lieu du 1er janvier 2004. En particulier, la note 5.8.2.1 précise que les retraitements des résultats liés à l'annulation de l'amortissement des écarts d'acquisition en 2003 et au coût des droits spécifiques acquis par le personnel des activités régulées au titre des exercices 2003 et 2004 ont été enregistrés en contrepartie des capitaux propres ;
- la note 5.8.2.3.2, qui mentionne l'absence d'évaluation fiable de l'engagement qui existait au 31 décembre 2004 dans le cadre du régime de couverture maladie, cet engagement n'étant en conséquence pas comptabilisé dans l'information financière consolidée pro forma au titre des exercices 2003 et 2004.

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

Les commissaires aux comptes

KPMG Audit *Département de KPMG S.A.*		Deloitte & Associés	
Jean-Luc Decornoy	Michel Piette	Amadou Raimi	Tristan Guerlain

5.8.2 INFORMATIONS FINANCIÈRES RETRAITÉES PRO FORMA SUR LES COMPTES ÉTABLIS À MÉTHODES COMPTABLES COMPARABLES INTÉGRANT LES EFFETS DE LA LOI DU 9 AOÛT 2004 SUR LES RETRAITES ET LES CONCESSIONS

Compte tenu des incidences résultant de l'évolution du cadre législatif (loi du 9 août 2004) et de la mise en œuvre à compter du 1er janvier 2005 des normes IAS / IFRS, le Groupe EDF a préparé, en complément des informations financières sur la transition aux IFRS au titre de l'exercice 2004 présentées au paragraphe 5.7 dénommé « Information financière IFRS au titre de l'exercice 2004 », des informations financières retraitées pro forma portant sur les exercices 2003 et 2004.

L'objectif de ces informations financières retraitées pro forma est de fournir des éléments de comparaison aux états financiers du Groupe, au titre de l'exercice 2005, qui seront établis selon le référentiel IFRS et qui prendront en compte à partir du 1er janvier 2005, tous les effets de la loi relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières : « loi du 9 août 2004 » sur le financement du régime des retraites des Industries Electriques et Gazières (IEG) et sur les concessions.

Ces informations financières retraitées pro forma ne prennent pas en compte les effets des normes IAS 32, IAS 39 « Instruments financiers » et de la norme IFRS 4 « Contrats d'assurance » appliquées à compter du 1er janvier 2005.

Ces informations financières retraitées pro forma (bilans, comptes de résultat et tableaux de flux de trésorerie) au 31 décembre 2004 comportent une information comparative relative à l'exercice 2003, en tenant compte à partir du

1er janvier 2003, des effets de la « loi du 9 août 2004 » et établie en application de la méthodologie et des conventions décrites en 5.8.2.1, 5.8.2.3.1 et 5.8.2.3.2, sous réserve des limites inhérentes à cet exercice signalées en 5.8.2.2.

Les informations financières retraitées pro forma, telles que présentées ci-après, sont à lire avec le paragraphe 5.7 « Information financière IFRS au titre de l'exercice 2004 », les comptes historiques des exercices 2003 et 2004 du Groupe EDF et leurs notes annexes respectives, ces divers éléments figurant également dans le présent document de base.

5.8.2.1 Méthodologie d'établissement des informations financières retraitées pro forma

Les informations financières retraitées pro forma, telles que présentées ci-après, visent à simuler :

- Les effets que la loi du 9 août 2004 aurait pu avoir sur le bilan, le compte de résultat et le tableau des flux de trésorerie du Groupe EDF des exercices 2004 et 2003, si la réforme du financement du régime spécial de retraite des IEG et les dispositions relatives aux concessions, issues de cette loi, avaient pris effet au 1er janvier 2003
- Les effets sur le bilan, le compte de résultat et le tableau de flux de trésorerie du Groupe pour l'exercice 2003 des principaux retraitements et reclassements rendus nécessaires au 1er janvier 2004 par l'adoption des normes IFRS.

Principes directeurs

Les principes directeurs retenus pour l'élaboration de ces informations financières retraitées pro forma sont les suivants :

- Le bilan IFRS au 1er janvier 2004 constitue le bilan d'ouverture conformément aux dispositions de la norme IFRS 1 « Première adoption des IFRS ». Les retraitements pro forma n'ont pas pour objet de positionner une date de transition aux normes IFRS (application d'IFRS 1) au 1er janvier 2003.
- Les retraitements pro forma concernant les impacts de la loi du 9 août 2004 ainsi que l'application des normes IFRS portant sur le compte de résultat ont été privilégiés dans la construction de l'information financière retraitée pro forma. Dans la mesure où des retraitements du compte de résultat ne trouvent pas au bilan de contrepartie compatible avec le bilan IFRS au titre de l'exercice 2004, ils ont été enregistrés en ajustement des capitaux propres dans les bilans retraités pro forma 2003 et le cas échéant 2004. Ainsi :
    - Le retraitement du résultat en 2003 lié à l'annulation de l'amortissement des écarts d'acquisition (voir paragraphe 5.8.2.3.2 — Annulation des amortissements des écarts d'acquisition) a été enregistré en contrepartie des capitaux propres au 31 décembre 2003 afin de ne pas modifier le montant des écarts d'acquisition figurant au bilan de transition au 1er janvier 2004 ;
    - Le coût des droits spécifiques acquis par le personnel des activités régulées au titre des exercices 2003 et 2004 a été enregistré en contrepartie des capitaux propres au 31 décembre 2003 et au 31 décembre 2004 (voir paragraphe 5.8.2.3.1.1. — Impacts de la réforme du financement du régime spécial de retraite des IEG), afin de ne pas modifier le montant de l'engagement post réforme comptabilisé par capitaux propres au 31 décembre 2004 dans le bilan IFRS.
- Les retraitements pro forma relatifs à la réforme de financement des retraites ont été effectués à partir des dispositions de la loi du 9 août 2004, ses décrets d'applications et les conventions financières telles qu'arrêtées en 2004, sans en modifier les termes et conditions. Ces dispositions ont été appliquées aux données de base des exercices 2003 et 2004 du Groupe (à titre d'exemple : masse salariale et taux d'actualisation).

Base de préparation

Informations financières retraitées pro forma au titre de l'exercice 2004

Les informations financières retraitées pro forma de l'exercice 2004, ont été préparées sur la base des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2004 établis selon les principes comptables français. Elles prennent en compte les retraitements successifs suivants :

- Retraitements IFRS. Des retraitements et reclassements IFRS identiques à ceux réalisés pour l'établissement de l'information financière sur la transition aux normes IFRS ont été effectués : les effets sur le bilan d'ouverture au 1er janvier 2004, le tableau des flux de trésorerie 2004 et le compte de résultat 2004 étant ceux détaillés dans le paragraphe 5.7 « Information financière IFRS au titre de l'exercice 2004 ».
- Retraitements pro forma. Des retraitements pro forma ont été effectués afin de simuler l'effet sur les comptes consolidés du Groupe de la loi du 9 août 2004 sur le financement du régime des retraites des IEG et sur les concessions (article 36), réputée être intervenue au 1er janvier 2003.

Aussi, les impacts sur les retraites IEG et les concessions (article 36), alimentés en premier lieu par les retraitements IFRS puis par les retraitements pro forma, sont explicités dans la présente section 5.8.2 selon l'effet net qu'ils ont eu sur les comptes 2004 établis selon les principes français (voir le paragraphe 5.8.2.3.1).

Le passage du compte de résultat IFRS 2004 au compte de résultat pro forma 2004 est présenté en tableau M. Les retraitements IFRS qui ne sont pas impactés par les retraitements pro forma concernant les retraites IEG et les concessions (article 36) sont présentés dans le paragraphe 5.8.2.3.2.

Informations financières retraitées pro forma au titre de l'exercice 2003

Les informations financières retraitées pro forma 2003 ont été préparées sur la base des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2003 établis selon les principes comptables français. Des retraitements et reclassements ont été effectués :

- Afin de présenter une estimation des effets sur les comptes 2003 des principaux retraitements et reclassements IFRS rendus nécessaires au 1er janvier 2004 par l'adoption des IFRS (cf. 5.8.2.3.2 ci-après).
- Afin de simuler les effets à partir du 1er janvier 2003 de la loi du 9 août 2004 sur la réforme du financement du régime spécial des retraites des IEG et sur les concessions comme si ces dispositions avaient pris effet dès le 1er janvier 2003.

5.8.2.2 Limites inhérentes aux bases de préparation des informations financières retraitées pro forma

Les bases de préparation des informations financières retraitées pro forma telles que décrites au paragraphe 5.8.2.3 ci-dessous reposent sur des conventions qui présentent les principales limites inhérentes suivantes :

- Ces informations financières sont, par construction, des simulations faites sur la base de la méthodologie et des conventions décrites aux paragraphes 5.8.2.1 et 5.8.2.3.1.1, et ne peuvent être considérées comme représentatives des résultats, de la situation financière, de la trésorerie et des performances du Groupe qui auraient été constatés si la loi du 9 août 2004 (dans ses dispositions relatives à la réforme du financement du régime des retraites et aux concessions) avait été adoptée au 1er janvier 2003 ou à une date antérieure à sa publication effective.
- Par convention, les informations financières pro forma de l'année 2003 prennent en compte les principaux retraitements IFRS identifiés dans le cadre de la transition IFRS au 1er janvier 2004. Elles ne reflètent en aucun cas les comptes IFRS pour l'année 2003, tels qu'ils auraient pu être établis si le Groupe avait appliqué les normes internationales avec une date de transition au 1er janvier 2003, y compris l'application à cette date des dispositions prévues par la norme portant sur leur première adoption (IFRS 1).

Ainsi, ces informations financières retraitées pro forma sont publiées à seule fin d'illustration. À ce titre, elles ne reflètent pas nécessairement les résultats d'exploitation, la situation financière ou l'évolution de la trésorerie que le Groupe aurait pu enregistrer aux dates ou pour les périodes indiquées, pas plus qu'elles ne permettent d'établir une base d'informations comparables aux exercices futurs. Elles ne préjugent pas non plus de ses résultats d'exploitation, de sa situation financière et de l'évolution de sa trésorerie au cours d'exercices futurs.

5.8.2.3 Informations financières retraitées pro forma à méthodes comptables comparables intégrant, par anticipation, les effets de la loi du 9 août 2004 sur les retraites et les concessions

Les incidences mentionnées dans cette section sont chiffrées par rapport aux états financiers en normes françaises présentées au paragraphe 5.9.2 du présent Chapitre.

5.8.2.3.1 Principales incidences relatives à la loi du 9 août 2004 sur les informations financières retraitées pro forma des exercices 2004 et 2003

5.8.2.3.1.1 Impacts de la réforme du financement du régime spécial de retraite des IEG

Impacts sur les bilans retraités pro forma 2003 et 2004

- Les bilans pro forma aux 31 décembre 2003 et 2004 simulent les effets de la réforme selon les dispositions suivantes :
  - Les contributions exceptionnelles qui seront versées par le Groupe à la Caisse Nationale des IEG dans le cadre des conventions financières conclues avec la CNAV et les régimes complémentaires, sont reconnues en dettes dès le 1er janvier 2003 pour le montant des conventions signées, soit 2 392 millions d'euros nets d'impôt et sont réputées versées selon l'échéancier effectif prévu dans lesdites conventions (cf. note 2.3.2 de l'annexe aux comptes consolidés 2004).
  - Les droits de base, objet des conventions financières conclues avec les régimes généraux et complémentaires, n'ont pas lieu d'être provisionnés dans les bilans retraités pro forma aux 31 décembre 2003 et 31 décembre 2004.
  - Le financement des droits spécifiques des personnels des activités régulées (transport et distribution) acquis antérieurement à la date d'effet de la réforme, ainsi que des contributions exceptionnelles à verser au régime général et aux régimes de retraites complémentaires est assuré par le prélèvement de la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) sur les prestations de transport et de distribution d'électricité, et n'incombe donc plus au Groupe EDF. En conséquence, ces engagements n'ont pas lieu d'être provisionnés dans les bilans retraités pro forma aux 31 décembre 2003 et 31 décembre 2004.

Les droits spécifiques acquis par le personnel des activités régulées, à compter du 1er janvier 2003, sont enregistrés en résultat des exercices 2003 et 2004 par la contrepartie des capitaux propres, de manière à ne pas modifier le montant des provisions pour retraites figurant au bilan IFRS au 31 décembre 2004.

- Les droits spécifiques des personnels des activités non régulées (production et commercialisation), évalués aux 31 décembre 2003 et 31 décembre 2004, sont intégralement provisionnés dans les informations financières retraitées pro forma aux 31 décembre 2003 et 31 décembre 2004.

- **Impacts sur les comptes de résultats retraités pro forma des exercices 2003 et 2004**

Sur la base de ces différentes conventions, les impacts des retraitements pro forma sur les capitaux propres et le résultat du Groupe sont résumés ci-dessous :

(en millions d'euros)	EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE	
	PRO FORMA 2004	PRO FORMA 2003
Impacts sur les capitaux propres avant impôt	(9 229)	(13 170)
dont soultes(1)	—	*(3 683)*
Impacts sur le compte de résultat :		
(a) Chiffre d'affaires	(638)	(611)
(b) Consommations externes	605	578
(c) Frais de personnel	812	738
(d) Charges financières	(655)	(665)
Résultat avant impôt	**124**	**40**
Impôt	(42)	(13)
Résultat net	**82**	**27**

(1) Les soultes étant enregistrées dans les comptes consolidés de l'exercice 2004 en normes françaises, l'impact du retraitement en capitaux propres au 31 décembre 2004 est nul. Leur montant (3 683 millions d'euros avant impôt, soit 2 392 millions d'euros après impôt) constitue la principale raison de la variation de l'impact des retraitements sur les capitaux propres sur la période 2003/2004.

(a) Le chiffre d'affaires du Groupe EDF a été diminué du montant estimé de la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA).

(b) Les versements aux fonds externalisés, qui figurent en charges dans les comptes établis en normes françaises, sont éliminés.

(c) Les retraitements sur les frais de personnel comprennent :
- (i) l'élimination des prestations versées directement par EDF avant réforme, qui figurent en charges de personnel dans les comptes établis en normes françaises ;
- (ii) les cotisations patronales, prises en compte sur la base des taux fixés par les conventions financières avec les régimes généraux ;
- (iii) l'incidence de la prime compensatoire, accordée aux agents statutaires afin de compenser la perte de pouvoir d'achat résultant de l'augmentation des cotisations retraite salariales ;
- (iv) le coût des services rendus (calculé conformément à IAS 19 « Avantages du personnel »), qui correspond à l'augmentation de l'engagement au titre des droits spécifiques du personnel des activités régulées et non régulées.

(d) Les retraitements sur les charges financières incluent :
- (i) le coût financier lié à la désactualisation de l'engagement (calculé conformément à IAS 19), déterminé sur la base d'un taux d'actualisation de 5 % ;
- (ii) le produit financier correspondant au rendement attendu des fonds externalisés, en fonction des anticipations de rendement de ces actifs compte tenu de leur composition ;
- (iii) un coût financier lié aux soultes, pris en compte au taux de 4,5 %.

Les retraitements IAS 19 avant réforme et les effets de la réforme pour 2004 sur les retraites des IEG sont détaillés ci-dessous :

	RETRAITEMENT IAS 19 AVANT RÉFORME	EFFET DE LA RÉFORME	RETRAITEMENT IAS 19 APRÈS RÉFORME
ECRITURES DE RETRAITEMENT SUR LES RETRAITES PAR RAPPORT AUX COMPTES EN NORMES FRANÇAISES	TABLEAU G	TABLEAU M	TABLEAU 5.8.2.5.1.1
Chiffre d'affaires	—	(638)	(638)
Consommations externes	605	—	605
Charges de personnel	1 114	(302)	812
Résultat financier	(3 029)	2 375	(655)
Total des écritures avant impôt	**(1 310)**	**1 435**	**124**

5.8.2.3.1.2 Article 36 de la loi du 9 août 2004 relatif aux concessions

La loi du 9 août 2004 précise les périmètres respectifs des réseaux publics de transport et de distribution publique et en organise les modalités de reclassement :

- les ouvrages classés au 1er janvier 2005 dans le réseau d'alimentation générale et relevant des réseaux de distribution publique seront reclassés dans ces réseaux à cette date et transférés à titre gratuit aux collectivités locales concédantes pour leur valeur nette comptable.
- EDF reste propriétaire de la partie des postes de transformation de haute ou très haute tension en moyenne tension.
- nonobstant les éventuelles clauses contraires des contrats de concession de distribution publique d'électricité, EDF n'est plus tenue vis à vis des autorités concédantes à aucune obligation financière liée au provisions pour renouvellement des ouvrages devant être renouvelés après le terme normal des concessions. Les provisions pour charges futures de renouvellement constituées antérieurement au 1er janvier 2005, pour les biens dont le renouvellement interviendra après le terme normal des concessions, auront dorénavant pour objet de faire face, à concurrence du montant nécessaire, aux obligations de renouvellement des ouvrages anciennement classés dans le RAG et transférés en DP, dont le renouvellement interviendra avant le terme des concessions. En conséquence, les provisions pour charges futures de renouvellement constituées antérieurement au 1er janvier 2005 pour les biens dont le renouvellement interviendra après le terme des concessions ont été annulées ; en contrepartie, les obligations de renouvellement des ouvrages anciennement classés dans le RAG et transférés en DP dont le renouvellement interviendra avant le terme des concessions ont fait l'objet d'une inscription au passif parmi les passifs spécifiques des concessions.

Les informations financières pro forma sont établies pour simuler les impacts de l'article 36 de la loi du 9 août 2004 sur les comptes du Groupe à compter du 1er janvier 2003 :

- Au titre de l'exercice 2004, ce retraitement a pour effet d'augmenter les passifs spécifiques des concessions de 63 millions d'euros par la contrepartie des capitaux propres au 1er janvier 2004 et de réduire ces mêmes provisions de 18 millions d'euros au 31 décembre 2004 par la contrepartie des capitaux propres ; l'effet sur le résultat net retraité pro forma 2004 est une amélioration de 81 millions d'euros avant impôt.
- Au titre de l'exercice 2003, l'effet de ce retraitement est une amélioration du résultat avant impôt retraité pro forma 2003 de 63 millions d'euros.

(en millions d'euros)	EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE	
	PRO FORMA 2004	PRO FORMA 2003
Impacts sur les capitaux propres avant impôt	**18**	**(63)**
Résultat avant impôt	**81**	**63**
Impôt	(28)	(22)
Résultat net	**53**	**41**

5.8.2.3.2 Principaux changements comptables constatés dans le bilan de transition aux IFRS au 1er janvier 2004, dont les effets sont repris dans les informations financières pro forma au titre de l'exercice 2004 et simulés sur les informations financières pro forma au titre de l'exercice 2003

Les retraitements effectués sur l'information financière retraitée pro forma 2004 ont été calculés selon les mêmes modalités que les retraitements utilisés pour l'établissement de l'information financière sur la transition aux normes IFRS de l'exercice 2004 présentée dans le paragraphe 5.7 « Information financière IFRS au titre de l'exercice 2004 ». Les effets sur le bilan au 1er janvier 2004, sur la situation financière au 31 décembre 2004 et le compte de résultat 2004 sont en conséquence identiques.

Autres avantages postérieurs à l'emploi

Les avantages postérieurs à l'emploi autres que les retraites et les avantages à long terme sont décrits et chiffrés dans la note 28 de l'annexe aux comptes consolidés 2004.

Un détail des engagements postérieurs à l'emploi est joint ci-dessous :

	31/12/2003 PRO FORMA	01/01/2004 IFRS	31/12/2004 PRO FORMA
Avantages en nature énergie	1 001	1 001	1 133
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	611	611	663
Indemnités de fin de carrière	445	445	488
Complément exceptionnel retraite	308	308	338
Indemnités de secours immédiat	231	231	262
Indemnités de congés exceptionnels	134	134	177
Indemnités compensatrices de frais d'études	33	33	36
Aide bénévole amiante	13	13	16
Sous-total des engagements postérieurs à l'emploi	**2 776**	**2 776**	**3 113**
Juste valeur des fonds externalisés (au titre des indemnités de fin de carrière)	(428)	(428)	(462)
Sous-total des engagements postérieurs à l'emploi net des fonds externalisés	**2 348**	**2 348**	**2 651**
Engagements au titre des avantages à long terme (médailles du travail)	233	233	278
Ecarts actuariels non reconnus			(169)
Total provision constituée dans les comptes IFRS et proforma	**2 581**	**2 581**	**2 760**
Dont provision déjà reconnue dans les comptes en normes françaises	(159)	(159)	(278)
Dont provision constatée à l'ouverture dans les comptes en normes françaises (note 1.21 annexe compte 2004)		(100)	
Instauration de charges sociales sur certains avantages au personnel du fait de la réforme	196		164
Complément de provision constitué dans les comptes IFRS et proforma	**2 618**	**2 322**	**2 646**

Concernant le régime de couverture maladie des actifs et des retraités, dans le cadre de la réglementation en vigueur jusqu'à début 2005, les entreprises de la branche des IEG contribuaient au financement de ce régime à parité avec les assurés, tant pour les personnels actifs que pour les retraités.

Des dispositions réglementaires ont été prises en février 2005 pour adapter le financement du régime, conduisant à :

- la création de deux sections comptables (actifs/retraités), équilibrées de manière séparée, avec maintien de la solidarité des salariés actifs envers les retraités, grâce à une cotisation spécifique, acquittée par les seuls salariés et dont le taux est figé ;
- la suppression de toute participation des entreprises au financement de la section des retraités ; les employeurs supportent désormais 65 % des cotisations destinées au financement des charges maladie des agents en activité.

Au 31 décembre 2004, l'engagement avant réforme n'a pu être évalué en l'absence de séparation comptable entre les deux sections relatives aux actifs et aux retraités et d'informations statistiques historiques suffisamment détaillées et fiabilisées. Cet engagement n'est en conséquence pas comptabilisé dans l'information financière retraitée pro forma au titre des exercices 2003 et 2004.

Concessions

Les principaux retraitements effectués sur les concessions au titre des informations financières sur la transition aux normes IFRS de l'exercice 2004, qui ont été repris dans l'information financière pro forma au titre de l'exercice 2004 et pour lesquels des informations financières retraitées pro forma comparables ont été établies au titre de l'exercice 2003 ont porté sur les domaines suivants :

Concessions de Forces Hydrauliques

Les droits du concédant, composés majoritairement des écarts de réévaluation de 1959 et 1976, n'ayant pas le caractère de dette envers le concédant ont été éliminés respectivement :

- en ce qui concerne la réévaluation de 1959, par les capitaux propres au 1er janvier 2004 ce qui a pour effet de les augmenter de 696 millions d'euros ;
- s'agissant de la réévaluation de 1976, par imputation sur la valeur nette des immobilisations correspondantes à due concurrence de 780 millions d'euros, soit sans impact sur les capitaux propres.

Ce retraitement est sans incidence sur le résultat retraité pro forma de l'exercice 2003.

Autres retraitements relatifs aux concessions

Les autres retraitements effectués concernent les biens d'électrification rurale et les biens non renouvelables comptabilisés dans les comptes comparatifs IFRS au titre de l'exercice 2004. Ces retraitements sont les suivants :

- Une provision pour renouvellement a été constatée pour la première fois sur les biens du régime d'électrification rurale (ER) renouvelables avant le terme des concessions. Son assiette est égale à 20 % de l'écart entre la valeur de remplacement et la valeur d'origine des biens concernés. Cette provision traduit l'obligation d'EDF envers le concédant, le pourcentage de 20 % retenu correspondant au taux moyen de financement de ces ouvrages par EDF historiquement observé jusqu'à présent.
- Remplacement de l'amortissement de caducité par un amortissement industriel pour la part financée par EDF :

Comme indiqué en note 2.4. de l'annexe aux comptes consolidés 2004, la suppression de la provision pour charges futures conduit à revoir au 1er janvier 2005 la répartition des charges concernant les biens DP. En particulier, le financement du concessionnaire est désormais amorti sur la durée de vie du bien et non sur la durée résiduelle de la concession. En conséquence, l'amortissement de caducité des biens non renouvelables a été remplacé dans les comptes comparatifs IFRS au titre de l'exercice 2004 par un amortissement industriel sur la part financée par le concessionnaire. Ce retraitement a aussi été effectué au titre de l'exercice 2003 pour permettre la comparaison des deux exercices.

Les effets se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)

	EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE	
	PRO FORMA 2004	PRO FORMA 2003
Impact sur les capitaux propres avant impôt	**(385)**	**(330)**
Effet provision pour renouvellement des biens ER	(338)	(314)
Effet remplacement de la caducité par un amortissement industriel	(47)	(16)
Impact sur le compte de résultat:		
Effet provision pour renouvellement des biens ER	(24)	(9)
Effet remplacement de la caducité par un amortissement industriel	(31)	(89)
Résultat avant impôt	**(55)**	**(98)**
Effet impôt	6	18
Résultat après impôt	**(49)**	**(80)**

Les effets d'impôts sont affectés négativement par des différences permanentes.

Tickets de raccordement

A l'occasion du raccordement d'un client au réseau (majoritairement au tarif bleu), un droit d'accès au réseau (ticket de raccordement) est facturé au client pour un montant forfaitaire. En normes françaises, ce montant était reconnu lors de la facturation de la prestation. En application de la norme IAS 18, « Produits des activités ordinaires », ce montant est différé et comptabilisé en chiffre d'affaires sur une durée moyenne de 20 ans.

L'impact de ce retraitement sur les capitaux propres et sur les résultats retraités pro forma des exercices 2004 et 2003 est présenté ci-après :

(en millions d'euros)

	EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE	
	PRO FORMA 2004	PRO FORMA 2003
Impacts sur les capitaux propres avant impôt	**(2 099)**	**(1 968)**
Résultat avant impôt	**(131)**	**(125)**
Impôt	45	43
Résultat net	**(86)**	**(82)**

La contrepartie de l'annulation de ces produits est comptabilisée en produits constatés d'avance (autres créditeurs).

Dépenses de sécurité nucléaire

En application de la norme IAS 16 « Immobilisations corporelles » révisée en décembre 2003, certaines dépenses de sécurité nucléaire sont capitalisées : il s'agit de dépenses engagées à la suite d'obligations légales et réglementaires, sous peine d'interdiction administrative d'exploitation. En normes françaises, dans l'attente de l'application du règlement CRC 2004-06 relatif à la définition, la comptabilisation et l'évaluation des actifs (applicable dans les comptes ouverts à compter du 1er janvier 2005), ces dépenses sont passées en charges.

Dans les résultats retraités pro forma 2003 et 2004, les charges de sécurité nucléaire répondant aux critères définis par la norme IAS 16 ont été annulées et enregistrées en immobilisations et une charge d'amortissement a été constatée, dès lors que les modifications apportées sont en service. Ces retraitements ont été enregistrés nets d'impôt.

L'impact de ce retraitement sur les capitaux propres et sur les résultats retraités pro forma des exercices 2004 et 2003 est présenté ci-après :

(en millions d'euros)

	EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE	
	PRO FORMA 2004	PRO FORMA 2003
Impacts sur les capitaux propres avant impôt	**1 256**	**1 133**
Capitalisation des dépenses de sécurité nucléaire	230	245
Dotations aux amortissement des dépenses de sécurité nucléaire	(107)	(75)
Résultat avant impôt	**123**	**170**
Impôt	(43)	(59)
Résultat net	**80**	**111**

La contrepartie de la capitalisation des dépenses de sécurité nucléaire est imputée en réduction des consommations externes.

Annulation des amortissements des écarts d'acquisition

En application de la norme IFRS 3, « Regroupement d'entreprises », les écarts d'acquisition ne sont plus amortis à compter du 1er janvier 2003, mais sont soumis à un test de dépréciation afin de déterminer les pertes de valeur éventuelles, conformément à IAS 36 « Dépréciations d'actifs ».

L'effet sur le résultat retraité pro forma des annulations d'amortissements d'écarts d'acquisition est positif de 348 millions d'euros au titre de l'exercice 2004 et de 353 millions d'euros au titre de l'exercice 2003. Pour l'exercice 2003, ce retraitement a été enregistré par la contrepartie des capitaux propres au 31 décembre 2003, de manière à ne pas modifier le montant des écarts d'acquisition figurant au bilan de transition IFRS au 1er janvier 2004.

L'effet du retraitement des dotations aux amortissements des écarts d'acquisition sur les résultats retraités pro forma des exercices 2003 et 2004 peut être résumé comme suit :

(en millions d'euros)

	EFFET DE L'ANNULATION DES DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS DES ÉCARTS D'ACQUISITION	
	PRO FORMA 2004	PRO FORMA 2003
Annulation des dotations aux amortissements des écarts d'acquisition des sociétés intégrées globalement	312	304
Annulation des dotations aux amortissements des écarts d'acquisition des sociétés mises en équivalence	36	49
Total	**348**	**353**

Mise à zéro des écarts de conversion

Les écarts de conversion sont définitivement incorporés en réserves de consolidation à hauteur de (1 865) millions d'euros au 1er janvier 2004.

Mise à zéro des écarts actuariels

Conformément à IFRS 1, les écarts actuariels non amortis au 1er janvier 2004 relatifs aux entités étrangères qui comptabilisaient déjà les engagements de retraites en appliquant la méthode dite « du corridor » ont été imputés sur les capitaux propres au 1er janvier 2004.

L'effet sur les capitaux propres et sur le résultat de ce retraitement est présenté ci-après :

(en millions d'euros)

	EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE	
	PRO FORMA 2004	PRO FORMA 2003
Impacts sur les capitaux propres avant impôt	(676)	(711)
Résultat avant impôt	**35**	**16**
Impôt	(10)	(5)
Résultat net	**25**	**11**

Cet ajustement concerne principalement EDF Energy et Light

Informations financières pro forma

Tableau I. Comptes de résultat résumé

(en millions d'euros)

	2004 PRO FORMA	2003 PRO FORMA
Chiffre d'affaires	**46 150**	**44 211**
Consommations externes	(22 234)	(20 790)
Charges de personnel	(8 873)	(8 697)
Impôts et taxes	(2 827)	(2 705)
Autres produits et charges opérationnels	342	65
Excédent brut d'exploitation	**12 558**	**12 084**
Autres produits et charges(1)	(190)	534
Dotations nettes aux amortissements	(4 842)	(4 541)
Perte de valeur	(1 373)	(1 180)
Résultat d'exploitation	**6 153**	**6 897**
Résultat financier	(3 057)	(4 090)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**3 096**	**2 807**
Impôts sur les résultats	(1 605)	(1 591)
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	103	75
Résultat net du Groupe	**1 594**	**1 291**
Intérêts minoritaires	13	(76)
Résultat net d'EDF	**1 607**	**1 215**

(1) De même que dans l'information financière au titre de la transition IFRS 2004, les « Autres produits et charges » du compte de résultat retraité pro forma 2003 comprennent des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant.

Ils correspondent à :

— l'effet net du protocole de démantèlement du site de Marcoule (190) millions d'euros en 2004.

— l'effet de l'inventaire des immobilisations 534 millions d'euros en 2003.

Tableau J — Bilans

(en millions d'euros)

	31.12.2004 PRO FORMA	31.12.2003 PRO FORMA
ACTIF		
Ecarts d'acquisition	5 371	5 699
Actifs incorporels (hors écarts d'acquisition)	1 289	951
Immobilisations corporelles	97 645	99 140
Titres mis en équivalence	2 198	2 119
Actifs financiers non courants	7 434	6 991
Impôts différés	944	1 672
Total actif non-courant	**114 881**	**116 572**
Stocks	6 678	6 955
Clients et comptes rattachés	15 781	14 372
Autres débiteurs	5 920	4 566
Actifs financiers courants	3 121	3 396
Trésorerie et équivalent de trésorerie	2 922	2 348
Total actif courant	**34 422**	**31 637**
TOTAL DE L'ACTIF	**149 303**	**148 209**

(en millions d'euros)

	31.12.2004 PRO FORMA	31.12.2003 PRO FORMA
PASSIF		
Capital	8 129	8 129
Réserves et résultat consolidés	4	(1 515)
Capitaux propres (part d'EDF)	**8 133**	**6 614**
Intérêts minoritaires	**899**	**913**
Capitaux propres	**9 032**	**7 527**
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire, déconstruction et dernier cœur	25 861	25 993
Provisions pour avantages du personnel	13 618	13 684
Autres provisions pour risques	1 999	2 632
Passif spécifique des concessions	33 675	32 599
Passifs financiers non courants	20 888	19 714
Autres créditeurs	6 479	6 715
Impôts différés	3 026	2 560
Total Passif non-courant	**105 546**	**103 897**
Provisions pour risques et charges (portion courante)	4 525	2 938
Fournisseurs et comptes rattachés	9 017	7 720
Passifs financiers courants	4 899	9 891
Dettes impôt courant	397	1 042
Autres créditeurs	15 887	15 194
Total Passif courant	**34 725**	**36 785**
TOTAL DU PASSIF	**149 303**	**148 209**

Tableau K — Variations des capitaux propres

Pro forma 2004

(en millions d'euros)	31/12/2003	RÉSULTAT DE L'EXERCICE	IMPACT RÉFORME	AUTRES[1]	31/12/2004	INTÉRÊTS MINORITAIRES	TOTAL CAPITAUX PROPRES
Capitaux propres en principes comptables français	**18 924**	**1 341**	**(2 392)**	**(306)**	**17 567**	**893**	**18 460**
Retraitements bruts							
Retraites du personnel IEG	(13 170)	124	3 683	134	(9 229)	—	(9 229)
Avantages du personnel IEG	(2 618)	(127)	—	100	(2 645)		(2 645)
Concessions (effets de la loi du 9 août 2004)	(63)	81		—	18		18
Concessions de forces hydrauliques	696	—		—	696	—	696
Autres retraitements relatifs aux concessions	(330)	(55)			(385)		(385)
Tickets de raccordement	(1 968)	(131)			(2 099)	—	(2 099)
Dépenses de sécurité	1 133	123			1 256	—	1 256
Annulation des amortissements des écarts d'acquisition	—	348			348	1	349
Mise à zéro des écarts actuariels	(711)	35			(676)		(676)
Autres retraitements	(25)	(21)	—	(22)	(68)	5	(63)
Total des retraitements	**(17 056)**	**377**	**3 683**	**212**	**(12 784)**	**6**	**(12 778)**
Effet impôts sur retraitements	**4 746**	**(111)**	**(1 291)**	**6**	**3 350**	**—**	**3 350**
Capitaux propres retraités pro forma	**6 614**	**1 607**	**—**	**(88)**	**8 133**	**899**	**9 032**

(1) La colonne « Autres » présente essentiellement l'impact du versement du dividende et l'effet de la réforme de financement des retraites sur les personnels de l'activité régulée en France.

Tableau L — Tableau des flux de trésorerie

(en millions d'euros)

	2004 PRO FORMA	2003 PRO FORMA
Opérations d'exploitation :		
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	**3 096**	**2 807**
Annulation des pertes de valeur	1 373	1 180
Annulation des amortissements et provisions	6 885	6 445
Annulation des produits et charges financiers	588	1 434
Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence	90	79
Elimination des plus ou moins values de cession	(214)	(311)
Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie	90	(508)
Variation du besoin en fonds de roulement	473	114
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	**12 381**	**11 240**
Frais financiers nets décaissés	(1 194)	(1 111)
Impôts sur le résultat payés	(2 047)	(3 337)
Impôt et intérêts payés au titre de la décision de la Commission européenne	(1 224)	0
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	**7 916**	**6 792**
Opérations d'investissement :		
Variations de périmètre	(97)	44
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(4 940)	(5 208)
Acquisitions d'immobilisations financières	(1 116)	(1 413)
Cessions d'immobilisations	1 453	1 778
Variations d'actifs financiers	807	(601)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	**(3 893)**	**(5 400)**
Opérations de financement :		
Emissions d'emprunts	3 865	8 236
Remboursements d'emprunts	(7 230)	(9 287)
Dividendes versés par la société mère	(321)	(208)
Dividendes versés aux minoritaires	(46)	(63)
Augmentation de capital en numéraire	43	33
Augmentation des comptes spécifiques des concessions	174	157
Subventions d'investissement	31	33
Autres variations	3	(5)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	**(3 481)**	**(1 104)**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**542**	**288**
Trésorerie et équivalent de trésorerie à l'ouverture	2 348	2 238
Incidence des variations de change	21	(176)
Incidence des autres reclassements	11	(2)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	**2 922**	**2 348**

Tableau M — Réconciliation des informations financières retraitées pro forma 2004 avec les informations financières IFRS 2004

Les principaux impacts des ajustements pro forma affectent le résultat de la façon suivante :

(en millions d'euros)

	LOI DU 9 AOÛT 2004				
	IFRS 2004	IMPACT RÉFORME DES RETRAITES[1]	CONCESSIONS ART. 36	TOTAL IMPACTS LOI DU 9 AOÛT 2004	PRO FORMA 2004
Chiffre d'affaires	**46 788**	**(638)**		**(638)**	**46 150**
Consommations externes	(22 234)				(22 234)
Charges de personnel	(8 571)	(302)		(302)	(8 873)
Impôts et taxes	(2 827)				(2 827)
Autres produits et charges opérationnels	261		81	81	342
Excédent brut d'exploitation	**13 417**	**(940)**	**81**	**(859)**	**12 558**
Dotations nettes aux amortissements	(4 842)				(4 842)
Dotations nettes aux provisions					
Perte de valeur	(1 373)				(1 373)
Autres produits & charges	(190)				(190)
Résultat d'exploitation	**7 012**	**(940)**	**81**	**(859)**	**6 153**
Résultat financier	(5 432)	2 375		2 375	(3 057)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**1 580**	**1 435**	**81**	**1 516**	**3 096**
Impôts sur les résultats	(1 072)	(505)	(28)	(533)	(1 605)
Dotations nettes aux amortissements et provisions des écarts d'acquisition					
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	103				103
Résultat net du Groupe	**611**	**930**	**53**	**983**	**1 594**
Intérêts minoritaires	13				13
Résultat net d'EDF	**624**	**930**	**53**	**983**	**1 607**

(1) L'ensemble des écritures de retraitements sur les retraites par rapport aux comptes en normes françaises est présenté au paragraphe 5.8.2.3

Le passage des comptes publiés en normes françaises 2004 aux informations financière IFRS 2004 se trouve en tableaux C et G de l'Information financière IFRS au titre de l'exercice 2004 (cf. 5.7).

Tableau N — Réconciliation des informations financières retraitées pro forma 2003 avec les comptes historiques 2003

Les principaux impacts des ajustements pro forma affectent le résultat de la façon suivante :

(en millions d'euros)

	NORMES FRANÇAISES 2003	CHANGEMENTS DE PRÉSENTATION(1)	NORMES FRANÇAISES AU FORMAT IFRS 2003	RETRAITES & AUTRES AVANTAGES LT	CONCESSIONS	TICKETS DE RACCORDEMENT	ACTIVATION DES DÉPENSES DE SÉCURITÉ NUCLÉAIRE	ECARTS D'ACQUISITION	AUTRES	TOTAL AJUSTEMENTS	PRO FORMA 2003
Chiffre d'affaires	**44 919**		**44 919**	**(611)**		**(125)**			**28**	**(708)**	**44 211**
Consommations externes	(22 554)	993	(21 561)	578	(52)		245			771	(20 790)
Charges de personnel	(9 509)	13	(9 496)	799						799	(8 697)
Impôts et taxes	(2 703)	(2)	(2 705)								(2 705)
Autres produits et charges opérationnels	873	(842)	31		34					34	65
Excédent brut d'exploitation	**11 026**	**162**	**11 188**	**766**	**(18)**	**(125)**	**245**		**28**	**896**	**12 084**
Autres produits et charges		534	534								534
Dotations nettes aux amortissements	(4 449)		(4 449)		(17)		(75)			(92)	(4 541)
Dotations nettes aux provisions	256	(256)									
Perte de valeur		(1 484)	(1 484)					304		304	(1 180)
Résultat d'exploitation	**6 833**	**(1 044)**	**5 789**	**766**	**(35)**	**(125)**	**170**	**304**	**28**	**1 108**	**6 897**
Résultat financier	(3 513)	200	(3 313)	(777)						(777)	(4 090)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**3 320**	**(844)**	**2 476**	**(11)**	**(35)**	**(125)**	**170**	**304**	**28**	**331**	**2 807**
Impôts sur les résultats	(1 567)		(1 567)	5	(5)	43	(59)		(8)	(24)	(1 591)
Dotations nettes aux amortissements et provisions des écarts d'acquisition	(844)	844									
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	26		26					49		49	75
Résultat net du Groupe	**935**		**935**	**(6)**	**(40)**	**(82)**	**111**	**353**	**20**	**356**	**1 291**
Intérêts minoritaires	(78)		(78)					2		2	(76)
Résultat net part du groupe	**857**		**857**	**(6)**	**(40)**	**(82)**	**111**	**355**	**20**	**358**	**1 215**

(1) Les changements opérés sont de même nature que ceux exposés dans l'Information financière IFRS au titre de l'exercice 2004 (cf. 5.7).

Tableau O — Synthèse des provisions pour retraites, autres avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

PROFORMA 2004	RETRAITES I	AUTRES AVANTAGES LT POST EMPLOI IEG	AUTRES AVANTAGES LT POST EMPLOI FILIALES IEG	TOTAL IEG	AVANTAGES POST EMPLOI HORS IEG	CRÉANCES À L'ACTIF	TOTAL PROVISIONS PERSONNEL
Valeur actualisée de l'obligation au 1er janvier 2004	**12 565**	**3 043**	**39**	**15 647**	**5 175**		**20 822**
Coût des services rendus	340	188	1	529	110		639
Charges d'intérêts	615	167	2	784	307		1 091
Prestations versées pour la part des régimes (financés ou non)	(726)	(184)		(910)	(231)		(1 141)
Pertes & gains actuariels	1 171	176		1 347	371		1 718
Autres				0	163	0	163
Total engagements au 31/12/2004	**13 965**	**3 390**	**42**	**17 397**	**5 895**	**0**	**23 292**
Actifs de couverture	(3 800)	(462)		(4 262)	(2 984)	125	(7 121)
Ecarts actuariels	(1 158)	(169)		(1 327)	(342)		(1 669)
TOTAL PROVISIONS	**9 007**	**2 759**	**42**	**11 808**	**2 569**	**125**	**14 502**
					dont courant		884
					dont non courant		13 618

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour les provisions constituées au titre des retraites des IEG sont résumées ci dessous :

	31 DÉCEMBRE 2004	1er JANVIER 2004	1er JANVIER 2003
Taux d'actualisation	4,5 %	5,0 %	5,0 %

Le passage du taux d'actualisation de 5 % à 4,5 % fait naître un écart actuariel de 1 158 millions d'euros au 31 décembre 2004.

5.9 Documents consolidés du Groupe EDF

L'information financière présentée au paragraphe 5.9.2 du présent Chapitre est extraite des comptes consolidés des exercices 2004 et 2003. Celle relative à l'exercice 2002, présentée avec les comptes 2003, correspond aux comptes 2002 retraités d'une part au format des comptes de l'exercice 2003 (colonne 2002) et d'autre part selon les méthodes comptables de l'exercice 2003 (colonne 2002 pro forma).

Ces comptes ont fait l'objet d'un audit par les commissaires aux comptes du Groupe ; leurs rapports figurent au paragraphe 5.9.1 du présent Chapitre.

Les comptes publiés de l'exercice 2002 qui n'ont pas été présentés dans le présent document de base sont disponibles au siège de la Société.

5.9.1 RAPPORTS DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS

5.9.1.1 Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2002

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 2002, 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.

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 attirons votre attention sur les incertitudes suivantes :

- L'évaluation des provisions liées à la production nucléaire, telle que décrite en notes B-14 et 10 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 de négociations en cours avec Cogema. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés.
- Comme l'indique la note 18 relative aux engagements, le Groupe considère que le coût d'acquisition des titres Italenergia Bis (IEB) et les prix planchers des engagements financiers directs et indirects donnés ne sont pas remis en cause par l'évaluation faite par EDF sur la base du dernier plan d'affaires d'Edison. Ce plan n'a pas pu être revu par nos soins compte tenu des conditions actuelles d'exercice par EDF de ses droits d'actionnaire dans IEB. Certaines des hypothèses du plan d'affaires ainsi que le taux d'actualisation retenus ont un impact très sensible sur la valeur d'Edison qui repose notamment sur des cessions d'actifs et sur un plan volontariste de développement d'ici 2008, que nous ne sommes pas en mesure d'apprécier aujourd'hui.
- Comme indiqué en note 3 de l'annexe, EDF a engagé au cours de l'exercice écoulé l'inventaire physique des immobilisations de l'EPIC, qui devrait être finalisé en 2003. Les incidences éventuelles de cet inventaire sur les comptes ne peuvent être évaluées à ce jour.

Par ailleurs, nous formulons une réserve sur le point suivant :

- Le personnel actif et inactif d'EDF en France bénéfice du régime spécial de retraite des industries électriques et gazières, ainsi que d'autres avantages postérieurs à l'emploi. 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 19 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 des 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 les notes B-1 et O de l'annexe qui exposent les changements comptables résultant en particulier de l'application, à compter du 1er janvier 2002, du règlement CRC n° 2000-06 relatif aux passifs, et sur l'évolution à venir du référentiel comptable du Groupe pour convergence avec les normes internationales.

Nous avons également procédé à la vérification des informations données dans le chapitre « Résultats Financiers » 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 26 mars 2003

Les Commissaires aux comptes

Deloitte Touche Tohmatsu	Ernst & Young Audit	Mazars & Guérard
Philippe VASSOR	Patrick GOUNELLE	Jean-Louis LEBRUN
Amadou RAIMI	Claire NOURRY	Guy ISIMAT-MIRIN

5.9.1.2 Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolides relatif a l'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.

1. 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 1er 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.

2. 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.

3. 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	Ernst & Young Audit	Mazars & Guérard
Philippe VASSOR	Patrick GOUNELLE	Jean-Louis LEBRUN
Amadou RAIMI	Claire NOURRY	Guy ISIMAT-MIRIN

5.9.1.3 Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolides relatif a l'exercice clos le 31 décembre 2004

En exécution de la mission qui nous a été confiée par vos statuts, nous avons procédé au contrôle des comptes consolidés d'Electricité de France SA relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2004, 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.

1. 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 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 les informations relatives aux engagements envers le personnel exposées dans l'annexe aux comptes consolidés :

- L'évaluation des provisions liées à la production nucléaire, telle que décrite en notes 1.20, 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 Areva. Compte tenu des éléments de sensibilité évoqués, la modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés.
- Les notes 1.21, 2.3 et 28 de l'annexe décrivent notamment la réforme du financement du régime spécial de retraite des Industries Electriques et Gazières (IEG) et mentionnent le montant des engagements financiers d'EDF au titre du régime avant la réforme ainsi que les engagements résiduels au 31 décembre 2004 résultant de cette réforme. Ces informations nous permettent de lever la réserve formulée dans notre rapport sur les comptes consolidés au 31 décembre 2003.

Par ailleurs, la note 28.2 mentionne l'absence d'évaluation fiable de l'engagement au titre du régime complémentaire maladie des entités françaises relevant du régime des IEG, engagement préexistant à la réforme du financement intervenue en février 2005. Cette réforme libère EDF de ses engagements envers les inactifs à compter de cette date.

2. Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L. 225-235 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, 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 avons vérifié l'information donnée dans la note 1.1 de l'annexe sur les évolutions qui seraient susceptibles d'avoir des impacts significatifs sur les comptes.

Estimations

- Les notes 1.2, 1.10, 10, 15, 17, 19 et 30.1 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.
- La note 28.2 de l'annexe relative aux engagements de retraite et autres engagements envers le personnel mentionne les montants des engagements à la charge du groupe EDF. Dans le cadre de notre appréciation des estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes, nous avons examiné les bases et modalités des calculs actuariels des engagements ainsi que l'information donnée par le groupe. Nous avons procédé à l'appréciation du caractère raisonnable des hypothèses actuarielles retenues et des estimations effectuées.

Les appréciations ainsi portées sur ces éléments s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés pris dans leur ensemble et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

3. Vérification spécifique

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

Nous attirons votre attention sur les notes explicatives sur les principes et méthodes comptables retenus pour l'information financière IFRS 2004 (chapitre 9 du rapport sur la gestion du groupe), en particulier celles relatives aux concessions et aux engagements envers le personnel.

Neuilly-sur-Seine, Paris-La Défense et Paris, le 16 mars 2005

Les Commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIES	ERNST & YOUNG Audit	MAZARS & GUERARD
Amadou RAIMI	Patrick GOUNELLE	Jean-Louis LEBRUN
Tristan GUERLAIN	Claire NOURRY	Guy ISIMAT-MIRIN

5.9.2 COMPTES CONSOLIDÉS POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE 2002, 2003 ET 2004

Les comptes historiques présentés dans cette section sont issus des comptes consolidés publiés au titre des exercices 2003 et 2004 qui ne présentaient qu'une année de référence.

Comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)

	NOTES	PUBLIÉ 2004	PUBLIÉ 2003	PRO-FORMA 2002	PUBLIÉ 2002
Chiffre d'affaires	**6**	**46 928**	**44 919**	**41 817**	**48 359**
Consommations externes	7	(23 476)	(22 554)	(19 582)	(25 588)
Charges de personnel	8	(9 596)	(9 509)	(9 218)	(9 187)
Impôts et taxes(1)		(2 853)	(2 703)	(3 716)	(3 716)
Autres produits et charges d'exploitation	9	1 124	873	1 284	1 157
Excédent brut d'exploitation (EBITDA)		**12 127**	**11 026**	**10 585**	**11 025**
Effet net du protocole de démantèlement des installations situées sur le site de Marcoule	3.1.4	(190)	—	—	—
Dotations nettes aux amortissements		(4 716)	(4 449)	(5 399)	(5 403)
Dotations nettes aux provisions	10	(1 573)	256	(39)	(118)
Résultat d'exploitation (EBIT)		**5 648**	**6 833**	**5 147**	**5 504**
Frais financiers nets	11	(1 319)	(1 431)	(1 651)	(1 550)
Résultat de change	12	(59)	24	(90)	(96)
Autres produits et charges financiers	13	(807)	(2 106)	(1 726)	(1 769)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		**3 463**	**3 320**	**1 680**	**2 089**
Impôts sur les résultats	14	(1 494)	(1 567)	(825)	(986)
Dotations nettes aux amortissements et provisions des écarts d'acquisition	15	(710)	(844)	(714)	(713)
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	19	68	26	25	25
Résultat net du Groupe		**1 327**	**935**	**166**	**415**
Intérêts minoritaires		14	(78)	65	66
Résultat net d'EDF		**1 341**	**857**	**231**	**481**
Résultat par action en euro		**0,82**	**n.a**	**n.a.**	**n.a.**

Le format des états financiers 2002 a été modifié au 1er 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 à compter du 1er janvier 2003.

Bilans consolidés

(en millions d'euros)

	NOTES	31.12.2004 PUBLIÉ	31.12.2003 PUBLIÉ	31.12.2002 PRO-FORMA	31.12.2002 PUBLIÉ
ACTIF					
Ecarts d'acquisition	15	5 024	5 659	6 748	6 749
Immobilisations incorporelles	16	1 181	859	1 022	1 022
Immobilisations corporelles	17	97 407	99 012	102 184	95 422
Immobilisations financières	18	7 594	7 315	7 436	8 569
Titres mis en équivalence	19	2 187	2 146	2 300	2 305
Total de l'actif immobilisé		**113 393**	**114 991**	**119 690**	**114 067**
Impôts différés	14	200	216	380	353
Stocks et en-cours	20	6 660	6 924	7 661	8 102
Clients et comptes rattachés	21	15 869	14 394	12 368	12 368
Autres débiteurs	22	6 135	4 780	6 105	6 107
Actifs financiers à court terme	23	2 961	3 072	2 443	1 540
Trésorerie et équivalent de trésorerie	24	3 157	2 523	2 238	2 238
Total de l'actif circulant		**34 982**	**31 909**	**31 195**	**30 708**
TOTAL DE L'ACTIF		**148 375**	**146 900**	**150 885**	**144 775**

(en millions d'euros)

	NOTES	31.12.2004 PUBLIÉ	31.12.2003 PUBLIÉ	31.12.2002 PRO-FORMA	31.12.2002 PUBLIÉ
PASSIF					
Capital		8 129	8 129	8 129	8 129
Réserves et Résultat Consolidés		9 438	10 795	11 157	5 754
Capitaux propres (part d'EDF)		**17 567**	**18 924**	**19 286**	**13 883**
Intérêts minoritaires		**893**	**915**	**943**	**986**
Comptes spécifiques des concessions	25	20 146	19 743	20 822	20 822
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	26	14 312	14 658	14 182	14 182
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	27	12 608	12 101	14 537	14 537
Provisions pour avantages du personnel	28	2 403	2 185	2 150	2 150
Provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	29	14 640	13 939	12 451	12 451
Autres provisions pour risques et charges	30	4 396	3 512	3 867	6 670
Impôts différés	14	5 624	5 853	6 199	4 129
Emprunts et dettes financières diverses	31	25 786	29 604	31 544	29 542
Fournisseurs et comptes rattachés		9 118	8 164	6 353	6 353
Autres créditeurs	32	20 882	17 302	18 551	19 070
TOTAL DU PASSIF		**148 375**	**146 900**	**150 885**	**144 775**

Le format des états financiers 2002 a été modifié au 1er 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 à compter du 1er janvier 2003.

Tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)

	NOTES	2004	2003	2002 PRO FORMA	2002
Opérations d'exploitation :					
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		3 463	3 320	1 680	2 089
Annulation des amortissements et provisions		7 930	6 379	7 496	7 574
Annulation des produits et charges financiers		482	1 530	1 692	1 592
Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence		90	79	73	73
Elimination des plus ou moins values de cession		(260)	(311)	(194)	(194)
Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie *		90	26	—	—
Variation du besoin en fonds de roulement		318	17	1 715	1 175
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		12 113	11 040	12 462	12 309
Frais financiers nets décaissés		(1 096)	(1 007)	(1 315)	(1 213)
Impôts sur le résultat payés		(2 047)	(3 337)	(1 849)	(1 849)
Impôt et intérêts payés au titre de la décision de la Commission européenne	3.1	(1 224)	—	—	—
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles		**7 746**	**6 696**	**9 298**	**9 247**
Opérations d'investissement :					
Variations de périmètre		(97)	44	(4 068)	(4 068)
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles		(4 710)	(4 963)	(5 960)	(5 914)
Acquisitions d'immobilisations financières		(1 116)	(1 413)	(1 464)	(1 464)
Cessions d'immobilisations		1 453	1 778	1 422	1 422
Variations d'actifs financiers		807	(601)	95	95
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement		**(3 663)**	**(5 155)**	**(9 975)**	**(9 929)**
Opérations de financement :					
Emissions d'emprunts		3 865	8 236	5 742	5 742
Remboursements d'emprunts		(7 230)	(9 287)	(3 899)	(3 894)
Dividendes versés par la société mère		(321)	(208)	(315)	(315)
Dividendes versés aux minoritaires		(46)	(63)	(63)	(63)
Augmentation de capital en numéraire		43	33	81	81
Augmentation des comptes spécifiques des concessions		174	157	52	52
Subventions d'investissement		31	33	67	67
Autres variations		3	(5)	—	—
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement		**(3 481)**	**(1 104)**	**1 665**	**1 670**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		**602**	**437**	**988**	**988**
Trésorerie et équivalent de trésorerie à l'ouverture		2 523	2 238	1 804	1 804
Incidence des variations de change		21	(176)	(185)	(185)
Incidence des autres reclassements		11	24	(369)	(369)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture		**3 157**	**2 523**	**2 238**	**2 238**

* En 2004, effet du protocole de démantèlement des installations situées sur le site de Marcoule.

Le format des états financiers 2002 a été modifié au 1er 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 à compter du 1er janvier 2003.

Variations des capitaux propres consolidés et des intérêts minoritaires

(en millions d'euros)

	CAPITAL	RÉSERVES CONSOLIDÉES	RÉSULTAT	DIFFÉRENCES DE CONVERSION	TOTAL CAPITAUX PROPRES	INTÉRÊTS MINORITAIRES
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		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**
Affectation du résultat		857	(857)		—	—
Résultat			1 341		1 341	(14)
Dividendes versés		(321)			(321)	(46)
Différences de conversion				79	79	42
Autres variations		(2 456) (3)			(2 456)	(4)
Situation au 31 décembre 2004	**8 129**	**9 883**	**1 341**	**(1 786)** (4)	**17 567**	**893**

(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.

(3) La diminution des réserves consolidées (2 456 millions d'euros) résulte de la comptabilisation des soultes et contribution de maintien de droits pour (2 392) millions d'euros net d'impôts ainsi que des provisions pour avantages à long terme pour (64) millions d'euros net d'impôts (voir 2.3.2).

(4) Les différences de conversion concernent principalement l'Amérique du Sud à hauteur de (1 766) millions d'euros.

Le format des états financiers 2002 a été modifié au 1er 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 à compter du 1er janvier 2003.

Annexes aux comptes consolidés

Note 1 : Principes et méthodes comptables

1.1 Référentiel comptable du Groupe en vigueur au 31 décembre 2004

Le groupe EDF établit ses comptes consolidés en conformité avec la réglementation comptable française en vigueur, et selon les règles et méthodes comptables décrites ci-après (paragraphes 1.3 à 1.23).

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

Dans ce contexte, le Groupe a procédé sur les exercices 2002 et 2003 à plusieurs changements comptables tels que décrits ci-après.

1.2 Changements comptables

1.2.1 CHANGEMENTS DE MÉTHODE DE L'EXERCICE 2003

Le Groupe a appliqué par anticipation au 1er 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 composants du coût des révisions périodiques majeures ;
- l'annulation de la provision pour maintien du potentiel hydraulique.

Par ailleurs, le Groupe a opté au 1er 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.

1.2.1.1 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.

1.2.1.2 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.

1.2.1.3 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.

1.2.1.4 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).

1.2.1.5 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 1er 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.

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

Le Groupe applique à compter du 1er 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.

1.2.1.7 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 consolidé 2002 des changements de méthode comptable intervenus au cours de l'exercice 2003 :

(en millions d'euros)

	BRUT	IMPÔT	NET
Capitaux propres publiés au 31.12.2002			**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 (données pro forma)			**19 286**

(en millions d'euros)

	BRUT	IMPÔT	NET
Résultat net d'EDF au 31.12.2002 (Publié)			**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 (données pro forma)			**231**

1.2.2 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 1.21, 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.

1.2.3 CHANGEMENT D'ESTIMATION

Le Groupe a également décidé au 1er janvier 2003 d'allonger la durée d'amortissement de ses installations nucléaires en France pour la porter de 30 ans à 40 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 30 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 1er janvier 2003 a eu pour conséquence de décaler de 10 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 1er 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.

1.2.4 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...).

1.2.4.1 Changement de présentation du compte de résultat :

Le format du compte de résultat a été modifié à compter du 1er 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 milliards 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.

1.2.4.2 Changement de présentation du bilan :

La présentation du bilan a été modifiée à compter du 1er 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 3 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 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 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).

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 postérieurs à l'emploi.

En 2004, en raison des évolutions de la réglementation comptable française, le Groupe a provisionné l'ensemble des avantages à long terme du personnel en activité. L'impact est de 64 millions d'euros sur les capitaux propres au 1er janvier 2004 et de 8 millions d'euros sur le résultat net de l'exercice.

Par ailleurs, les engagements envers le personnel d'EDF et de ses filiales relevant du statut des IEG au titre des avantages postérieurs à l'emploi sont mentionnés en note 28.

A ce jour, les principales différences avec les normes comptables internationales en vigueur au 31 décembre 2004 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 en 2004 le traitement des concessions appliqué jusqu'alors. La loi n°2004-803 du 9 août 2004 n'a pas d'impact sur les comptes en 2004 ; en revanche, à compter du 1er janvier 2005 elle conduira à des changements comptables qui sont décrits au paragraphe 2.4. Le Groupe reste en attente d'interprétations de l'IFRIC sur ce sujet.

L'application de ces normes ou leurs évolutions seraient susceptibles d'avoir des impacts significatifs sur les comptes en 2005.

1.3 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.

1.4 Méthodes de consolidation

Les sociétés dans lesquelles EDF exerce un contrôle exclusif sont consolidées par intégration globale. Le contrôle exclusif est le pouvoir, direct ou indirect, de diriger les politiques financières et opérationnelles d'une entreprise afin de tirer avantage de ses activités. Il y a présomption de contrôle exclusif lorsque la détention, directe et indirecte, est supérieure à 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 sociétés concernées font l'objet d'un suivi.

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.

Jusqu'en 2003, le Groupe avait en substance le contrôle des fonds communs de créances Oxygen et Electra, dans lesquels il ne détenait toutefois aucune part ou action, et de certains fonds communs de placement. De ce fait, ces entités n'étaient pas consolidées.

1.5 Conversion des comptes des sociétés étrangères

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

Les différences de change ayant trait à un élément monétaire qui fait en substance partie intégrante de l'investissement net du Groupe dans une entreprise étrangère consolidée sont inscrites dans les capitaux propres consolidés jusqu'à la cession ou la liquidation de cet investissement net, date à laquelle elles sont inscrites en charges ou en produits dans le résultat comme les autres 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 1er 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.

1.6 Chiffre d'affaires

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

Le Groupe constate les ventes quand :

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

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

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

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

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

1.7 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.

1.8 Ecarts d'acquisition

L'écart d'acquisition représente l'excédent du coût d'acquisition sur la part d'intérêt du Groupe dans la juste valeur des actifs et passifs identifiables de l'entité acquise. 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 20 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 sociétés mises en équivalence ».

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

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 indice montrant que l'écart d'acquisition a pu perdre de la valeur selon les principes énoncés dans la note 1.11.

1.9 Immobilisations incorporelles

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

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

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

- la faisabilité technique nécessaire à l'achèvement de l'immobilisation incorporelle en vue de sa mise en service ou de sa vente ;
- son intention d'achever l'immobilisation incorporelle et de l'utiliser ou de la vendre ;
- sa capacité à utiliser ou à vendre l'immobilisation incorporelle ;
- la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs probables ;
- la disponibilité de ressources (techniques, financières et autres) appropriées pour achever le développement et utiliser ou vendre l'immobilisation incorporelle ;
- sa capacité à évaluer de façon fiable les dépenses attribuables à l'immobilisation incorporelle au cours de son développement.

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

1.10 Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production ou en ce qui concerne EDF SA, le cas échéant à leur valeur réévaluée, diminué 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 1.21).

Les immobilisations sont amorties selon le mode linéaire.

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

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

1.10.1 DOMAINE PROPRE

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

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

Les pièces de sécurité stratégiques des installations nucléaires constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties au prorata de la durée de vie des 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 10 ans correspondant à l'intervalle séparant deux révisions.

Les biens de la concession du réseau d'alimentation générale en France sont propriété d'EDF et sont présentés en biens du domaine propre.

1.10.2 DOMAINE CONCÉDÉ

En France, EDF 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 d'EDF et qui 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 (voir note 1.21).

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.

1.10.3 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.

1.10.4 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.

1.10.5 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 (*)
• Installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation)	30 à 45 ans.

(*) sous réserve de dispositions réglementaires plus restrictives dans certains pays.

1.11 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 le coût moyen pondéré du capital de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés ; ils sont déterminés par zone économique, géographique et par activité le cas échéant. Pour les activités régulées d'EDF, le taux d'actualisation retenu correspond à la rémunération de 6,5 % avant impôt fixée par le régulateur, soit 4,2 % après impôt.
- Les flux de trésorerie futurs sont établis sur la base des plans à moyen terme.

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

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

1.12 Immobilisations financières

1.12.1 TITRES DE PARTICIPATION ET TITRES IMMOBILISÉS

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.

1.12.2 Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP)

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

- le premier est composé d'actifs financiers dédiés destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan (voir notes 18.3, 26 et 27). Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers du Groupe eu égard à leur objectif ;
- le second est constitué de titres acquis principalement par EDF et EnBW, pour en retirer, à plus ou moins longue échéance, une rentabilité satisfaisante et sans intervenir dans la gestion des sociétés dont les titres sont détenus.

Compte tenu de leur détention à long terme, ces actifs ont été comptabilisés en autres titres immobilisés de l'activité de portefeuille.

Les TIAP (actions et obligations) sont comptabilisés au coût historique. A la clôture, la valeur d'inventaire retenue pour ces TIAP est appréciée individuellement en tenant compte notamment des perspectives d'évolution de l'entreprise dont les

titres sont détenus et du cours de bourse. Lorsque la valeur d'inventaire est inférieure au coût d'entrée, une moins-value latente est intégralement provisionnée sans compensation avec les gains potentiels.

Au vu des dispositions adoptées par le CNC (Communiqué du 8 février 2005) pour l'arrêté 2004, ces OPCVM dédiés n'ont pas lieu d'être consolidés, n'ayant vocation ni à réaliser des opérations directes ou indirectes sur des intruments financiers émis par EDF, ni à acquérir des participations à caractère stratégique, ni à recourir à l'endettement ou à souscrire des engagements passifs autres que ceux résultant d'opérations courantes en vue de la réalisation de leur objectif de gestion.

1.13 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.

1.13.1 MATIÈRES ET COMBUSTIBLES NUCLÉAIRES

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

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

Les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication des combustibles, dont la durée est supérieure à un an, et les combustibles nucléaires, qu'ils soient en magasin ou en réacteur, sont enregistrés dans les comptes de stocks.

Les stocks sont évalués selon la méthode dite du coût moyen pondéré appliquée à chacune des composantes (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication).

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

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

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

1.13.2 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.

1.14 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 au risque potentiel de non-recouvrement ultérieur.

1.15 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.

1.16 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués par les liquidités immédiatement disponibles et par les placements à très court terme dont l'échéance à la date d'acquisition est généralement inférieure ou égale à trois mois.

1.17 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 contribuées à financer.

1.18 Frais d'émission des emprunts, 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).

1.19 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.

1.20 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.

1.21 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 évènement 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.

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 en France.

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).

Ce traitement est appelé à évoluer à compter de 2005 dans le cadre des dispositions de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 (voir note 2.4).

La valeur de remplacement fait l'objet, au 31 décembre de l'exercice, d'une revalorisation annuelle sur la base d'indices spécifiques à la profession et issus de publications officielles. 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 (pour la partie épuisée) ou consommés.

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

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

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

Pour la France, le Groupe a retenu en 2002 et conservé depuis lors, un taux d'actualisation de 5 % et un taux d'inflation à long terme de 2 %, soit un taux réel de 3 %. Ce taux a été retenu sur la base de séries longues d'un échantillon d'emprunts obligataires et tient compte du fait qu'une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions seront décaissées sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières.

L'effet des changements d'estimation des provisions à long terme dont la contrepartie a été initialement enregistrée à l'actif, qu'ils soient liés à un changement de calendrier, de taux d'actualisation, d'estimation des dépenses ou d'évolutions technologiques est imputé sur l'actif de contrepartie et au-delà sur l'actif de référence sous-jacent (centrale). Chacun de ces paramètres pris isolément ou de façon combinée est susceptible d'impacter sensiblement ces estimations dans le temps.

1.22 Provisions et engagements en faveur du personnel

Les salariés du Groupe bénéficient, suivant les réglementations locales et certaines dispositions spécifiques comme la réglementation statutaire pour les entreprises relevant du régime des Industries Electriques et Gazières, d'avantages pendant leur durée d'activité et d'inactivité.

1.22.1 ENGAGEMENTS CONCERNANT LES RETRAITES ET LES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI

Lors de leur départ en retraite, les salariés du Groupe bénéficient de pensions déterminées selon les réglementations locales auxquelles s'ajoutent le cas échéant des prestations directement à la charge des sociétés, et des prestations complémentaires dépendantes des réglementations.

Les engagements 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 engagements d'EDF SA et des filiales françaises relevant du régime des IEG ainsi que la réforme du financement du régime spécial des retraites sont décrits dans les notes 2.3 et 28, pour chacun de ces engagements.

1.22.2 ENGAGEMENTS CONCERNANT LES AUTRES AVANTAGES LONG TERME

Ces avantages concernant les salariés en activité sont accordés selon chaque réglementation locale, en particulier la réglementation statutaire des Industries Electriques et Gazières pour EDF SA et les filiales françaises sous le régime des IEG. Ils sont décrits dans la note 28.2 de la présente annexe.

1.22.3 MODE DE CALCUL ET COMPTABILISATION DES ENGAGEMENTS LIÉS AU PERSONNEL

Au 31 décembre 2004, EDF a maintenu l'option offerte par les textes comptables français de ne pas provisionner les engagements à verser postérieurement à l'emploi pour le personnel relevant des IEG. Seuls sont provisionnés les engagements relatifs aux filiales étrangères.

Les avantages à long terme versés au personnel en activité sont, en revanche, provisionnés en totalité à compter du 1er janvier 2004, conformément au règlement 99-02 modifié en 2004 sur les comptes consolidés.

L'intégralité des engagements fait l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture en matière de retraites, avantages postérieurs à l'emploi et d'avantages à long terme en tenant compte des conditions économiques propres à chacun des pays et des perspectives d'évolution de salaires.

Ainsi pour les retraites et les autres avantages postérieurs à l'emploi, cette méthode d'évaluation tient compte en particulier des données suivantes :

- des salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables (service actif, nombre d'enfants) ;
- des effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays ;
- les réversions de pensions dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG ;
- d'un taux d'actualisation nominal de 5 % au 1er janvier 2004 et de 4,5 % au 31 décembre 2004.

Suivant la possibilité offerte par la réglementation, pour la comptabilisation des engagements de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi — quand ils sont provisionnés — les gains et pertes actuariels excédant 10 % du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.

Pour les autres avantages à long terme, suivant les réglementations comptables applicables, la provision est constituée selon une méthode d'évaluation simplifiée. Ainsi, si une évaluation actuarielle selon la méthode des unités de crédit projetées est nécessaire, les écarts actuariels sans application de la règle du corridor ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision.

Pour l'ensemble des engagements comptabilisés, les droits acquis au cours de l'exercice sont comptabilisés en charge de personnel, et les charges d'actualisation sont enregistrées en résultat financier.

1.23 Instruments financiers

1.23.1 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 assimilés à des marchés organisés (présentant une forte liquidité), en portefeuille à la date d'arrêté 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''.

1.23.2 INSTRUMENTS DE LONG TERME

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

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

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

1.23.3 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.

Le chiffre d'affaires de cette activité est présenté net des achats.

1.24 Assurances

EDF assure sa Responsabilité Civile Générale à travers un programme d'assurance Groupe qui couvre la maison-mère et toutes les filiales sous contrôle exclusif, à l'exception d'Electricité de Strasbourg principalement.

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, en faisant appel aux marchés (assureurs, pools nucléaires nationaux, réassureurs, mutuelle ELINI).

EDF transfère une partie du risque Tempête sur les réseaux de Distribution (dommages subis par les biens propres ou en concession) auprès de CDC-IXIS.

Pour la couverture de dommages matériels conventionnels (c'est-à-dire dommages subis par les biens propres ou en concession, hors réseaux aériens et nucléaire), EDF a d'une part adhéré le 31 janvier 2004 à la mutuelle internationale d'énergéticiens « OIL » et d'autre part, acheté des assurances complémentaires en faisant appel aux marchés internationaux d'assurance et de réassurance. Ce programme, finalisé pour EDF et EDF Energy, est progressivement étendu aux filiales sous contrôle exclusif.

Note 2 : Loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières

La loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux Entreprises Electriques et Gazières a été publiée le 11 août 2004 au Journal Officiel.

Au-delà du changement de forme juridique d'Electricité de France (EDF) et de Gaz de France — transformation des établissements publics industriels et commerciaux en sociétés anonymes — le texte comprend notamment quatre séries de dispositions concernant : le service public et l'opérateur commun de distribution, la transposition des directives européennes relatives à l'électricité et au gaz (notamment la filialisation des gestionnaires de réseaux de transport), la réforme du financement du régime spécial de retraites des IEG et la séparation entre réseau de distribution publique et réseau public de transport.

Au 31 décembre 2004, tous les décrets permettant l'application de cette loi sont publiés ou en cours de finalisation.

2.1 Création d'EDF SA

Conformément à la loi du 9 août 2004, la transformation d'EDF, établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC), en société anonyme (SA) est intervenue le 19 novembre 2004 par décret n° 2004-1224 du 17 novembre 2004. EDF peut désormais s'affranchir du principe de spécialité et élargir son offre commerciale face à ses concurrents. Les statuts de la SA sont annexés à ce décret.

Le capital social d'EDF SA détenu par l'Etat dans son intégralité est fixé à la somme de huit milliard cent vingt neuf millions d'euros (8 129 000 000 euros), divisé en un milliard six cent vingt cinq millions huit cent mille actions (1 625 800 000 actions) de cinq euros chacune de valeur nominale, entièrement libérées. Conformément aux dispositions de la loi (article 24), l'Etat doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital de la société.

Par ailleurs, la société est titulaire, au 19 novembre 2004, de l'ensemble des biens, droits et obligations précédemment attachés à l'établissement public EDF créé par la loi n°46-628 du 8 avril 1946.

La loi du 9 août 2004 apporte des précisions complémentaires quant au bilan d'ouverture de la société anonyme et à la traduction comptable des dispositions sur les retraites et les concessions :

- le bilan au 31 décembre 2004 de la société anonyme est constitué à partir du bilan au 31 décembre 2003 de l'établissement public EDF et du compte de résultat de l'exercice 2004 ;
- les charges ou les produits exceptionnels résultant des articles 19 (voir note 2.3 infra) et 36 (voir note 2.4 infra) s'imputent sur la situation nette desdites entreprises.

2.2 Filialisation du gestionnaire du réseau de transport d'électricité

Depuis la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité est un service indépendant sur le plan de la gestion, des autres activités d'EDF.

Les missions de ce gestionnaire sont :

- d'exploiter et d'entretenir le réseau public de transport d'électricité ;
- de développer ce réseau afin de permettre le raccordement des producteurs, des réseaux publics de distribution et des consommateurs, ainsi que l'interconnexion avec les autres réseaux ;
- d'assurer à tout moment l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau ;
- d'assurer la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau en tenant compte des contraintes techniques.

La directive européenne 2003/54/CE du 26 juin 2003 concernant le marché intérieur de l'électricité a entendu renforcer cette indépendance en obligeant les Etats membres et les entreprises concernées à organiser l'indépendance juridique des gestionnaires de réseau public de transport d'électricité. Les activités de transport doivent désormais être exercées par des personnes juridiques distinctes de celles qui exercent des activités de production ou de fourniture d'électricité.

La loi du 9 août 2004 transpose cette obligation en droit français en prévoyant la filialisation par EDF de l'activité transport, telle qu'actuellement exercée par RTE.

Cette loi dispose qu'une société, dont le capital est détenu en totalité par EDF, l'Etat ou d'autres entreprises ou organismes appartenant au secteur public, est le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité ; elle organise l'indépendance de gestion et d'exploitation de cette société qui est régie, sauf dispositions législatives contraires, par les lois applicables aux sociétés anonymes. Elle prévoit en outre qu'EDF transfère au profit de cette société, par apport partiel d'actifs, les ouvrages du réseau public de transport d'électricité et les biens de toute nature dont elle est propriétaire et qui sont liés à l'activité de transport d'électricité. Cet apport sera réalisé à la valeur nette comptable. Le bilan d'apport de la nouvelle société sera établi sur la base du dernier compte séparé de l'activité de transport d'EDF.

Conformément à la loi du 9 août 2004, un décret à paraître fixera les statuts de cette société qui entreront en vigueur à la date de l'apport partiel d'actifs réalisé par EDF. C'est à cette même date que la société deviendra le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité en lieu et place d'EDF.

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

Les objectifs de la réforme du financement du régime spécial de retraites des Industries Electriques et Gazières sont au nombre de trois :

- assurer la pérennité du régime spécial de retraites ;
- adosser celui-ci au régime général et aux régimes complémentaires pour les droits couverts par les régimes de droit commun ;

- garantir la neutralité financière du nouveau dispositif pour l'ensemble des parties.

Les principales mesures de la réforme sont les suivantes (articles 16 à 23 de la loi du 9 août 2004) :

2.3.1 CRÉATION DE LA CAISSE NATIONALE DES INDUSTRIES ELECTRIQUES ET GAZIÈRES (CNIEG)

A compter du 1er janvier 2005, le fonctionnement du régime d'assurance vieillesse, invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles des IEG est assuré par la Caisse Nationale des Industries Electriques et Gazières (CNIEG), organisme paritaire de sécurité sociale de droit privé placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la sécurité sociale, du budget et de l'énergie dont les statuts ont été fixés par le décret n° 2004-1354 du 10 décembre 2004. L'ensemble des salariés et des retraités ainsi que des employeurs de la branche des IEG sont obligatoirement affiliés à cette caisse à compter du 1er janvier 2005.

Les droits à la retraite des salariés relevant de ces industries restent inchangés. Seules les modalités de financement du régime spécial sont modifiées.

2.3.2 ADOSSEMENT FINANCIER AUX RÉGIMES DE DROIT COMMUN

Des conventions financières sont mises en place entre la CNIEG et les différents régimes de droit commun (CNAV, AGIRC, ARRCO) conduisant, dans le cadre d'un principe de neutralité financière pour l'ensemble des assurés sociaux, à un adossement financier de la CNIEG à ces régimes de droit commun. Les conditions et modalités selon lesquelles la CNIEG verse à ces régimes les cotisations de retraites et, en contrepartie selon lesquelles ces mêmes régimes versent à la CNIEG les prestations de retraites, sont calquées sur les conditions et modalités qui seraient applicables si les personnels affiliés à la CNIEG relevaient respectivement du régime général de sécurité sociale ou des régimes de retraites complémentaires concernés.

Conformément au principe de neutralité financière, les conventions déterminent également les montants et modalités de paiement des contributions exceptionnelles, forfaitaires et libératoires destinées à couvrir les charges permanentes ainsi que les charges de trésorerie résultant de l'évaluation à la date de la réforme de la situation démographique, financière et économique respective de ces régimes et du régime des IEG ainsi que du niveau et de la structure des rémunérations respectifs de leurs affiliés.

Le montant de la contribution exceptionnelle due à la CNAV s'élève à 7 649 millions d'euros pour l'ensemble de la branche. Le montant au titre du personnel d'EDF dont une partie sera versée en 2005 est de 6 053 millions d'euros dont 2 724 millions d'euros au titre des activités non régulées. Le solde de cette contribution exceptionnelle, soit 3 329 millions d'euros au titre des activités régulées, sera payé sur 20 ans à compter de 2005 et sera financé par les contributions tarifaires perçues sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel (cf. note 2.3.4).

Le montant de la contribution exceptionnelle due au titre des régimes de retraites complémentaires AGIRC et ARRCO est destiné à couvrir les réserves et le fonds de gestion de ces régimes. Il s'élève à 799 millions d'euros, correspondant à 632 millions d'euros pour EDF dont 90 % seront versés en 2005 et le solde en 2006.

Une contribution de maintien de droits a été intégrée aux conventions signées avec les régimes de retraites complémentaires (AGIRC et ARRCO). Elle sera définitivement fixée en 2010 et portera sur l'évolution de la masse salariale effective des IEG sur la période 2005 — 2010. Elle pourrait conduire au versement par la CNIEG d'une contribution plafonnée à 918 millions d'euros, soit 327 millions d'euros pour EDF pour la part non régulée.

Ces conventions ont été approuvées par arrêtés en date des 4 et 7 février 2005 signés par les ministres chargés de la sécurité sociale, du budget et de l'énergie.

2.3.3 RÉPARTITION DES DROITS SPÉCIFIQUES DU RÉGIME SPÉCIAL DES ENTREPRISES DES INDUSTRIES ELECTRIQUES ET GAZIÈRES.

Les droits spécifiques du régime spécial d'assurance vieillesse des IEG correspondent aux prestations de ce régime non couvertes par les régimes de droit commun.

La loi du 9 août 2004 et ses décrets d'application répartissent les droits spécifiques relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004 (« droits spécifiques passés ») entre les différentes entreprises des IEG et, pour chaque entreprise, entre d'une part les droits afférents à chacune des prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel (« droits spécifiques passés régulés ») et d'autre part les droits afférents aux autres activités (« droits spécifiques passés non régulés »).

Ainsi, sur la base des masses salariales 2004 estimées de l'ensemble des entreprises des IEG, la quote-part d'EDF au sein des IEG a été fixée à 79,14 %. Cette quote-part fera l'objet d'un ajustement sur la base des masses salariales 2004 définitives. Les droits spécifiques passés afférents à EDF sont répartis à 55 % pour les activités régulées (dont 7,5 % pour les activités de transport d'électricité et 47,5 % pour les activités de distribution d'électricité) et à 45 % pour les activités non régulées.

En ce qui concerne les filiales d'EDF relevant du régime des IEG, principalement Electricité de Strasbourg et Tiru, leurs quote-parts respectives s'élèvent à 0,68 % et 0,08 %. Les droits spécifiques passés d'Electricité de Strasbourg relèvent à 92 % des activités régulées, et de Tiru à 80 % des activités non régulées.

2.3.4 CRÉATION DE LA CONTRIBUTION TARIFAIRE D'ACHEMINEMENT (CTA) SUR LES PRESTATIONS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ NATUREL

La loi du 9 août 2004 a institué au profit de la CNIEG une contribution tarifaire sur chacune des prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel (CTA). Les contributions tarifaires d'acheminement financent les droits spécifiques passés régulés. Elles financent également la quote-part régulée de la contribution exceptionnelle définie dans la convention avec la CNAV et, le cas échéant, de la contribution exceptionnelle relative à la contribution de maintien de droits intégrée aux conventions avec les régimes de retraites complémentaires.

Les taux de contribution tarifaire sont périodiquement fixés par les ministres chargés de l'énergie, du budget et de la sécurité sociale après avis de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE).

La mise en œuvre de ce dispositif assurera la neutralité tarifaire pour les clients finals.

2.3.5 FINANCEMENT DES DROITS SPÉCIFIQUES NON RÉGULÉS

Les droits spécifiques passés non régulés sont financés par les entreprises des IEG dans les proportions définies par décret. Les engagements de retraite indiqués dans les notes 1.22 et 28.2 comprennent l'intégralité des droits spécifiques passés non régulés alloués à EDF.

Les droits spécifiques du régime des activités régulées et non régulées constitués à compter du 1er janvier 2005 seront intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leurs poids respectifs en termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

2.3.6 GARANTIE DE L'ETAT

La garantie de l'Etat sera octroyée à la CNIEG sur l'ensemble des droits spécifiques passés.

2.3.7 IMPACTS COMPTABLES

Le nouveau mode de financement du régime de retraites prenant effet au 1er janvier 2005, ces conventions permettent de déterminer le montant des paiements et des provisions à constituer dans les comptes d'EDF par imputation sur les capitaux propres tant au titre des droits spécifiques acquis au 31 décembre 2004 qu'au titre des « soultes », pour les activités autres que le transport et la distribution.

Tous les décrets permettant l'application de cette réforme (décret de répartition entre les entreprises, décret permettant la définition des droits spécifiques passés, et du périmètre de la contribution tarifaire d'acheminement...) sont publiés ou en cours de finalisation, de même les conventions financières avec les organismes de retraite ont été signées, ce qui permet l'application intégrale de la réforme.

La réforme étant en substance réalisée au 31 décembre 2004, les soultes vis à vis de la CNIEG ont été enregistrées en dettes ou en provisions en contrepartie des capitaux propres dans les comptes au 31 décembre 2004. L'impact de la comptabilisation des soultes au 31 décembre 2004 sur les capitaux propres est alors une diminution de 2 392 millions d'euros nets d'impôts.

Au 31 décembre 2004, EDF a maintenu l'option offerte par les textes comptables français de ne pas provisionner les engagements à verser postérieurement à l'emploi. Ces engagements sont mentionnés dans la note 28 « Provisions et engagements pour avantages du personnel ».

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

La loi du 9 août 2004 précise les périmètres respectifs des réseaux publics de transport et de distribution publique.

L'article 36 organise les modalités de reclassement :

- les ouvrages classés au 1er janvier 2005 dans le réseau d'alimentation générale (RAG) et relevant des réseaux de distribution publique (DP) seront reclassés dans ces réseaux à cette date et transférés à titre gratuit aux collectivités locales concédantes pour leur valeur nette comptable.

EDF reste propriétaire de la partie des postes de transformation de haute ou très haute tension en moyenne tension.

- nonobstant les éventuelles clauses contraires des contrats de concession de distribution publique d'électricité, EDF n'est plus tenue vis à vis des autorités concédantes à aucune obligation financière liée au renouvellement des ouvrages après le terme des concessions. Les provisions pour charges futures de renouvellement constituées antérieurement au 1er janvier 2005, pour les biens dont le renouvellement interviendra après le terme des concessions, auront dorénavant pour objet de faire face, à concurrence du montant nécessaire, aux obligations de renouvellement des ouvrages anciennement classés dans le RAG et transférés en DP, dont le renouvellement interviendra avant le terme des concessions.

Ces dispositions prendront effet à compter du 1er janvier 2005. Sans préjuger de l'évolution des normes comptables relatives aux concessions en 2005, leurs effets par rapport au traitement comptable actuel seront les suivants :

- la suppression de l'obligation financière liée au renouvellement des biens au-delà du terme de la concession conduira à revenir à une définition de droit commun des provisions pour renouvellement, assises sur la différence entre valeur de remplacement et valeur historique.

En vertu des contrats de concession, EDF restera tenu de pratiquer après le 1er janvier 2005 un amortissement du financement du concédant, actuellement compris dans la provision pour renouvellement. Afin d'identifier cet amortissement, les immobilisations en concession donneront lieu à la comptabilisation :

  - d'un amortissement industriel calculé sur la durée des biens, réparti entre amortissement des financements du concédant et du concessionnaire.
  - d'une provision pour renouvellement (différence entre valeur de remplacement et valeur historique des biens).

Ce nouveau mode de comptabilisation aura pour effet principal de reclasser au passif du bilan, dans les comptes spécifiques des concessions, la quote-part d'amortissement constitué sur le financement du concédant, incluse jusqu'au 31 décembre 2004 dans la provision pour renouvellement, estimée à 4,5 milliards d'euros.

- le transfert des biens RAG en DP aura pour conséquences :
  - le reclassement des immobilisations du domaine propre aux immobilisations du domaine concédé à leur valeur nette comptable pour 712 millions d'euros ;
  - le reclassement des subventions et provisions réglementées dans les comptes de droits du concédant pour 9 millions d'euros ;
  - l'affectation de la provision pour charges futures (PCF) constituée au 31 décembre 2004 au renouvellement des ouvrages anciennement classés dans le RAG et transférés en DP.

Ces mesures auront un impact de 12 millions d'euros après impôts sur les capitaux propres.

Note 3 : Evénements et transactions significatifs survenus au cours des exercices

3.1 Au cours de l'exercice 2004

Les principaux événements de l'exercice 2004 sont :

3.1.1 DÉCISION DE LA COMMISSION EUROPÉENNE

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

Un montant total de 1 224 millions d'euros comprenant 7 millions d'intérêts courus sur l'exercice 2004 a été versé en février 2004 à l'Etat français.

EDF a déposé une requête en annulation de la décision de la Commission Européenne. Le recours a été introduit devant le Tribunal de Première Instance des Communautés Européennes (TPICE) le 27 avril 2004.

3.1.2 CONTRIBUTION AU SERVICE PUBLIC DE L'ELECTRICITÉ EN FRANCE

En France, les arrêtés ministériels du 28 février 2004 ont fixé la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE) à 4,5 Euro/MWh et ont baissé corrélativement les tarifs intégrés de 1,2 Euro/MWh avec effet rétroactif au 1er janvier 2004.

3.1.3 ACCROISSEMENT DE L'OUVERTURE DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

La loi française du 10 février 2000 pour l'électricité a transcrit en droit français les modalités de l'ouverture des marchés découlant des directives européennes. Conformément à cette loi, depuis le 1er juillet 2004 tous les clients professionnels (soit 2,3 millions de clients) sont « éligibles » et peuvent, en exerçant leur éligibilité, négocier librement leur contrat de fourniture. Cette mesure porte de 37 à 70 % l'ouverture du marché français de l'électricité.

3.1.4 CRÉATION PAR LE GOUVERNEMENT FRANÇAIS D'UN FONDS DÉDIÉ POUR LE DÉMANTÈLEMENT DES INSTALLATIONS DE MARCOULE

En novembre 2004, l'Etat français a décidé de créer un fonds dédié pour assurer le financement du démantèlement des installations nucléaires situées sur le site de Marcoule. Dans ce cadre, le Commissariat à l'Energie Atomique (CEA), la COGEMA et EDF ont signé fin décembre 2004 un protocole d'accord relatif à la reprise de la maîtrise d'ouvrage et au financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie de l'acceptation par le CEA de la reprise de la maîtrise d'ouvrage des opérations sur l'usine UP1 de Marcoule, EDF verse au CEA une contribution libératoire de 1 141 millions d'euros qui couvre l'intégralité de la quote-part d'EDF au coût des opérations restant à réaliser sur cette usine au 1er décembre 2004. L'impact sur le résultat d'exploitation (EBIT) est une charge nette de 190 millions d'euros après reprise des provisions existantes.

3.1.5 CESSION DES TITRES TOTAL DÉTENUS PAR EDF SA

Au second semestre 2004, l'ensemble des titres Total a été cédé pour 2 558 millions d'euros. La plus-value comptable liée à cette opération s'élève à 698 millions d'euros avant impôt.

3.1.6 AMÉRIQUE LATINE

Le Groupe a continué à subir la conjonction d'une situation macro-économique et d'un contexte régulatoire et réglementaire durablement difficiles. Ce contexte a lui-même freiné le processus de renégociation de la dette des différentes filiales.

En conséquence, le Groupe a été conduit à réviser à la baisse l'évaluation de ces actifs sur cette région et à compléter les dépréciations existantes à hauteur de 760 millions d'euros pour le Brésil et 200 millions d'euros pour l'Argentine.

3.2 Au cours de l'exercice 2003

Les principaux événements de l'exercice 2003 sont :

3.2.1 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 1er 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 1er 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.

3.2.2 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 Différents (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.

3.2.3 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.

3.2.4 INVENTAIRE PHYSIQUE DES IMMOBILISATIONS D'EDF MAISON-MÈRE

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

3.2.5 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.

Note 4 : Evolutions du périmètre de consolidation

4.1 Evolution du périmètre de consolidation de l'exercice 2004

Il n'y a pas eu d'évolution de périmètre significative au cours de l'exercice 2004. Les opérations réalisées concernent principalement des variations de pourcentage d'intérêt.

Chez EnBW, ces évolutions consistent :

- dans la participation d'EDF à l'augmentation de capital dans le cadre du processus de refinancement mis en œuvre en juin 2004, ce qui a conduit à porter le pourcentage d'intérêt d'EDF de 45,81 % à 48,43 % à la clôture ;
- dans la poursuite du désengagement des activités non stratégiques avec la cession notamment du sous-groupe APCOA et d'HidroCantabrico, de SIP, Melvo, Ditra et EnRW ;
- dans le désengagement partiel dans ESAG et la prise de contrôle dans GASO via la création de la holding ENSO.

L'impact de ces variations de périmètre est de (337) millions d'euros sur le chiffre d'affaires du Groupe.

Chez EDF Energy, suite à la révision des accords d'actionnaires, la société Metronet, antérieurement consolidée par intégration proportionnelle, est mise en équivalence à compter du 30 juin 2004.

Par ailleurs, Finel a cédé sa participation de 75 % dans ISE au groupe Edison. ISE a été déconsolidée à compter du 1er décembre 2004.

4.2 Evolution du périmètre de consolidation de l'exercice 2003

4.2.1 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 1er 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 1er janvier 2003.
- KWL (ED Group) : acquisition de 77 % des actions par EnBW ; KWL est consolidée par intégration globale au sein du palier EnBW à compter du 1er 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 1er 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 1er 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 1er septembre 2003 ; ses activités sont la production et la distribution d'energie. 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 1er janvier 2003.

4.2.2 CESSIONS

- Graninge : 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 Graninge du 1er 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.

4.3 Evolution du périmètre de consolidation de l'exercice 2002

4.3.1 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 1er janvier 2002 ;
  - 100 % de Seeboard à compter du 1er juillet 2002.
- Au sein du palier EnBW ont été intégrées les sociétés suivantes :
  - 100 % de EnAlpin depuis le 1er janvier 2002 ;
  - 35 % de Hidroelectrica del Cantabrico depuis le 1er juillet 2002 ;
  - 95,7 % de ZEAG depuis le 1er juillet 2002 ;
  - 97,8 % de GVS au 31 décembre 2002 ;
  - 29,9 % de Stadtwerke Düsseldorf mise en équivalence depuis le 1er janvier 2002.

4.3.2 CESSIONS

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

4.3.3 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 %.

Note 5 : Informations sectorielles

L'information sectorielle est présentée sur la base de l'organisation interne du Groupe qui reflète les différents niveaux de risques et de rentabilité auxquels il est exposé.

La segmentation des informations par zone géographique en fonction de l'implantation des actifs est privilégiée, le risque ''pays'' l'emportant, à ce jour, sur le risque ''activité'' en raison de la stratégie de développement à l'international du Groupe et des différences de contextes économique, réglementaire et technique entre les différentes zones géographiques.

Les données sectorielles s'entendent avant retraitements de consolidation inter-secteurs et ajustements inter-secteurs.

Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

5.1 Informations par zones géographiques

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

- « France » qui désigne EDF SA ;
- « 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.

5.1.1 AU 31 DÉCEMBRE 2004 :

(en millions d'euros)

	FRANCE	EUROPE	RESTE DU MONDE	EDF TRADING	AUTRES	ELIMINATIONS	TOTAL
CHIFFRE D'AFFAIRES :							
Chiffre d'affaires externe	29 457	12 751	2 115	408	2 197		46 928
Chiffre d'affaires inter-secteur	156	102	—	—	237	(494)	—
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**29 613**	**12 853**	**2 115**	**408**	**2 434**	**(494)**	**46 928**
RESULTAT D'EXPLOITATION	**4 054**	**1 639**	**(662)**	**295**	**322**		**5 648**
BILAN :							
Immobilisations incorporelles et corporelles	75 604	18 051	2 075	56	2 802		98 588
Participations dans les entreprises mises en équivalence	—	1 642	84	—	461		2 187
Autres actifs sectoriels(1)	17 841	7 049	1 154	4 368	1 907		32 319
Autres actifs non affectés							15 281
Total Actif	**93 445**	**26 742**	**3 313**	**4 424**	**5 170**		**148 375**
Passifs sectoriels(2)	80 480	8 887	1 083	4 065	2 160		96 675
Autres passifs non affectés							51 700
Total Passif	**80 480**	**8 887**	**1 083**	**4 065**	**2 160**		**148 375**
AUTRES INFORMATIONS :							
Investissements corporels et incorporels	2 745	1 410	317	14	196		4 682
Dotations aux amortissements	(3 310)	(996)	(227)	(7)	(176)		(4 716)

5.1.2 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-secteur	224	92	—	—	210	(526)	—
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**28 621**	**12 397**	**1 926**	**295**	**2 206**	**(526)**	**44 919**
RESULTAT 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)

5.1.3 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-secteur	385	110	—	—	143	(638)	—
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**28 624**	**9 583**	**2 052**	**214**	**1 982**	**(638)**	**41 817**
RESULTAT 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 créditeurs (hormis la dette d'impôt exigible).

5.2 Autres informations par zones géographiques

- Produits provenant des ventes à des clients externes par zones géographiques sur la base de la localisation des clients :

(en millions d'euros)

	FRANCE	EUROPE	RESTE DU MONDE	EDF TRADING	TOTAL
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**
2004	28 695	15 411	2 414	408	**46 928**

5.3 Informations par secteurs d'activité

Les activités du Groupe se déclinent comme suit :

- Production — Commercialisation : regroupent toutes les compétences et actifs nécessaires à la production d'énergie et à sa vente aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux résidents ;
- Distribution : assure la gestion du réseau public de transport basse et moyenne tension ;
- Transport : a pour objet d'exploiter, d'entretenir et de développer le réseau de transport d'électricité haute tension et très haute tension ;

- Autres : regroupent les services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques,...) aux entreprises et aux collectivités ainsi que les nouveaux métiers qui ont notamment pour objet le développement de la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, panneaux solaires,...).

(en millions d'euros)

	PRODUCTION — COMMERCIALISATION	DISTRIBUTION(2)	TRANSPORT(2)	AUTRES	ELIMINATIONS	TOTAL
Au 31 décembre 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-secteurs(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	59 173	48 496	12 342	11 968	(1 036)	130 943
Actifs non affectés						*15 957*
Investissements de l'exercice (corporels et incorporels)	1 273	2 540	519	649		4 981
Au 31 décembre 2004 :						
Chiffre d'Affaires Externe	39 966	2 352	844	3 766		46 928
— dont France	*27 409*	*1 011*	*705*	*332*		*29 457*
— dont reste du Monde	*12 557*	*1 341*	*139*	*3 434*		*17 471*
Chiffre d'Affaires inter-secteurs(1)	1 274	11 108	3 423	727	(16 532)	—
Chiffre d'affaires	**41 240**	**13 460**	**4 267**	**4 493**	**(16 532)**	**46 928**
Actifs sectoriels	60 655	50 787	11 495	7 948	(323)	130 562
Actifs non affectés						*17 813*
Investissements de l'exercice (corporels et incorporels)	1 046	2 524	521	591		4 682

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

(2) Y compris en 2004 les transferts de biens de l'activité Transport vers l'activité Distribution (843 millions d'euros) ainsi que ceux de l'activité Distribution vers l'activité Transport (70 millions d'euros) au sein d'EDF. Ces transferts sont issus de la définition des périmètres respectifs du réseau public de transport et du réseau public de distribution par la loi n° n° 2004-803 du 9 août 2004.

Note 6 : Chiffre d'affaires

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

(en millions d'euros)

	PUBLIÉ 2004	PUBLIÉ 2003	PRO-FORMA 2002	PUBLIÉ 2002
Ventes d'énergie et de services liés à l'energie	42 985	40 841	37 841	37 539
Autres ventes de biens et services	3 535	3 783	3 762	3 762
EDF Trading	408	295	214	7 238
Chiffre d'affaires	**46 928**	**44 919**	**41 817**	**48 539**

En 2004, le chiffre d'affaires consolidé est en progression de 4,5 % par rapport à celui de l'exercice 2003.

A taux de change et périmètre constants, la croissance est de 6,5 %.

En 2003, le chiffre d'affaires consolidé était en progression de 7,4 % par rapport au chiffre d'affaires pro forma de l'exercice 2002. Hors effets réglementaires (introduction de la CSPE au 1er janvier 2003), à taux de change et périmètre constants, la croissance était de 8,1 %.

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

Note 7 : Consommations externes

Les différentes composantes constituant les consommations externes sont les suivantes :

(en millions d'euros)

	PUBLIÉ 2004	PUBLIÉ 2003	PRO-FORMA 2002	PUBLIÉ 2002
Achats consommés de combustibles — production d'énergie	(4 451)	(4 059)	(2 529)	(2 529)
Achats d'énergie hors négoce	(8 473)	(8 040)	(6 837)	(6 837)
Achats d'énergie activité négoce	—	—	—	(6 540)
Achats de services	(9 199)	(8 712)	(7 839)	(7 306)
Autres achats	(3 178)	(3 631)	(3 757)	(3 756)
Production stockée et immobilisée	1 825	1 888	1 380	1 380
Consommations externes	**(23 476)**	**(22 554)**	**(19 582)**	**(25 588)**

L'évolution entre les comptes de l'exercice 2004 et ceux de l'exercice 2003 est de 7 % à taux de change et périmètre constants.

L'essentiel de la variation entre les comptes pro forma et les comptes publiés en 2002 provenait de la nouvelle méthode de présentation des opérations de trading décrite en notes 1.24.3 et 6.

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

Note 8 : Effectifs moyens

	2004			2003			2002		
	STATUT IEG	AUTRES	TOTAL	STATUT IEG	AUTRES	TOTAL	STATUT IEG	AUTRES	TOTAL
Cadres	24 915	4 418	29 333	24 497	4 369	28 866	26 422	3 434	29 856
Agents de maîtrise et techniciens	82 854	43 966	126 820	84 283	50 544	134 827	88 754	53 385	142 139
Effectifs moyens	**107 769**	**48 383**	**156 152**	**108 780**	**54 914**	**163 694**	**115 176**	**56 819**	**171 995**

Les effectifs moyens des sociétés intégrées proportionnellement sont consolidés au prorata du pourcentage d'intérêt et représentent 19 958 équivalents temps plein.

La variation des effectifs entre 2004 et 2003 s'explique pour l'essentiel par des restructurations et variations de périmètre chez EnBW.

Note 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)

	PUBLIÉ 2004	PUBLIÉ 2003	PRO-FORMA 2002	PUBLIÉ 2002
Subventions d'exploitation	1 571	1 462	1 348	1 348
Autres produits et charges	(519)	(605)	(299)	(426)
Résultat de cessions d'immobilisations	81	57	98	98
Autres produits et charges à caractère inhabituel	(9)	(41)	137	137
Autres produits et charges d'exploitation	**1 124**	**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 en France.

Suite à la notification de la CRE en date du 8 mars 2004, et à la publication en mars 2004 et en décembre 2004 des arrêtés fixant la CSPE pour l'année 2004, un complément de subvention de 157 millions d'euros et une réduction de charges de 36 millions d'euros ont été constatés chez EDF au titre du Fonds du Service Public de la Production d'Electricité (FSPPE) en vigueur en 2002. A l'inverse, une réduction de subvention de 55 millions d'euros a été notifiée en 2004 au titre de 2003.

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.

Note 10 : Dotations nettes aux provisions

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

(en millions d'euros)

	PUBLIÉ 2004	PUBLIÉ 2003	PRO-FORMA 2002	PUBLIÉ 2002
(Dotations) et reprises de provisions pour risques et charges	(475)	988	164	141
(Dotations) et reprises de provisions pour dépréciation des immobilisations	(911)	(713)	15	9
(Dotations) et reprises de provisions pour dépréciation des actifs circulants	(187)	(19)	(218)	(268)
(Dotations) et reprises de provisions	**(1 573)**	**256**	**(39)**	**(118)**

En 2004, les dotations nettes aux provisions pour risques et charges comprennent notamment des provisions pour charges concernant des organismes sociaux pour 203 millions d'euros.

Les tests de dépréciation ont conduit à constater des provisions pour dépréciation des actifs immobilisés et circulants à hauteur de 981 millions d'euros au titre de différentes filiales en 2004.

En particulier, l'évolution du contexte économique et réglementaire brésilien a conduit à réviser à la baisse les hypothèses du plan à moyen terme de la filiale Light, notamment en raison d'évolutions tarifaires accordées par le régulateur en novembre 2004 très inférieures à celles attendues. Cette situation se traduit par une nouvelle dépréciation des actifs à hauteur de 760 millions d'euros dont 696 millions d'euros affectés aux immobilisations corporelles (voir note 17.2).

En 2003, les reprises nettes de provisions pour risques et charges incluaient les effets de l'inventaire sur les provisions à hauteur de 523 millions d'euros, les effets induits par le nouveau scénario de prix sur les contrats d'achats d'énergie pour 293 millions d'euros ainsi que par l'allongement de la durée de vie des centrales sur les provisions pour perte sur contrats de vente d'énergie pour 222 millions d'euros.

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

Note 11 : Frais financiers nets

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

(en millions d'euros)

	PUBLIÉ 2004	PUBLIÉ 2003	PRO-FORMA 2002	PUBLIÉ 2002
Produits et (charges) sur créances et dettes financières long terme(1)	(1 303)	(1 473)	(1 581)	(1 561)
Produits et (charges) sur créances liées aux biens donnés en location-financement	(41)	(35)	(12)	(2)
Produits et (charges) sur actifs et passifs financiers court terme	25	77	(58)	(58)
Charges financières immobilisées				71
Frais financiers nets	**(1 319)**	**(1 431)**	**(1 651)**	**(1 550)**

(1) dont au 31 décembre 2004 : EDF Maison Mère (555) millions d'euros, EDF Energy (242) millions d'euros, Brésil (150) millions d'euros, EnBW (148) millions d'euros.

Note 12 : Résultat de change

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

(en millions d'euros)

	PUBLIÉ 2004	PUBLIÉ 2003	PRO-FORMA 2002	PUBLIÉ 2002
Résultat de change réalisé	25	(10)	(55)	(55)
Résultat de change latent	(84)	34	(35)	(41)
Résultat de change	**(59)**	**24**	**(90)**	**(96)**

Note 13 : Autres produits et charges financiers

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

(en millions d'euros)

	PUBLIÉ 2004	PUBLIÉ 2003	PRO-FORMA 2002	PUBLIÉ 2002
Produits financiers des participations	104	110	135	135
Résultat de cession d'immobilisations financières	122	164	(133)	(133)
Résultat de déconsolidation	116	116	229	229
Charges liées à l'actualisation des provisions à long terme	(1 501)	(1 462)	(1 465)	(1 498)
(Dotations) et reprises de provisions sur titres immobilisés	82	91	(493)	(223)
(Dotations) et reprises de provisions sur autres immobilisations financières	(11)	(10)	(45)	(44)
(Dotations) et reprises de provisions sur actifs financiers court terme	(3)	20	(42)	(312)
(Dotations) et reprises de provisions pour risques et charges financiers	(510)	(910)	(203)	(214)
Autres	794	(225)	291	291
Autres produits et charges financiers	**(807)**	**(2 106)**	**(1 726)**	**(1 769)**

En 2003, une provision pour risques financiers de 855 millions d'euros avait été constatée au titre des engagements de rachat d'actions consentis aux autres actionnaires de la société Italenergia Bis (voir note 35.1.3). Cette provision a été complétée en 2004 à hauteur de 395 millions d'euros pour tenir compte des différents développements affectant la valeur de l'action Edison.

Au second semestre 2004, EDF a cédé sa participation dans Total pour un montant de 2 558 millions d'euros dégageant une plus-value avant impôt de 698 millions enregistrée au sein de la rubrique « Autres ».

Par ailleurs, les autres produits et charges financiers du second semestre 2003 incluaient à hauteur de (328) millions d'euros les intérêts dus au titre de la décision de la Commission Européenne.

Note 14 : Impôts sur les résultats

14.1. Ventilation de la charge d'impôt

(en millions d'euros)

	PUBLIÉ 2004	PUBLIÉ 2003	PRO-FORMA 2002	PUBLIÉ 2002
Impôts exigibles	(1 269)	(1 821)	(2 164)	(1 208)
Impôts différés	(225)	254	1 339	222
Total	**(1 494)**	**(1 567)**	**(825)**	**(986)**

En 2004, la charge d'impôt courant provient d'EDF pour 817 millions d'euros, et des filiales pour 452 millions d'euros.

En 2003, la charge d'impôt courant provenait des filiales pour (509) millions d'euros, et de EDF maison-mère pour (1 312) millions d'euros. L'impôt courant France tenait compte de la non-déductibilité de la provision pour risque Italenergia Bis.

Le produit d'impôt différé provenait 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)

	PUBLIÉ 2004	PUBLIÉ 2003	PUBLIÉ 2002
Résultat des sociétés intégrées avant impôt (avant amortissement des écarts d'acquisition)	**3 463**	**3 320**	**2 089**
Charge théorique d'impôt (au taux de 35,43 %)	**(1 227)**	**(1 176)**	**(740)**
Différences de taux d'imposition	157	83	37
Ecarts permanents	135	(250)	152
Impôts sans base	(103)	(132)	(59)
Dépréciation d'impôts différés actifs	(428)	(66)	(503)
Autres	(28)	(26)	125
Charge réelle d'impôt	**(1 494)**	**(1 567)**	**(986)**
Taux effectif d'impôt	**43,14 %**	**47,19 %**	**(*)**

(*) donnée non publiée en 2002.

Pour 2004, la différence entre le taux en vigueur et le taux effectif s'explique essentiellement par :

- le réajustement de la baisse du taux d'impôt d'EDF suite à la baisse du taux d'impôt en France de 35,43 % à 34,43 % ;
- l'imputation de la plus-value sur cession des titres Total sur le stock de moins-value à long terme ;
- la non déductibilité de la provision Italenergia Bis ;
- les dépréciations d'impôts différés actifs notamment sur le groupe Light et les filiales mexicaines.

Pour 2003, la différence entre le taux en vigueur et le taux effectif s'explique essentiellement par :

- la non-déductibilité de la provision pour risque Italenergia 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	**1 014**	**(661)**	**353**	**(4 129)**	**(3 776)**
Changements de méthodes comptables	44	(17)	27	(2 070)	(2 043)
Situation au 31 décembre 2002	**1 058**	**(678)**	**380**	**(6 199)**	**(5 819)**
Variation des bases	516	(416)	100	155	**255**
Variations de périmètre	24	0	24	53	**77**
Ecarts 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)**
Variation des bases	178	(356)	(178)	(47)	**(225)**
Variations de périmètre	2	0	2	15	**17**
Ecarts de conversion	(10)	14	3	(28)	**(25)**
Autres incidences sur les réserves	136	20	157	289	**446**
Situation au 31 décembre 2004	**1 713**	**(1 513)**	**200**	**(5 624)**	**(5 424)**

En 2004, les autres incidences sur les réserves correspondent aux impôts différés liés à la prise en compte des soultes et contributions résultant de la réforme du financement des retraites.

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

(en millions d'euros)

	PUBLIÉ 31.12.2004	PUBLIÉ 31.12.2003	PRO-FORMA 31.12.2002	PUBLIÉ 31.12.2002
Impôts différés Actif :				
Ecarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	26	101	124	46
Provisions non déductibles	1 102	875	450	450
Autres différences temporelles déductibles	717	712	470	514
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	502	268	406	399
Pertes fiscales et crédits d'impôt non utilisés	1 599	1 422	965	964
Compensation impôts différés actif / passif	(2 233)	(1 971)	(1 358)	(1 359)
Sous-total impôts différés actifs — valeur brute	**1 713**	**1 407**	**1 058**	**1 014**
Provision pour dépréciation des impôts différés actifs	(1 513)	(1 191)	(678)	(661)
Total des impôts différés actifs — valeur nette	**200**	**216**	**380**	**353**
Impôts différés Passif :				
Ecarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	(5 598)	(5 235)	(4 188)	(987)
Autres différences temporelles taxables	(474)	(616)	(438)	(1 571)
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	(1 783)	(1 937)	(2 930)	(2 930)
Compensation impôts différés actif / passif	2 231	1 935	1 357	1 359
Total des impôts différés Passif	**(5 624)**	**(5 853)**	**(6 199)**	**(4 129)**
Impôt différé net	**(5 424)**	**(5 637)**	**(5 819)**	**(3 776)**

14.4. Déficits reportables et crédits d'impôt

Au 31 décembre 2004, les déficits fiscaux reportables ainsi que les actifs d'impôts différés non constatés représentent une économie d'impôt potentielle de 1 513 millions d'euros.

En raison de leur caractère aléatoire, ces actifs potentiels seront constatés au fur et à mesure de leurs utilisations ultérieures.

14.5 Impôt constaté en capitaux propres

Au 31 décembre 2004, le montant d'impôt relatif aux éléments imputés dans les capitaux propres s'élève à 1 346 millions d'euros, contre (4 061) millions d'euros au 31 décembre 2003. Ce montant est lié pour 1 291 millions d'euros à la comptabilisation des soultes et contributions liés à la réforme du financement du régime de retraite dès le 31 décembre 2004, pour 35 millions d'euros aux autres avantages à long terme du personnel en activité ainsi que pour 20 millions d'euros à des différences de change sur swaps de devises affectés à la couverture des actifs internationaux.

Au 31 décembre 2003, le total des impôts relatifs aux éléments imputés dans les capitaux propres était de (4 061) millions et s'analysait 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.

Note 15 : Ecarts d'acquisition

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

(en millions d'euros)

	PUBLIÉ 31.12.2004	PUBLIÉ 31.12.2003	PRO-FORMA 31.12.2002	PUBLIÉ 31.12.2002
Valeur brute à l'ouverture	7 421	7 691	6 046	6 050
Cumul des amortissements et des provisions à l'ouverture	(1 762)	(943)	(440)	(440)
Valeur nette comptable à l'ouverture	**5 659**	**6 748**	**5 606**	**5 610**
Acquisitions	173	291	2 525	2 525
Cessions	(30)	(35)	28	28
Dotations aux amortissements et provisions	(710)	(844)	(714)	(713)
Ecarts de conversion	(8)	(223)	(822)	(822)
Autres mouvements	(60)	(278)	125	121
Valeur nette comptable à la clôture	**5 024**	**5 659**	**6 748**	**6 749**
Cumul des amortissements et des provisions à la clôture	(2 468)	(1 762)	(943)	(942)
Valeur brute à la clôture	7 492	7 421	7 691	7 691

En 2004, les montants nets des écarts d'acquisition se répartissent pour 4 145 millions d'euros pour les filiales européennes, 846 millions d'euros pour les autres filiales et 33 millions d'euros pour les filiales asiatiques.

Les résultats des tests de dépréciation réalisés ou mis à jour au 31 décembre 2004 ont conduit à constater une dépréciation des écarts d'acquisition de 368 millions d'euros au titre de :

- Edenor, filiale argentine pour 148 millions d'euros ;
- Diverses filiales européennes pour 220 millions d'euros.

En 2003, les acquisitions avaient été principalement réalisées par :

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

Les autres mouvements provenaient 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 répartissaient 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 avaient 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 avait été constatée. Dans un environnement économique difficile, la prise en compte d'hypothèses macro-économiques et de perspectives moins favorables avait 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.

Note 16 : Immobilisations incorporelles

La variation des immobilisations incorporelles a été présentée comme suit dans les notes des comptes consolidés relatifs aux exercices 2004 et 2003 :

16.1 Au 31 décembre 2004

(en millions d'euros)

	31.12.2003	ACQUISITIONS	CESSIONS	ECARTS DE CONVERSION	MOUVEMENTS DE PÉRIMÈTRE	AUTRES MOUVEMENTS	31.12.2004
Valeurs Brutes	**1 584**	**294**	**–28**	**3**	**–44**	**159**	**1 968**
Amortissements cumulés	(725)	(62)	—	—	—	—	(787)
Valeurs nettes	**859**	**232**	**–28**	**3**	**–44**	**159**	**1 181**

16.2 Au 31 décembre 2003

(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)
Ecart 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 31.12.03	**187**	**192**	**221**	**259**	**859**

Note 17 : Immobilisations corporelles

17.1 Au 31 décembre 2004

La valeur nette des immobilisations corporelles se répartit comme suit :

(en millions d'euros)

	31.12.2004	31.12.2003
Immobilisations du domaine propre	56 577	56 710
Immobilisations du domaine concédé	37 527	37 709
Immobilisations en cours	2 961	3 826
Immobilisations financées par location-financement	342	767
Total des immobilisations corporelles	**97 407**	**99 012**

17.1.1 VARIATION DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS)

(en millions d'euros)

	TERRAINS ET CONSTRUCTIONS	INSTALLATIONS PRODUCTION NUCLÉAIRE	INSTALLATIONS PRODUCTIONS THERMIQUE ET HYDRAULIQUE	RÉSEAUX	AUTRES INSTALLATIONS, MATÉRIELS, OUTILLAGES ET AUTRES IMMOBILISATIONS	TOTAL
Valeurs brutes au 31.12.2003	**14 977**	**43 131**	**10 186**	**34 806**	**10 222**	**113 322**
Augmentations	239	273	401	1 271	1 145	**3 329**
Diminutions	(410)	(106)	(25)	(222)	(562)	**(1 325)**
Ecarts de conversion	79	—	68	(17)	(4)	**126**
Mouvements de périmètre	55	(38)	(56)	(92)	(445)	**(576)**
Autres mouvements	(348)	—	932	289	(139)	**734**
Valeurs brutes au 31.12.2004	**14 592**	**43 260**	**11 506**	**36 035**	**10 217**	**115 610**
Amortissements & provisions au 31.12.2003	**(6 632)**	**(26 207)**	**(6 409)**	**(11 551)**	**(5 813)**	**(56 612)**
Dotations nettes aux amortissements	(374)	(722)	(329)	(994)	(722)	**(3 141)**
Dotations nettes aux provisions pour dépréciation	(11)	—	(45)	(6)	(99)	**(161)**
Cessions	244	104	24	143	545	**1 060**
Ecart de conversion	(28)	—	(57)	5	(16)	**(96)**
Mouvements de périmètre	(14)	22	22	13	127	**170**
Autres mouvements	102	(80)	(256)	(99)	80	**(253)**
Amortissements & provisions au 31.12.2004	**(6 713)**	**(26 883)**	**(7 050)**	**(12 489)**	**(5 898)**	**(59 033)**
Valeurs nettes au 31.12.2003	**8 345**	**16 924**	**3 777**	**23 255**	**4 409**	**56 710**
Valeurs nettes au 31.12.2004	**7 879**	**16 377**	**4 456**	**23 546**	**4 319**	**56 577**

Le Groupe a procédé au 31 décembre 2004 à une dépréciation de 161 millions d'euros de certains actifs corporels du domaine propre (voir note 10).

17.1.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE CONCÉDÉ (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS)

(en millions d'euros)

	TERRAINS ET CONSTRUCTIONS	INSTALLATIONS PRODUCTION THERMIQUE ET HYDRAULIQUE	RÉSEAUX	AUTRES INSTALLATIONS, MATÉRIELS, OUTILLAGES ET AUTRES IMMOBILISATIONS	TOTAL
Valeurs brutes au 31.12.2003	**2 663**	**8 168**	**48 082**	**2 196**	**61 109**
Augmentations(1)	10	12	2 289	116	**2 427**
Diminutions	(22)	—	(266)	(75)	**(363)**
Ecarts de conversion	3	2	10	(81)	**(66)**
Mouvements de périmètre	(16)	(11)	—	(6)	**(33)**
Autres mouvements	(7)	1	(13)	5	**(14)**
Valeurs brutes au 31.12.2004	**2 631**	**8 172**	**50 102**	**2 155**	**63 060**
Amortissements & provisions au 31.12.2003	**(1 576)**	**(4 353)**	**(16 568)**	**(903)**	**(23 400)**
Dotations nettes aux amortissements	(25)	(112)	(55)	(68)	**(260)**
Dotations nettes aux provisions pour dépréciation	—	—	(696)	(141)	**(837)**
Cessions	21	—	222	75	**318**
Ecart de conversion	—	(1)	(6)	27	**20**
Mouvements de périmètre	9	8	1	3	**21**
Autres mouvements(2)	(9)	(17)	(1 266)	(103)	**(1 395)**
Amortissements & provisions au 31.12.2004	**(1 580)**	**(4 475)**	**(18 368)**	**(1 110)**	**(25 533)**
Valeurs nettes au 31.12.2003	**1 087**	**3 815**	**31 514**	**1 293**	**37 709**
Valeurs nettes au 31.12.2004	**1 051**	**3 697**	**31 734**	**1 045**	**37 527**

(1) Les augmentations comprennent également les immobilisations remises à titre gratuit.
(2) En 2004, les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie des dépréciations des comptes spécifiques des concessions.

Le poste « Immobilisations du domaine concédé » comprend les immobilisations concédées situées dans les pays suivants : France, Argentine, Brésil, Côte d'Ivoire, Chine et Suisse.

Les dotations issues des tests de dépréciation (note 10) portent à hauteur de 773 millions d'euros sur des immobilisations corporelles du domaine concédé dont 696 millions d'euros au titre de la société Light.

17.2 Au 31 décembre 2003

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**

En 2003, outre les changements de méthodes comptables et les changements d'estimation décrits dans les notes 1.2.1 et 1.3, l'exercice prenait en compte les effets de l'inventaire physique des immobilisations dont le principe avait 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 avaient 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 avaient été comptabilisées en 2003.

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

Impacts sur les activités Production et Distribution : sur les comptes au 1er 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, avaient eu les impacts suivants :

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

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

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

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

17.2.1 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 ET 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)**
Ecarts 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**

17.2.2 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 ET 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)**
Ecarts 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**
Mouvements de périmètre	—	—	—	—	—	—	**—**
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 » comprenait les immobilisations concédées situées dans les pays suivants : France, Argentine, Brésil, Côte d'Ivoire, Chine, Mexique et Suisse.

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

Note 18 : Immobilisations financières

18.1 Variation 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)
Ecart 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**
Acquisitions	117	34	515	470	1 136	(108)	1 028
Cessions	(170)	(3)	(262)	(610)	(1 045)	177	(868)
Mouvements de périmètre	14	0	114	5	133	(8)	125
Ecart de conversion	6	1	—	(4)	3	—	3
Autres variations	(6)	4	(10)	(14)	(26)	17	(9)
31.12.2004	**1 607**	**185**	**5 244**	**1 433**	**8 469**	**(875)**	**7 594**

(1) Dont (1860) millions 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 d'EDF maison mère reclassés de valeurs mobilières de placement en TIAP.

En 2003, une opération de titrisation de créances immobilisées a été réalisée chez EDF maison-mère : le prix de cession, qui a porté sur un en-cours de 415 millions d'euros, s'élevait 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 31.12.2004	VALEUR COMPTABLE AU 31.12.2003	VALEUR COMPTABLE AU 31.12.2002 PRO-FORMA	VALEUR COMPTABLE AU 31.12.2002
Total(1)					1 860
Areva		123	123	123	123
Italenergia bis	30.1	590	590	590	590
Titres de participation inférieurs à 100 millions d'euros		894	933	842	842
Titres de participation — valeur brute		**1 607**	**1 646**	**1 555**	**3 415**
Provisions sur titres de participation	30.1	(303)	(306)	(216)	(216)
Titres de participation — valeur nette		**1 304**	**1 340**	**1 339**	**3 199**

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

18.3 Valeur estimative du portefeuille de TIAP

(en millions d'euros)

	31.12.2004			31.12.2003			31.12.2002 PRO FORMA		
	VALEUR BRUTE	VALEUR NETTE	VALEUR ESTIMATIVE	VALEUR BRUTE	VALEUR NETTE	VALEUR ESTIMATIVE	VALEUR BRUTE	VALEUR NETTE	VALEUR ESTIMATIVE
EDF maison mère	2 992	2 744	2 980	2 657	2 340	2 423	2 337	1 969	2 076
EnBW	2 149	2 125	2 206	2 123	2 065	2 139	2 032	1 964	1 964
Autres	103	77	75	107	87	85	85	63	15
Total	**5 244**	**4 946**	**5 261**	**4 887**	**4 492**	**4 647**	**4 454**	**3 996**	**4 055**

Concernant EDF SA, le portefeuille de TIAP est composée notamment d'actifs dédiés (Cf. note 1.12) qui sont :

- pour partie constitués de placements actuellement détenus et gérés directement par EDF SA. Il s'agit d'une part d'un placement d'EDF dans Arcelor et d'autre part des titres de taux (obligations ou TCN) ;
- pour une autre partie constitués d'OPCVM spécialisés sur la plupart des grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion françaises ou étrangères indépendantes sélectionnées sur dossier ou après appel à la concurrence. Elle couvre différents segments des marchés obligataires ou d'actions sur lesquels EDF souhaite avoir la plus large diversification possible : actions Europe, Etats-Unis, Japon, obligations Monde. La performance de chaque fonds est appréciée par rapport à un indicateur de marché de référence différent selon les places boursières choisies.

Ces actifs, gérés dans une optique de long terme, sont composés de placements diversifiés obligataires, monétaires et actions, conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration de l'entreprise, révisable périodiquement, sous le contrôle du Comité d'audit.

Concernant EnBW, l'essentiel du portefeuille de TIAP est constitué de fonds dédiés contrôlés par EnBW.

Les fonds dédiés contrôlés par EDF et EnBW se décomposent de la manière suivante :

	31.12.2004		31.12.2003	
	VALEUR NETTE COMPTABLE	VALEUR BOURSIÈRE	VALEUR NETTE COMPTABLE	VALEUR BOURSIÈRE
Fonds dédiés actions	1 078	1 113	1 001	1 021
Fonds dédiés obligations	1 741	1 775	1 632	1 648
Autres fonds dédiés	1 406	1 582	1 114	1 199
Total des fonds dédiés	**4 225**	**4 470**	**3 747**	**3 868**

Le portefeuille de FCP dédiés d'EDF SA s'analyse comme suit :

(en millions d'euros)

	AU 31 DÉCEMBRE 2004		AU 31 DÉCEMBRE 2003	
	VALEUR NETTE COMPTABLE	VALEUR LIQUIDATIVE	VALEUR NETTE COMPTABLE	VALEUR LIQUIDATIVE
Actions Amérique du Nord :				
MSDW AD Amérique	103	102	103	103
DRCM AD Amérique	51	51	51	51
BARING AD Amérique	75	75	64	64
AXALLIANCE AD Amérique	121	121	108	108
JPMF AD Amérique	55	59	41	41
Actions Europe :				
MLAD Europe	68	68	61	61
CDC AD Europe	72	72	66	66
GPW AD Europe	50	50	47	47
CAPITAL AD Europe	87	87	75	75
Actions Japon :				
CG AD Japon	27	27	19	19
FLEMING AD Japon	33	33	25	25
CSAM AD Japon	24	24	20	20
Obligations Monde :				
AGF PIMCO AD Global Bonds	77	80	76	76
NATIO FONDS AD Global Bonds	64	64	61	61
CSAM AD Interbonds	64	66	62	62
Total des FCP dédiés :	**971**	**979**	**879**	**879**
Autres placements financiers directs ou en OPCVM	1 406	1 582	1 114	1 199
Total général des « actifs dédiés »	**2 377**	**2 561**	**1 993**	**2 078**

Par application de l'article L.214-23 du Code monétaire et financier, l'investisseur porteur de part d'un FCP n'est tenu des dettes de l'OPCVM qu'à concurrence de l'actif de l'OPCVM et proportionnellement à sa quote-part. S'agissant d'OPCVM à référence indicielle et soumis aux ratios d'emprise des OPCVM de droit français à vocation générale, les principaux titres détenus par ces fonds dédiés ne représentent pas une part significative du capital des sociétés détenues.

Enfin, ces fonds dédiés ne pratiquent pas d'opérations sur instruments financiers à terme, en particulier sur ceux à effet de levier.

18.4 Autres immobilisations financières

(en millions d'euros)

	PUBLIÉ 31.12.2004	PUBLIÉ 31.12.2003	PRO-FORMA 31.12.2002	PUBLIÉ 31.12.2002
Créances financières	508	632	917	917
Autres	925	954	1 263	1 263
Valeurs brutes	**1 433**	**1 586**	**2 180**	**2 180**
dont à moins de 1 an	191	346	690	690
dont de 2 à 5 ans	645	605	704	704
dont à plus de 5 ans	597	636	786	786
Dépréciation	**(271)**	**(252)**	**(243)**	**(243)**
dont à moins de 1 an	(34)	(21)	(*)	(*)
dont de 2 à 5 ans	(39)	(36)	(*)	(*)
dont à plus de 5 ans	(198)	(195)	(*)	(*)
Valeurs nettes	**1 162**	**1 334**	**1 937**	**1 937**
dont à moins de 1 an	157	325	664	664
dont de 2 à 5 ans	606	569	555	555
dont à plus de 5 ans	399	440	718	718

(*) données non publiées en 2003 et 2002

Note 19 : Titres mis en équivalence

Le détail des entreprises associées au 31 décembre 2004 est le suivant :

(en millions d'euros)

	ACTIVITÉ PRINCIPALE(1)	QUOTE-PART DES DROITS DE VOTE DÉTENUS %	QUOTE-PART D'INTÉRÊTS DANS LE CAPITAL %	QUOTE-PART DE CAPITAUX PROPRES AU 31.12.2004	DONT QUOTE-PART DE RÉSULTAT AU 31.12.2004	QUOTE-PART DE CAPITAUX PROPRES AU 31.12.2003	DONT QUOTE-PART DE RÉSULTAT AU 31.12.2003	QUOTE-PART DE CAPITAUX PROPRES AU 31.12.2002 PRO FORMA	DONT QUOTE-PART DE RÉSULTAT AU 31.12.2002 PRO FORMA
Dalkia Holding	S	34,0	34,0	448	(60)	524	5	525	(14)
Estag	P	25,0	20,0	323	(42)	365	(8)	380	(12)
Finel — ISE	P	40,0	40,0	286	76	210	40	170	35
SSE	D	49,0	49,0	188	14	172	11	158	—
Atel	P	21,2	14,5	187	27	164	23	150	18
Stadtwerke Düsseldorf	D	29,9	29,9	132	6	125	(81)	208	(2)
Shandong SZPC	P	19,6	19,6	84	3	101	13	121	17
Motor Colombus	P	20,0	22,4	50	(10)	56	(8)	73	(9)
Metronet	D	20,0	20,0	40	9	—	—	—	—
Budapesti Elektromos Müvek	D	27,3	27,3	56	2	56	(1)	62	2
Autres titres mis en équivalence	—	—	—	393	43	373	32	453	(10)
Titres mis en équivalence	**—**	**—**	**—**	**2 187**	**68**	**2 146**	**26**	**2 300**	**25**

(1) S = services, P = production, D = distribution

Au 31 décembre 2004, le montant des dotations aux amortissements d'écarts d'acquisition, inclus dans la quote-part de résultat sur les sociétés mises en équivalence s'élève à 161 millions d'euros, contre 146 millions d'euros au 31 décembre 2003. Il inclut les dépréciations exceptionnelles de 70 millions d'euros au titre de Dalkia Holding ainsi que de 43 millions d'euros au titre de Estag.

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

Note 20 : Stocks et en-cours

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie de stocks est la suivante :

(en millions d'euros)

	COMBUSTIBLES NUCLÉAIRES	AUTRES COMBUSTIBLES	AUTRES MATIÈRES PREMIÈRES	EN COURS DE PRODUCTION DE BIENS ET SERVICES	AUTRES STOCKS	TOTAL STOCKS
Valeur brute	6 222	462	1 883	139	138	8 844
Provisions	(225)	(0)	(508)	(9)	(0)	(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)	(0)	(149)	(9)	(0)	(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 au 31.12.2003	**5 434**	**426**	**828**	**151**	**85**	**6 924**
Valeur brute	5 431	428	1 020	160	109	7 148
Provisions	(258)	(6)	(200)	(24)	—	(488)
Valeur nette 31.12.2004	**5 173**	**422**	**820**	**136**	**109**	**6 660**

Note 21 : Clients et comptes rattachés

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

(en millions d'euros)

	PUBLIÉ 31.12.2004	PUBLIÉ 31.12.2003	PRO-FORMA 31.12.2002	PUBLIÉ 31.12.2002
Clients et comptes rattachés — valeur brute	16 542	14 904	12 963	12 963
Provisions	(673)	(510)	(595)	(595)
Clients et comptes rattachés — valeur nette	**15 869**	**14 394**	**12 368**	**12 368**

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

Note 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 au 31.12.2002	**144**	**709**	**746**	**4 508**	**6 107**
Au 31.12.2002 pro forma :					
Valeur brute	144	709	746	4 600	6 199
Provisions	—	(1)	—	(93)	(94)
Valeur nette au 31.12.2002	**144**	**709**	**746**	**4 506**	**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**
Au 31.12.2004 :					
Valeur brute	125	311	785	5 020	6 241
Provisions	—	(20)	—	(86)	(106)
Valeur nette au 31.12.2004	**125**	**291**	**785**	**4 934**	**6 135**

Les avantages au personnel ne concernent que le fonds de pension EDF Energy (voir 28.3).

Le poste « Autres créances » comprend essentiellement des créances envers l'Etat et les collectivités publiques. La variation des autres créances au 31 décembre 2004 provient de la créance d'impôt exigible constatée par EDF comme suite à la comptabilisation des soultes et autres charges enregistrées dès fin 2004 au titre de la réforme du financement du régime de retraites des IEG.

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

Note 23 : Actifs financiers à court terme

Les actifs financiers à court terme se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)

	PUBLIÉ 31.12.2004	PUBLIÉ 31.12.2003	PRO-FORMA 31.12.2002	PUBLIÉ 31.12.2002
Valeurs mobilières de placement (1)	2 238	2 755	2 309	1 406
Autres actifs financiers à court terme (échéance > 3 mois)	723	317	134	134
Actifs financiers à court terme	**2 961**	**3 072**	**2 443**	**1 540**

(1) En 2003, 1 860 millions d'euros de titres Total ont été reclassés en valeurs mobilières de placement et (958) millions d'euros d'actifs dédiés nets de provisions d'EDF maison mère reclassés de valeurs mobilières de placement en TIAP au titre du pro forma 2002.

Au second semestre 2004, EDF a cédé tous les titres Total qui figuraient en valeurs mobilières de placement pour un montant de 1 860 millions d'euros.

Note 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)

	PUBLIÉ 31.12.2004	PUBLIÉ 31.12.2003	PRO-FORMA 31.12.2002	PUBLIÉ 31.12.2002
Disponibilités	1 404	1 870	1 172	1 172
Valeurs mobilières de placement	1 448	417	924	924
Comptes courants financiers	153	151	112	112
Autres actifs financiers à court terme (échéance < 3 mois)	152	85	30	30
	3 157	**2 523**	**2 238**	**2 238**

En 2003, la trésorerie immobilisée pour le compte d'investissements déjà planifiés dans le cadre du cofinancement du consortium du métro de Londres était de 328 millions d'euros.

Note 25 : Comptes spécifiques des concessions

(en millions d'euros)

	PUBLIÉ 31.12.2004	PUBLIÉ 31.12.2003	PRO-FORMA 31.12.2002	PUBLIÉ 31.12.2002
Contre-valeur des biens mis en concession par le concédant	18 333	18 004	17 526	17 526
Fonds de caducité	1 813	1 739	3 296	3 296
Comptes spécifiques des concessions	**20 146**	**19 743**	**20 822**	**20 822**

Note 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 2004 :

(en millions d'euros)

	PROVISIONS POUR FIN DE CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE		
	PROVISIONS POUR RETRAITEMENT DU COMBUSTIBLE NULÉAIRE	PROVISIONS POUR ÉVACUATION ET STOCKAGE	TOTAL
Au 31 décembre 2002	**10 671**	**3 511**	**14 182**
Augmentations	1 062	296	1 358
Provisions utilisées	(755)	(97)	(852)
Provisions sans objet ou excédentaires	(17)	—	(17)
Autres mouvements	(62)	49	(13)
Au 31 décembre 2003	**10 899**	**3 759**	**14 658**
Augmentations	1 157	254	1 411
Provisions utilisées	(1 641)	(100)	(1 741)
Provisions sans objet ou excédentaires	(21)	(12)	(33)
Autres mouvements	14	3	17
Au 31 décembre 2004	**10 408**	**3 904**	**14 312**

26.1 Provisions pour retraitement du combustible nucléaire d'EDF SA

Cette provision couvre principalement les prestations suivantes :

- le transport de la centrale à La Hague, la réception, l'entreposage et le retraitement du combustible irradié, issu des différentes filières ;
- l'oxydation et l'entreposage de l'uranium de retraitement non recyclé ;
- la reprise et le conditionnement des déchets anciens issus du site de La Hague ;
- la participation à la mise à l'arrêt définitif et au démantèlement des installations de retraitement de La Hague.

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de 2004, se montent à 16 311 millions d'euros. Répartis selon l'échéancier prévisionnel de décaissements et prenant en compte un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %, ils ont été provisionnés en valeur actualisée 2004 pour un montant de 9 593 millions d'euros.

L'évaluation de ces prestations résulte d'une part, de contrats conclus entre EDF et la COGEMA, et d'autre part, d'échéanciers de décaissements basés sur les quantités à évacuer et/ou à traiter au 31 décembre 2004.

Le contrat signé le 24 août 2004 entre EDF et COGEMA couvre la période 2001-2007 ; ses dispositions n'ont pas remis en cause celles qui avaient servi de base aux chiffrages à fin décembre 2003. Les quantités prises en compte dans le calcul de la provision couvrent la durée totale du contrat et une partie du ou des contrats ultérieurs.

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

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

Dans le prolongement du contrat du 24 août 2004, les négociations actuellement en cours entre EDF et la COGEMA portent sur les points suivants :

- les conditions juridiques et financières d'un transfert à COGEMA des obligations contractuelles actuelles d'EDF relatives à sa contribution financière au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets anciens (RCD),
- les conditions techniques et économiques d'un futur accord pour le retraitement des combustibles irradiés au-delà de 2007.

Les négociations ont continué à progresser sans toutefois que les parties soient parvenues à finaliser un accord global au 31 décembre 2004.

En conséquence :

- l'assiette et la quote-part d'EDF pour le démantèlement des installations de La Hague, de même que l'échéancier des dépenses prévisionnelles et les taux d'inflation et d'actualisation sont fondés sur des données ayant fait l'objet d'un accord entre EDF et COGEMA fin septembre 2003 ;
- les données relatives aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets (RCD) sont évaluées sur la base d'éléments partagés avec COGEMA.

Par ailleurs, les conditions d'une éventuelle libération des obligations d'EDF au titre des opérations de reprise et de conditionnement des déchets et du démantèlement de l'usine de La Hague n'ont pas été finalisées à ce stade avec COGEMA. Ce point fait l'objet d'hypothèses prudentes établies par les experts de l'entreprise sur la base de l'état d'avancement des discussions en cours.

Enfin, EDF, la COGEMA et le Commissariat à l'Energie Atomique (CEA) ont conclu courant décembre 2004 un accord par lequel le CEA reprend la maîtrise d'ouvrage et le financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie, EDF verse au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant leur coût de transport et de stockage.

A la suite de cet accord, à fin décembre 2004, la contribution financière libératoire a été enregistrée en totalité en compte de résultat (1 141 millions d'euros) et la provision constituée à ce titre par EDF a été reprise (951 millions d'euros).

Un premier versement de 100 millions d'euros a été effectué en décembre 2004, le solde à verser faisant l'objet de deux versements d'un même montant début janvier 2005 et début janvier 2006 revalorisés selon l'inflation et rémunérés.

Les effets de cette opération ont été isolés sur une ligne spécifique du compte de résultat intitulée « Effet net du protocole de démantèlement des installations situées sur le site de Marcoule ».

En 2003, la provision pour le retraitement des combustibles irradiés avait été estimée à partir des dispositions du protocole signé avec COGEMA le 30 août 2001, lesquelles fixaient les grandes lignes du contrat (période 2001-2007) en cours de finalisation, et des accords intervenus au cours de l'année 2003 avec COGEMA, en prenant en considération les résultats intermédiaires du processus de négociation globale dans lequel les deux entreprises s'étaient engagées, lequel visait à définir :

- D'une part :
  - Les conditions juridiques et financières d'un transfert à COGEMA des obligations financières actuelles d'EDF de participation à la déconstruction des installations de La Hague ; celles-ci, établies sur la base d'un devis de la société SGN (filiale de COGEMA), auraient pu 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.

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

Dans ce cadre, les éléments tenant à la révision du devis de déconstruction de référence et à la fixation des quote-parts respectives pour le financement de celle-ci, avaient d'ores et déjà fait l'objet fin juillet 2003 d'un relevé de position commune. Les négociations avaient 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 avait été 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 avaient été 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, 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'avaient pas été finalisées à ce stade avec COGEMA. Ce point faisait l'objet d'hypothèses prudentes établies par les experts de l'entreprise.

Concernant le retraitement du combustible de Creys-Malville, la provision était 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 avait été évaluée sur la base :

- d'un devis de la COGEMA établi en 1994, auquel avait 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.

26.2. Provision pour évacuation et stockage des déchets radioactifs d'EDF SA

Cette provision concerne les dépenses relatives à :

- la surveillance du Centre de stockage de la Manche, ainsi que la couverture et la surveillance du Centre de l'Aube, qui reçoivent les déchets de faible activité à vie courte issus de la maintenance des centrales et de la déconstruction ;
- l'évacuation et le stockage en sub-surface des déchets de faible activité à vie longue, ainsi que les études associées ;
- la gestion à long terme des déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL) relevant de la loi du 30 décembre 1991 ;
- le transport et le stockage des déchets des installations situées sur le site de Marcoule.

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de 2004, se montent à 7 783 millions d'euros. Répartis selon l'échéancier prévisionnel de décaissements et prenant en compte un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %, ils ont été provisionnés en valeur actualisée 2004 pour un montant de 3 865 millions d'euros.

La gestion des déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL) constitue la part la plus importante de la provision pour évacuation et stockage.

Pour évaluer les charges futures relatives à la gestion à long terme des déchets HA-MAVL, EDF a retenu l'hypothèse de la mise en œuvre d'un stockage géologique en 2020, ce qui apparaît comme pertinent au regard des enseignements des recherches réalisées dans le cadre de la loi Bataille de 1991. Cette loi a instauré une période de recherche de 15 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 par la communauté scientifique internationale.

Cette solution est également cohérente avec la voie retenue par les pays les plus avancés dans la mise en œuvre d'une solution de gestion à long terme des déchets de haute activité à vie longue (Etats-Unis, Finlande...).

Cette voie sera soumise à l'approbation du débat parlementaire prévu en 2006, conformément aux dispositions de la loi Bataille de 1991.

L'évaluation de la provision repose aujourd'hui sur l'hypothèse d'un stockage géologique en milieu argileux des déchets de haute et moyenne activité à vie longue issus du retraitement des combustibles usés d'EDF.

L'échéancier des dépenses prévisionnelles est constitué sur la base de l'évaluation du coût d'un stockage industriel établie et communiquée par l'Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs (ANDRA) en 1996. Les quantités prises en compte incluent les déchets existants et ceux qui seront produits à l'issue du traitement de l'ensemble des tonnes irradiées au 31 décembre 2004.

L'évaluation ANDRA de 1996 est en cours d'actualisation. Notamment, un groupe de travail réunissant d'une part les administrations concernées et d'autre part, les producteurs (EDF, AREVA, CEA) a été constitué début 2004 par la Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières (DGEMP) pour élaborer un référentiel permettant d'identifier et d'expliciter les hypothèses et bases techniques nécessaires pour le travail de chiffrage des coûts de référence pour un stockage géologique profond.

Les travaux de ce groupe de travail devraient s'achever courant 2005. Selon les experts de l'entreprise, l'état d'avancement actuel ne remet pas en question le montant de la provision constituée par EDF.

26.3. Provisions pour fin de cycle des combustibles nucléaires des filiales

Ces provisions qui s'élèvent à 852 millions d'euros à fin 2004 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.

Note 27 : Provisions pour déconstruction et derniers cœurs

La variation des provisions pour déconstruction et derniers cœurs se répartit comme suit au 31 décembre 2004 :

(en millions d'euros)

	PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES	PROVISIONS POUR DÉPRÉCIATION DES DERNIERS CŒURS	TOTAL
Au 31 décembre 2002	**12 355**	**2 182**	**14 537**
Allongement de la durée de vie des centrales(1)	(2 261)	(550)	**(2 811)**
Augmentations	518	81	**599**
Provisions utilisées	(147)	—	**(147)**
Provisions sans objet ou excédentaires	—	(95)	**(95)**
Autres mouvements	12	6	**18**
Au 31 décembre 2003	**10 477**	**1 624**	**12 101**
Augmentations	581	81	**662**
Provisions utilisées	(146)	—	**(146)**
Provisions sans objet ou excédentaires	(10)	—	**(10)**
Autres mouvements	65	(64)	**1**
Au 31 décembre 2004	**10 967**	**1 641**	**12 608**

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

27.1. Provisions pour déconstruction des centrales

En ce qui concerne EDF SA, cette rubrique concerne la déconstruction :

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

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de 2004, se montent à 20 923 millions d'euros. Répartis selon l'échéancier prévisionnel de décaissements et prenant en compte un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %, ils ont été provisionnés en valeur actualisée 2004 pour un montant de 9 856 millions d'euros.

27.1.1. PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES D'EDF SA

- Pour les centrales en exploitation (filière REP paliers 900 MW, 1300 MW et N4) une étude du Ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991 a déterminé une estimation du coût de référence, confirmant les hypothèses de la Commission PEON datant de 1979 en évaluant les coûts de déconstruction à environ 15 % des dépenses d'investissement ramenées à la puissance continue nette. Cette dernière évaluation a elle-même été confirmée par de nouvelles études opérées en 1999, ciblées sur un site déterminé. Le scénario qui sous-tend cette évaluation prévoit qu'à l'issue des derniers travaux de déconstruction, les sites soient remis en état et que les terrains puissent être réutilisés.

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 1er 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 1.10 des principes et méthodes comptables.

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

- Pour les centrales nucléaires arrêtées définitivement, la provision est évaluée à partir du coût des travaux déjà réalisés, d'études, de devis et d'une inter-comparaison réalisée par l'Entreprise. Les décaissements envisagés ont été inflatés en fonction des échéanciers établis en interne et actualisés ;
- Les coûts de déconstruction des centrales de Phénix et de Brennilis sont également provisionnés pour la part EDF et figurent sous cette rubrique.

27.1.2. PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES THERMIQUES À FLAMME D'EDF SA

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme ont été appréhendées à la suite d'une étude effectuée en 1998, mise à jour en 2004 et fondée sur une estimation des coûts futurs à partir, d'une part, des coûts constatés pour les opérations passées et d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

27.1.3. PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES DES FILIALES

Les obligations de déconstruction des centrales des filiales concernent le parc de centrales d'EnBW. L'intégralité de la valeur actuelle de l'engagement pour déconstruction est provisionnée. L'estimation de l'échéancier des décaissements prévisionnels ainsi que les coûts futurs s'appuient sur le plan de déconstruction élaboré par les experts externes et prennent en compte l'ensemble des dispositions réglementaires et environnementales connues à ce jour en Allemagne. Les dépenses sont calculées sur la base du scénario de démantèlement direct des installations.

27.2. Provision pour dépréciation des derniers cœurs

Pour EDF SA, cette provision couvre les charges relatives à la perte future du combustible non consommé, à l'arrêt définitif du réacteur. Elle se décompose en deux postes :

- la dépréciation du stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif, valorisée à partir du prix moyen des stocks de composantes constaté aux 30 novembre 2004, 31 décembre 2003 et 31 décembre 2002 ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants, pour la part de combustible non encore provisionnée au moment de l'arrêt définitif. Ces coûts sont valorisés suivant les principes de calcul des provisions relatives au retraitement ainsi qu'à l'évacuation et au stockage des déchets.

Cette provision étant liée à une obligation existante à la date de mise en service de la tranche de production nucléaire à laquelle le cœur appartient, les coûts sont intégralement provisionnés et un actif est constitué en contrepartie de la provision aux conditions précisées au paragraphe 1.10 des principes et méthodes comptables.

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de 2004, se montent à 3 509 millions d'euros. Répartis selon l'échéancier prévisionnel de décaissements et prenant en compte un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %, ils ont été provisionnés en valeur actuelle 2004 pour un montant de 1 617 millions d'euros.

Facteurs de sensibilité des provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire et des provisions pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs

Compte-tenu de la sensibilité aux hypothèses retenues de l'ensemble des provisions visées dans les notes 26 et 27, notamment en termes de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, et d'échéanciers de décaissements, une ré-estimation est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de réduire l'écart entre les coûts qui seront finalement supportés par l'entreprise et les montants provisionnés. Ces ré-estimations pourraient conduire à des révisions des montants provisionnés.

Au 31 décembre 2004, aucune révision d'hypothèses significative n'est intervenue.

Sécurisation du financement des obligations de long terme

Pour sécuriser le financement des obligations de long terme, dans le cadre de l'ouverture progressive des marchés de l'électricité, EDF met en place progressivement un portefeuille d'actifs dédiés au nucléaire et plus précisément à la déconstruction des centrales actuellement en activité et au stockage sur longue période des déchets de haute et moyenne activité à vie longue (Cf. note 18.3). A fin 2004, ce portefeuille se monte à 2,6 milliards d'euros (en valeur brute).

Note 28 : Provisions et engagements pour avantages du personnel

28.1. Variation des provisions

La variation des provisions pour avantages du personnel se répartit comme suit au 31 décembre 2004 :

(en millions d'euros)

	PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL POSTÉRIEURS À L'EMPLOI	PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES À LONG TERME DU PERSONNEL	TOTAL
Provisions au 31.12.2002	**1 887**	**263**	**2 150**
Augmentations	151	24	**175**
Diminutions : Provisions utilisées	(98)	(18)	**(116)**
Diminutions : Provisions excédentaires ou devenues sans objet	(1)	(2)	**(3)**
Autres variations	22	(43)	**(21)**
Provisions au 31.12.2003	**1 961**	**224**	**2 185**
Augmentations	133	30	**163**
Diminutions : Provisions utilisées	(114)	(14)	**(128)**
Diminutions : Provisions excédentaires ou devenues sans objet	(12)	—	**(12)**
Autres variations	93	102	**195**
Provisions au 31.12.2004	**2 061**	**342**	**2 403**

Les provisions nettes constituées au 31 décembre 2003 (2 079 millions d'euros) se décomposaient 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).

(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**

Les provisions nettes constituées au 31 décembre 2004 (2 278 millions d'euros) se décomposent au bilan en :

- une provision de 2 403 millions d'euros dans la rubrique « Provisions pour avantages du personnel » ;
- une créance de 125 millions d'euros au titre du fonds de pension chez EDF Energy (voir note 22).

(en millions d'euros)

	FRANCE IEG	FRANCE HORS IEG	EUROPE	AMÉRIQUES	TOTAL	DONT TOTAL CRÉANCES À L'ACTIF	DONT TOTAL PROVISIONS AU PASSIF
Provisions au 31.12.2003	159	8	1 727	185	**2 079**	**(106)**	**2 185**
Reprises de l'année	(10)	(1)	(115)	(14)	**(140)**	**—**	**(140)**
Modification de périmètre	—	—	93	—	**93**	**—**	**93**
Dotations de l'exercice	29	3	107	24	**163**	**—**	**163**
Autres	100	—	(17)	—	**83**	**(19)**	**102**
Provisions au 31.12.2004	**278**	**10**	**1 795**	**195**	**2 278**	**(125)**	**2 403**
dont avantages postérieurs à l'emploi	—	7	1 735	194	**1 936**	**(125)**	**2 061**
dont autres avantages à long terme	278	3	60	1	**342**	**—**	**342**

28.2 Provisions et engagements pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi

28.2.1 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-dessous, concernaient les sociétés anglaises et allemandes et étaient pour l'essentiel représentatifs de régime à prestations définies.

28.2.2 AU 31 DÉCEMBRE 2004 :

(en millions d'euros)

	FRANCE IEG	FRANCE HORS IEG	EUROPE	AMÉRIQUES	TOTAL HORS IEG
Engagements au 01.01.2004	63 428	80	4 616	416	5 112
Coût des services rendus	1 378	7	96	1	104
Charges d'intérêt	3 238	—	259	43	302
Prestations versées	(2 559)	(2)	(226)	—	(228)
Modification des hypothèses/plans(1)	(49 003)	9	360	11	380
Autres	595	—	158	4	162
Engagements au 31.12.2004	**17 077**	94	5 263	475	**5 832**
— Valeur actuelle des actifs investis	(4 262)	(78)	(2 693)	(213)	(2 984)
— Ecarts actuariels	(1 327)	(9)	(835)	(68)	(912)
Provision non constituées	**11 488**				—
Provisions constituées		**7**	**1 735**	**194**	**1 936**

(1) voir note 2.3.

28.2.3 FILIALES ÉTRANGÈRES ET FILIALES FRANÇAISES NE RELEVANT PAS DU RÉGIME DES IEG

Les principaux engagements de retraite concernent les sociétés anglaises et allemandes et sont pour l'essentiel représentatifs de régimes à prestations définies.

Les engagements de retraite sont couverts en partie par des fonds externalisés en particulier chez les filiales allemandes et anglaises. La valeur actuelle des actifs investis s'élève à 2,9 milliards d'euros. Les écarts actuariels non amortis concernent ces mêmes filiales.

28.2.4 FILIALES FRANÇAISES RELEVANT DU RÉGIME DES IEG

28.2.4.1 Les spécificités du régime spécial des entreprises des Industries Electriques et Gazières (IEG) telles qu'elles existaient avant la réforme du financement du régime des retraites (Loi du 9 août 2004 — voir note 2.3)

Le régime de retraite des agents statutaires de ces entreprises était 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) relèvaient des Pouvoirs Publics. Les entreprises n'avaient juridiquement pas la possibilité d'en adapter ou d'en modifier les termes.

Ce régime n'était 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'était en outre pas limité au seul secteur nationalisé (EDF et GDF) mais concernait également les entreprises non nationalisées.

EDF était par ailleurs un Etablissement Public à caractère Industriel et Commercial avec les obligations mais aussi les droits et garanties attachés à ce statut.

28.2.4.2 Les obligations financières d'EDF maison-mère au 31 décembre 2003

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

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

En 2003, la contribution d'EDF à l'équilibre du régime des IEG s'élèvait à 2 043 millions d'euros. Elle tenait 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 avait engagé un processus d'externalisation en vue de couvrir une fraction de ses futures cotisations d'équilibre au Régime de retraite des Industries Electrique et Gazière par des systèmes d'assurance. A ce titre, un montant total de 2 703 millions d'euros avait été versé entre 1999 et 2002, dont 566 millions d'euros pour 2002. Pour 2003, une charge de 578 millions d'euros avait été comptabilisée, le versement correspondant avait été effectué le 16 janvier 2004 aux sociétés d'assurance.

Ce processus s'inscrivait 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 fond s'élèvait à fin 2003 à 2 647 millions d'euros. L'objectif à atteindre n'était 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.

28.2.4.3 Situation au 31 décembre 2004

Les modalités d'évaluation des engagements de retraite du personnel relevant du régime des IEG sont décrites en note 1.22.

Retraites

Pour EDF SA, l'engagement au 31 décembre 2004 après réforme est de 13 965 millions d'euros, auxquels s'ajoutent les soultes, contributions de maintien de droits constatées en 2004 pour 3 683 millions d'euros. L'évaluation tient compte des frais de gestion de la CNIEG à la charge de l'entreprise.

Autres avantages du personnel postérieurs à l'emploi

Ces engagements s'élèvent à 3 112 millions d'euros et concernent :

• les avantages en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des Industries Electriques et Gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs) bénéficie d'un régime d'avantages en nature énergie intitulé « Tarif Agent ». Cet avantage recouvre la fourniture d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel.

Au 31 décembre 2004 ces engagements sont évalués à 1 133 millions d'euros.

• les indemnités de fin de carrière

Les indemnités de fin de carrière sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Au 31 décembre 2004, ces engagements sont évalués à 488 millions d'euros et sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance.

• le complément exceptionnel de retraite

Le complément exceptionnel de retraite est une allocation complémentaire versée annuellement aux retraités et à leurs ayants droit. Régi par un accord spécifique signé par certaines entreprises de la Branche, il n'est donc pas dicté par le statut national du personnel des Industries Electriques et Gazières, mais résulte de décisions des Présidents d'EDF et de Gaz de France, reconduites depuis 1987 et publiées tous les 3 ans.

Au 31 décembre 2004, cet engagement est évalué à 338 millions d'euros.

• les indemnités de secours immédiat

L'indemnité de secours immédiat au décès a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (Article 26 -§ 5 du Statut National). Elle est versée aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à 2 mois de pension) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques).

Au 31 décembre 2004, cet engagement est évalué à 262 millions d'euros.

• les indemnités de congés exceptionnels

Tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels.

Au 31 décembre 2004, le montant de cet engagement est évalué à 176 millions d'euros.

• les indemnités compensatrices de frais d'études

L'indemnité Compensatrice de Frais d'Etudes (I.C.F.E) est un avantage familial extra-statutaire. Elle a pour but d'apporter une aide aux agents inactifs ou à leurs ayantsdroit dont les enfants poursuivent leurs études. Elle est également versée aux bénéficiaires de pension d'orphelins.

Au 31 décembre 2004, cet engagement est évalué à 35 millions d'euros.

• les rentes accidents du travail et maladies professionnelles pour les agents inactifs

A l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des Accidents du Travail et des Maladies Professionnelles. Ces prestations relèvent du Livre IV du Code de la Sécurité Sociale. Elles couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

Au 31 décembre 2004, les engagements au titre des rentes Accidents du Travail et Maladies Professionnelles des agents en inactivité sont évalués à 663 millions d'euros.

• l'aide bénévole amiante

Afin d'améliorer la réparation du préjudice subi par les salariés reconnus atteint d'une maladie professionnelle liée à l'amiante, une aide bénévole à caractère indemnitaire est versée par EDF à l'agent ou à ses ayants-droits lorsqu'il est décédé des suites de sa maladie. Cette aide représente un montant équivalent à 20 % du montant de la rente pour les ouvrants droit et les ayants droit bénéficiant d'une rente. Pour ceux qui bénéficient d'une indemnisation par le régime spécial, l'aide représente 20 % de ce capital et est payée en une seule fois.

Au 31 décembre 2004, les engagements au titre de l'aide bénévole amiante sont évalués à 16 millions d'euros.

• la couverture maladie

L'appartenance d'EDF et de certaines de ses filiales françaises à la branche des Industries Electriques et Gazières induit de fait son adhésion au régime spécial de sécurité sociale de la branche. Dans ce cadre, la couverture maladie des actifs et des retraites est assurée à titre obligatoire par ce régime qui offre :

- les prestations de base du régime général — soit du régime de la sécurité sociale ;
- des prestations complémentaires.

Le fonctionnement de ce régime — en particulier les règles régissant la cotisation des membres agents actifs et inactifs et employeurs, et sa gestion — est régi par le statut en vigueur au sein des IEG. Ainsi, jusqu'en début 2005, les entreprises de la branche contribuaient au financement du régime à parité avec les assurés, tant pour le personnel actif que pour les retraités, les taux de cotisations étant fixés par décrets.

Suite à des négociations menées sur le deuxième semestre 2004, des dispositions réglementaires ont été prises en février 2005 pour adapter le financement du régime, conformément au dispositif abordé lors des négociations.

Ces dispositions conduisent à :

- la création de deux sections comptables (actifs/retraités), équilibrées de manière séparée, avec maintien de la solidarité des salariés actifs envers les retraités, grâce à une cotisation spécifique, acquittée par les seuls salariés et dont le taux est figé ;
- la suppression de toute participation des entreprises au financement de la section des retraités ; les employeurs financent désormais 65 % des cotisations au titre des actifs.

Ces dispositions ont été entérinées par décret en date du 15 février 2005 et sont venues modifier le statut des IEG et le taux de cotisations des employeurs et des agents.

Au 31 décembre 2004, les caractéristiques du régime auraient nécessité un calcul des engagements sur la base des prestations servies. En l'absence de séparation comptable entre les deux sections relatives aux actifs et aux retraités, cet engagement ne peut être évalué.

Du fait de la réforme du financement du régime, l'entreprise n'a plus d'engagement à ce titre à compter de l'exercice 2005.

28.3 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité

(en millions d'euros)

	FRANCE IEG	FRANCE HORS IEG	EUROPE	AMÉRIQUES	TOTAL
Engagements au 01.01.2004	159	—	62	1	222
Correction d'ouverture					—
Coût des services rendus	62	—	6	—	68
Charges d'intérêt	16	2	3	—	21
Prestations versées	(59)	—	(3)	—	(62)
Modification des hypothèses/plans	0	—	(9)	—	(9)
Autres	100	—	1	—	101
Engagements au 31.12.2004	278	2	60	1	341
— Valeur actuelle des actifs investis	—	1	—	—	1
— Ecarts actuariels	—	—	—	—	—
Provisions constituées	278	3	60	1	342

D'autres avantages à long terme sont donnés au personnel. Pour le personnel en activité qui relève des IEG, ils comprennent :

- les rentes accidents du travail et maladies professionnelles ;
- les médailles du travail ;
- les rentes d'invalidité.

Conformément aux principes comptables décrits en note 1.21, les rentes accidents du travail, maladies professionnelles et invalidité ont été provisionnées pour la première fois au 1er janvier 2004 par diminution des capitaux propres.

Note 29 : Provision pour renouvellement des immobilisations en concessions

(en millions d'euros)

	PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSION
Au 31.12.2002	**12 451**
Augmentations	2 013
Provisions utilisées	(13)
Provisions sans objet ou excédentaires	(99)
Autres mouvements	(413)
Au 31.12.2003	**13 939**
Augmentations	1 048
Provisions utilisées(1)	(252)
Provisions sans objet ou excédentaires	(95)
Autres mouvements	—
Au 31.12.2004	**14 640**

(1) dont 249 millions d'euros affectés aux comptes spécifiques des concessions.

En 2003, 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 en droit du concédant.

Note 30 : Autres provisions pour risques et charges

Les variations des autres provisions pour risques et charges se répartissent comme suit :

— au 31 décembre 2004 :

(en millions d'euros)

			DIMINUTIONS			
	31.12.2003	AUGMENTATIONS	PROVISIONS UTILISÉES	PROVISIONS EXCÉDENTAIRES OU DEVENUES SANS OBJET	AUTRES VARIATIONS	31.12.2004
Provisions pour risques liés aux participations	858	425	—	—	—	1 283
Provisions pour risques fiscaux	37	75	(1)	(4)	(2)	105
Provisions pour autres risques	1 354	396	(406)	(56)	(84)	1 204
Provisions pour restructuration	88	5	(40)	(7)	31	77
Provisions pour autres charges	1 175	538	(176)	(72)	262	1 727
Autres provisions pour risques et charges	**3 512**	**1 439**	**(623)**	**(139)**	**207**	**4 396**

— au 31 décembre 2003

(en millions d'euros)

	31.12.2002	CHANGEMENT DE MÉTHODE ET DE PRÉSENTATION	31.12.2002 PRO-FORMA	EFFET ALLONGEMENT DURÉE DE VIE DES CENTRALES NUCLÉAIRES	AUGMENTATION	DIMINUTIONS: PROVISIONS UTILISÉES	DIMINUTIONS: PROVISIONS EXCÉDENTAIRES OU DEVENUES SANS OBJET	AUTRES VARIATIONS	31.12.2003
Provisions risques liés aux participations	114	—	114	—	855	(16)	(93)	(2)	858
Provisions pour risques fiscaux	63	—	63	—	1	—	(2)	(25)	37
Autres provisions pour risques	1 982	34	2 016	(222)	578	(413)	(578)	(27)	1 354
Provisions pour maintien du potentiel hydraulique	1 503	(1 503)	—	—	—	—	—	—	—
Provisions pour restructuration	106	—	106	—	52	(65)	—	(5)	88
Autres provisions pour charges	2 902	(1 334)	1 568	—	331	(235)	(63)	(426)	1 175
Autres provisions pour risques et charges	**6 670**	**(2 803)**	**3 867**	**(222)**	**1 817**	**(729)**	**(736)**	**(485)**	**3 512**

30.1 Provisions pour risques liés aux participations

En 2003, 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. 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 30.1 de l'annexe au 31 décembre 2003) de 855 millions d'euros ont été comptabilisées en 2003.

Le 23 août 2004, la loi n° 239 a été adoptée par le Parlement italien. Cette loi, sur le fondement de l'alinéa 29 de son unique article, donne aux autorités italiennes la possibilité de prendre des mesures discrétionnaires contre EDF en cas d'exercice des contrats d'options. Elle fait ainsi peser un risque sur la faculté pour EDF de retirer la pleine valeur des actifs, objet des contrats d'options. A raison de cette loi, EDF a initié comme les contrats d'options le permettent des procédures d'arbitrage sur l'ensemble des contrats d'options conclus avec ses partenaires dans IEB. EDF a entrepris des négociations avec différents acteurs industriels et financiers dans la perspective du dénouement des contrats d'options.

La provision de 855 millions d'euros a été ainsi augmentée de 395 millions d'euros. Cette révision résulte de la valorisation à la juste valeur des engagements de rachat exerçables (voir infra). Dans ce contexte, aucun autre risque n'a été pris en compte.

Un protocole de cession de la filiale argentine EDEMSA a été signé le 29 juin 2004. Cette cession reste subordonnée à la levée de conditions suspensives, comme l'approbation de la vente par les autorités compétentes. L'accord final devrait intervenir courant 2005. Une provision pour risques sur Edemsa a été comptabilisée pour 25 millions d'euros.

30.2 Provisions pour autres risques

Cette rubrique comprend notamment des provisions pour litiges et pour contrats onéreux.

En ce qui concerne EDF SA, les provisions pour contrats onéreux d'un montant de 263 millions d'euros au 31 décembre 2004 (382 millions d'euros au 31 décembre 2003) se décomposent en :

- une provision pour perte sur contrats d'achat d'énergie à la Snet — Sodelif — Soprolif constituée pour la différence sur la durée du contrat entre le coût d'achat aux conditions contractuelles et le prix prévisionnel de l'électricité sur le marché européen. Au 31 décembre 2004, cette provision s'élève à 133 millions d'euros.

Au 31 décembre 2003, cette provision s'élèvait à 264 millions d'euros, également en diminution de 293 millions d'euros. Cette diminution résultait 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 annuelle de cette provision est particulièrement sensible aux hypothèses retenues concernant notamment l'évolution du prix du marché de l'électricité, du prix du charbon et de la parité euro/dollar US.

- une provision pour perte sur contrats de ventes d'énergie qui représente la différence entre le coût direct de production nucléaire et le prix de vente des quantités d'énergie à livrer sur la durée des contrats.

Depuis l'exercice 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'était ainsi traduit par une diminution de provision de 111 millions d'euros qui avait été enregistrée directement en capitaux propres. Par ailleurs, un complément de provision de 34 millions d'euros avait été comptabilisé au 1er 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'était traduit par une reprise de provision de 222 millions d'euros passée en résultat.

Au 31 décembre 2003, cette provision s'élèvait à 118 millions d'euros contre 130 millions d'euros au 31 décembre 2004.

Concernant les filiales, les provisions pour contrats onéreux s'élèvent au 31 décembre 2004 à 204 millions d'euros pour EnBW et 215 millions d'euros pour EDF Energy. Au 31 décembre 2003, ces provisions s'élevaient respectivement à 258 millions d'euros pour EnBW et 215 millions d'euros pour EDF Energy.

30.3 Provisions pour autres charges

Au 31 décembre 2004, cette rubrique inclut notamment :

- une provision de 309 millions d'euros dont l'objet est de couvrir la part supportée par EDF des charges correspondant aux programmes de travaux votés par le Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification restant à réaliser au cours des exercices à venir ;
- une provision de 327 millions d'euros relative à la contribution de maintien de droits, pour la part non régulée liée aux conventions signées avec les régimes de retraites complémentaires ;
- une provision pour litige avec des organismes sociaux de 214 millions d'euros.

Au 31 décembre 2003, cette rubrique comprenait essentiellement les autres provisions pour charges d'EDF maison-mère.

EDF ayant modifié le plan d'amortissement de certains composants, les provisions antérieurement constituées au titre des remplacements des pièces concernées avaient été annulées pour un montant de 645 millions d'euros.

Cette rubrique comprenait par ailleurs :

- Une provision de 333 millions d'euros dont l'objet était 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 avait été reclassée en charges à payer au 1er janvier 2003 (voir note 1.3 des principes et méthodes comptables des comptes consolidés au 31 décembre 2003) ;
- Une provision pour charges liées à l'énergie livrée non facturée s'élèvait à 86 millions d'euros.

30.4 Passifs éventuels

30.4.1 REJETS DE LA CENTRALE DE SAINT CHAMAS DANS L'ÉTANG DE BERRE

La Commission de Bruxelles a engagé en 2003 une procédure contre la France (saisine de la Cour de Justice des Communautés Européennes (CJCE) le 4 juin 2003), considérant que l'Etat français n'a pas pris toutes les mesures

appropriées pour prévenir, réduire et combattre la pollution par les centrales hydrauliques de Saint-Chamas et de Salon liée aux rejets d'eau douce et de limons provenant de la Durance et dérivés dans l'Etang de Berre (dispositions du protocole d'Athènes du 17 mai 1980). L'arrêt rendu par la Cour de Justice des Communautés Européennes (CJCE) le 7 octobre 2004 a confirmé la position de la Commission.

EDF a étudié avec les ministères concernés les différentes solutions qui pourraient être retenues afin de réduire les effets des rejets d'eau douce et de limons. Dans le cadre d'une période d'expérimentation de quatre ans, des propositions visant notamment à réduire les variations de salinité par une régulation des rejets d'eau douce et une réduction des rejets de limons à 60 000 tonnes par an ont été présentées à la Commission Européenne le 25 février 2005. Un refus de ces propositions par la Commission Européenne ou un échec à l'issue de la phase d'expérimentation pourrait avoir pour conséquence une diminution importante de la production des centrales hydrauliques. Compte tenu des éléments disponibles à ce jour, aucune provision n'a été constituée à ce titre.

Par ailleurs un autre contentieux est en cours pour voie de fait devant les juridictions nationales avec saisine de la CJCE pour l'interprétation des dispositions du protocole d'Athènes. Cette dernière a considéré (15 juillet 2004) que les dispositions du protocole étaient claires et précises et donc d'application directe. Une cour d'appel, après renvoi probable de la cour de cassation, se prononcera sur cette caractérisation de la voie de fait, avec des conséquences possibles, là encore sur l'outil de production.

30.4.2 EDF ET SES FILIALES INTÉGRÉES FISCALEMENT FONT L'OBJET DEPUIS FIN 2004 D'UN CONTRÔLE FISCAL PORTANT SUR LES EXERCICES 2002 ET 2003.

Les conclusions des travaux de vérification actuellement en cours seront connues vraisemblablement d'ici fin juin 2005.

Note 31 : Emprunts et dettes financières

31.1 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)

	EMPRUNTS OBLIGATAIRES	EMPRUNTS AUPRES 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
Ecarts 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**
Augmentations	569	1 120	2 187	1	342	4 219
Diminutions	(3 590)	(1 190)	(2 436)	(14)	(344)	(7 574)
Mouvements de périmètre	(239)	(271)	18	66	1	(425)
Ecarts de conversion	(22)	(122)	106	0	(6)	(44)
Autres	(93)	256	(105)	1	(53)	6
31 décembre 2004	**9 893**	**3 866**	**11 202**	**309**	**516**	**25 786**

Au 31 décembre 2004, les principales entités contributrices aux emprunts et dettes financières sont EDF (12 526 millions d'euros), EDF Energy (5 355 millions d'euros), EnBW (2 973 millions d'euros) et le groupe Light (1 298 millions d'euros).

Les autres dettes financières sont essentiellement portées par EDF à hauteur de 8 540 millions d'euros à fin décembre 2004 contre 8 016 millions d'euros à fin décembre 2003. Elles se composent principalement d'Euro Medium Term Notes et en 2003 enregistraient les opérations de titrisation des créances commerciales futures.

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

— Au 31 décembre 2004 :

(en millions d'euros)

TYPE D'EMPRUNT	ENTITÉ	DATE D'ÉMISSION	ÉCHÉANCE	MONTANT	DEVISE	TAUX
Obligataire	EDF SA	1998	2009	1 996	EUR	5,0 %
Euro MTN	EDF SA	2001	2016	1 100	EUR	5,5 %
Euro MTN	EDF SA	2000	2010	1 000	EUR	5,8 %

— Au 31 décembre 2003 :

(en millions d'euros)

TYPE D'EMPRUNT	ENTITÉ	ÉCHÉANCE	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 %

Depuis 2003, le Groupe est par ailleurs engagé dans un processus de renégociation de la dette de ses filiales brésiliennes et argentines.

31.2 Echéancier 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	**13 771**	**5 411**	**9 842**	**20**	**498**	**29 542**
A moins d'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 5 ans	5 579	1 536	4 462	7	151	11 735
Changements pro forma	**(226)**	**—**	**2 089**	**139**	**—**	**2 002**
A moins d'un an	—	—	2 089	6	—	2 095
Entre un et cinq ans	(226)	—	—	33	—	(193)
A plus de 5 ans	—	—	—	100	—	100
31/12/2002 Pro forma	**13 545**	**5 411**	**11 931**	**159**	**498**	**31 544**
A moins d'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 5 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 d'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 5 ans	5 962	1 427	4 733	168	—	12 290
31 décembre 2004	**9 893**	**3 866**	**11 202**	**309**	**516**	**25 786**
A moins d'un an	1 252	922	2 168	6	516	4 864
Entre un et cinq ans	4 287	1 364	2 863	100	—	8 614
A plus de 5 ans	4 354	1 580	6 171	203	—	12 308

31.3 Ventilation des emprunts par devises au 31 décembre 2004

(en millions d'euros)

	31.12.2004				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	STRUCTURE INITIALE DE LA DETTE	INCIDENCE DES SWAPS	STRUCTURE DE LA DETTE APRÈS SWAPS	% DE LA DETTE
Euro (EUR)	14 187	(2 265)	11 921	46,2 %	17 811	(2 582)	15 229	51,4 %	18 810	(2 111)	16 699	52,9 %
Dollar américain (USD)	3 739	(1 458)	2 280	8,8 %	4 078	(1 652)	2 426	8,2 %	5 055	(1 401)	3 654	11,6 %
Livre sterling (GBP)	5 477	3 483	8 961	34,8 %	6 208	3 337	9 545	32,2 %	6 093	3 464	9 557	30,3 %
Autres	2 268	355	2 624	10,2 %	1 651	753	2 404	8,2 %	1 512	122	1 634	5,2 %
Total des emprunts	**25 671**	**115**	**25 786**		**29 748**	**(144)**	**29 604**		**31 470**	**74**	**31 544**	

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

(en millions d'euros)

	31.12.2004			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	STRUCTURE INITIALE DE LA DETTE	INCIDENCE DES SWAPS	STRUCTURE DE LA DETTE APRÈS SWAPS
A taux fixe :	19 056	(3 334)	15 722	23 232	(6 326)	16 906	24 925	(8 613)	16 312
A taux variable :	6 615	3 449	10 064	6 516	6 182	12 698	6 545	8 687	15 232
Total des emprunts	**25 671**	**115**	**25 786**	**29 748**	**(144)**	**29 604**	**31 470**	**74**	**31 544**

31.5 Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués des actifs financiers à court terme et de la trésorerie.

L'évolution de l'endettement financier net est le suivant :

(en millions d'euros)

	31.12.2004	31.12.2003
Excédent brut d'exploitation (EBITDA)	**12 127**	**11 026**
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBITDA	(150)	28
Dividendes reçus des sociétés mises en équivalence	90	79
Variation du besoin en fonds de roulement net	318	18
Autres éléments	(272)	(111)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	**12 113**	**11 040**
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles, nettes des cessions	(4 327)	(4 621)
Frais financiers nets décaissés	(1 096)	(1 007)
Impôt sur le résultat payé	(2 047)	(3 337)
Impôt et intérêts payés au titre de la décision de la Commission européenne	(1 224)	—
Free cash flow	**3 419**	**2 075**
Investissements financiers	400	284
Dividendes versés	(367)	(271)
Augmentation de capital et variation des autres fonds propres	248	222
Autres variations	2	(109)
Diminution de l'endettement financier net, hors effets de périmètre et de change	**3 702**	**2 201**
Effet de la variation du périmètre	601	(354)
Effet de la variation de change	58	1 015
Autres variations non monétaires	(20)	(8)
Diminution de l'endettement financier net	**4 341**	**2 854**
Endettement financier net ouverture	**24 009**	**26 863**
Endettement financier net clôture	**19 668**	**24 009**

En 2004, la diminution de l'endettement financier net se poursuit et est de 4 341 millions d'euros. Elle provient essentiellement d'EDF pour 2 345 millions d'euros et d'EnBW pour 1 393 millions d'euros.

Note 32 : Autres créditeurs

(en millions d'euros)

	PUBLIÉ 31.12.2004	PUBLIÉ 31.12.2003	PRO-FORMA 31.12.2002	PUBLIÉ 31.12.2002
Avances et acomptes reçus	3 678	3 356	3 570	3 570
Dettes sur immobilisations	279	228	187	187
Dettes fiscales et sociales(1)	8 106	6 194	6 192	5 219
Produits constatés d'avance	5 009	4 891	5 007	4 994
Autres dettes(2)	3 810	2 633	3 595	5 100
Autres créditeurs	20 882	17 302	18 551	19 070

(1) La variation de 1 912 millions d'euros observée entre 2004 et 2003 s'explique d'une part par le paiement de 1 224 millions d'euros comme suite à la décision de la Commission Européenne de décembre 2003 (voir note 3.1) et d'autre part, par l'enregistrement des soultes et contributions liées aux conventions financières relatives à la réforme du financement du régime des retraites des IEG pour un montant de 3 355 millions d'euros (voir note 2.3).

(2) En 2004, l'augmentation des autres dettes provient de l'enregistrement de 1 246 millions d'euros dus à l'effet net du protocole de démantèlement des installations situées sur le site de Marcoule.

Note 33 : Entités Ad hoc

33.1 Situation au 31 décembre 2004

Les opérations de titrisation de créances (FCC Titriwatt) n'ont pas été renouvelées.

L'opération de titrisation (FCC Minotaure) intervenue en décembre 2004 ne répond pas aux critères de consolidation.

Le fonds commun de placement Electra a été restructuré et ne répond plus aux critères de consolidation.

33.2 Situation au 31 décembre 2003

33.2.1 TITRISATION DE CRÉANCES D'EXPLOITATION

Depuis la fin de l'année 2000, EDF cédait 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 figurait 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 assurait la gestion et le recouvrement des créances cédées.

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

- Fonds Commun de créances OXYGEN compartiment TITRIWATT :

BILANS :

(en millions d'euros)

	ACTIF	
	31.12.2003	31.12.2002
Créances titrisées	2 037	2 057
Valeurs Mobilières de placement et disponibilités	10	10
	2 047	**2 067**

	PASSIF	
	31.12.2003	31.12.2002
Parts	2 037	2 057
Dettes diverses	10	10
	2 047	**2 067**

COMPTES DE RESULTAT :

(en millions d'euros)

	31.12.2003	31.12.2002
Charges financières	85	118

	31.12.2003	31.12.2002
Produits financiers	85	118

33.2.2 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 :

BILANS

(en millions d'euros)

	ACTIF	
	31.12.2003	31.12.2002
Créances titrisées	552	645
Valeurs Mobilières de placement et disponibilités	14	14
	566	**659**

	PASSIF	
	31.12.2003	31.12.2002
Parts	557	650
Report à nouveau	4	4
Résultat	(1)	(0)
Provisions pour risques et Charges	3	2
Dettes diverses	3	3
	566	**659**

COMPTES DE RESULTAT

(en millions d'euros)

	31.12.2003	31.12.2002
Charges d'exploitation	45	51
Charges financières	5	10
Résultat net		
	50	**61**

	31.12.2003	31.12.2002
Produits d'exploitation	47	53
Produits financiers	4	8
Résultat net	(1)	0
	50	**61**

Note 34 : 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.

34.1 Au 31 décembre 2004

34.1.1 DÉTAIL DES INSTRUMENTS FINANCIERS DU GROUPE

A compter de 2004, les instruments financiers du Groupe sont publiés hors swaps internes. Ils sont détaillés ci-après :

(en millions d'euros)

		31.12.2004		31.12.2003	
		A RECEVOIR NOTIONNEL	A LIVRER NOTIONNEL	A RECEVOIR NOTIONNEL	A LIVRER NOTIONNEL
1-Opérations sur les taux d'intérêt					
En euro :					
Achats d'options			340		
Ventes d'options			555		
Achats de contrats CAP		1 750		2 750	
Ventes de contrats CAP			100		100
Autres opérations sur les taux d'intérêt					569
En autres devises :					
Ventes d'options			173		162
Achats de contrats CAP		173		162	
Swaps de taux court terme :					
	EUR	468	468		
	USD	48	49		
Swaps de taux long terme :					
	EUR	3 325	3 325	4 727	4 727
	GBP	142	142		
	USD	235	237	238	238
	Autres devises	259	259	257	257
Sous-total		**6 400**	**5 648**	**8 134**	**6 053**
2-Opérations sur le change					
Opérations à terme :					
	EUR	646	142	498	174
	GBP		87		
	USD	136	509	88	436
	Autres devises		20	93	95
Swaps de capitaux long terme :					
	EUR	4 540	2 101	4 324	1 756
	GBP		3 895		3 331
	USD	1 660	294	1 219	317
	Autres devises	491	809	207	323
Sous-total		**7 473**	**7 857**	**6 429**	**6 432**
3-Opérations de couverture d'autres risques					
Swaps Titrisation		1 823	1 823	1 927	1 927
Sous-total		**1 823**	**1 823**	**1 927**	**1 927**
Total des engagements hors bilan financiers		**15 696**	**15 328**	**16 490**	**14 412**

34.1.2 JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS D'EDF SA

La juste valeur des instruments financiers dérivés d'EDF SA calculée par l'entreprise figure ci-dessous :

(en millions d'euros)

	31.12.2004	
	VALEUR COMPTABLE	JUSTE VALEUR
Opérations de couverture du risque de taux :		
— Options de taux sur marché organisé	(9)	(9)
— Swaps de taux long terme	74	135
Opérations de couverture du risque de change :		
— Opérations de change à terme	21	26
— Swaps de capitaux long terme	(58)	123
Total	**28**	**275**

34.2 Au 31 décembre 2003

L'essentiel des engagements hors bilan financiers du Groupe concernait EDF maison-mère. Ceux-ci étaient publiés avec swaps internes :

(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 euro :					
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 :					
Achat de contrats FLOOR	HUF	162		180	
Vente de contrats FLOOR	HUF		162		180
Achats de contrats CAPS	HUF	162		180	
Ventes de contrats CAPS	HUF		162		180
Swaps de taux long terme :					
En euro		4 727	4 727	5 465	5 465
En devises :					
	CHF	257	257	275	275
	USD	237	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 engagés :					
	FRF			17	
	EUR	498	174	277	165
	USD	88	436	170	281
	Autres	93	95		
Swaps de capitaux long terme :					
Contre-valeur en euros des devises engagés :					
	EUR	4 324	5 464	4 091	2 093
	JPY	37		40	
	USD	1 536	317	1 564	381
	GBP	2 787	3 331		3 465
	CHF	144	96	103	
	HUF	208	208	231	231
	Autres	93	19	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**

Note 35 : Engagements hors bilan

35.1 Engagements hors bilan au 31 décembre 2004

Dans le cadre de leurs activités, EDF et ses différentes filiales et participations ont été amenés à prendre ou recevoir divers engagements hors bilan.

Les éléments constitutifs de ces engagements au 31 décembre 2004 sont les suivants :

(en millions d'euros)

		ÉCHÉANCES		
	TOTAL	< 1 AN	1 - 5 ANS	> 5 ANS
35.1 ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNES				
35.1.1 Engagements liés à l'exploitation				
Garanties de bonne exécution/bonne fin/soumission	**639**	160	442	37
Engagements sur contrats commerciaux	**228**	34	—	194
Engagements sur commandes d'exploitation et d'immobilisations*	**3 440**	2 221	1 110	109
Autres engagements liés à l'exploitation	**3 783**	625	2 197	961
35.1.2 Engagements liés au financement				
Garanties sur emprunts	**3 246**	1 561	406	1 279
Autres engagements liés au financement	**406**	288	102	16
35.1.3 Engagements liés aux investissements				
Engagements d'acquisition et de cession de titres	**7 572**	6 282	1 274	16
Autres engagements liés aux investissements	**233**	3	69	161
35.2 ENGAGEMENTS HORS BILAN REÇUS				
35.2.1 Engagements liés à l'exploitation	**4 125**	2 288	1 526	311
35.2.2 Engagements liés au financement	**9 877**	1 268	7 675	934
35.2.3 Engagements liés aux investissements	**324**	2	322	—

* hors matières premières et énergie (voir note 35.2).

35.1.1 ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNÉS AU 31 DÉCEMBRE 2004

35.1.1.1 Engagements liés à l'exploitation

Garanties de bonne exécution/bonne fin/soumission

Il s'agit principalement de garanties liées à la construction ou à l'exploitation des centrales mexicaines (327 millions d'euros), chinoises (23 millions d'euros), vietnamiennes (31 millions d'euros) et égyptiennes (10 millions d'euros). D'autres garanties ont été données par EDF Energies Nouvelles et Dalkia International respectivement pour 57 et 142 millions d'euros.

Engagements sur contrats commerciaux

Les engagements chiffrés concernent essentiellement des garanties de paiement sur contrats d'achats et de transports de gaz d'EDF Trading (195 millions d'euros).

Engagements sur commandes d'exploitation et d'immobilisations hors matières premières et énergie

Il s'agit d'engagements réciproques pris lors de la signature de commandes concernant les immobilisations ou l'exploitation, notamment par EDF SA (3 109 millions d'euros).

Autres engagements liés à l'exploitation

Concernent principalement :

- l'engagement de solidarité pris par les exploitants de centrales nucléaires allemands dans l'éventualité où, à la suite d'un accident nucléaire, l'un d'eux ne serait pas en mesure de faire face à ses obligations. Le montant consolidé par le Groupe EDF au travers d'EnBW s'élève à 1 087 millions d'euros ;
- dans le cadre de la mise en place de la couverture de l'exposition au risque dommages causés par la tempête à son réseau de distribution d'électricité en France, EDF a conclu un contrat avec CDC Ixis Capital Markets aux

termes duquel chacune des parties s'engage à indemniser l'autre de la responsabilité qu'elle pourrait encourir au titre de l'émission d'un CAT bond dans la limite d'un montant global maximal de 240 millions d'euros pour chacune des parties. La prime fixe restant à courir au 31 décembre 2004 a, par ailleurs, été valorisée à 96 millions d'euros ;

- les garanties données par EDF à High Holborn Estates Ltd et à la Deutsche Bank dans le cadre de contrats de bail (126 millions d'euros) ;
- les contrats de locations simples et autres garanties données à des tiers (fournisseurs, autorités douanières, etc).

35.1.1.2 Engagements liés au financement

Garanties sur emprunts

Dont :

- Engagement d'EDF de garantir un emprunt obligataire à coupon zéro au profit d'IEB Finance pour un montant de 1 113 millions d'euros au 31 décembre 2004. EDF a par ailleurs reçu la contre-garantie des autres actionnaires d'IEB à hauteur de leur quote-part (voir engagements reçus liés au financement). Cette contre-garantie sera substituée par un nantissement des titres détenus par IEB dans Edison, donné par les autres actionnaires, lorsque ce nantissement sera possible et avant le dénouement des différentes options portant sur les actions IEB.
- Nantissements et hypothèques d'actifs corporels (1 220 millions d'euros) donnés par certaines filiales d'EDF SA afin de garantir leurs emprunts.
- Autres garanties données par EDF International sur des emprunts contractés par ses filiales (180 millions d'euros).
- Diverses garanties données notamment par EDF SA (350 millions d'euros), le groupe EDEV (69 millions d'euros) et le groupe Dalkia (23 millions d'euros).

Autres engagements liés au financement

Il s'agit principalement :

- d'engagements d'apports de financements complémentaires concernant diverses centrales (102 millions d'euros) ;
- et d'avances en comptes courants non utilisées à la clôture octroyées par Electricité de Strasbourg (76 millions d'euros).

35.1.1.3 Engagements liés aux investissements

Engagements d'acquisition et cession de titres

- EDF détient 18 % du capital d'Italenergia Bis (IEB), société-mère d'Edison. 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 1er mars 2005 et le 30 avril 2005, avec la possibilité d'un exercice anticipé en cas d'exigibilité anticipée d'un financement souscrit par Fiat auprès d'un syndicat bancaire.

EDF a également consenti à Fiat une option (Put) sur 14 % du capital d'IEB cédés aux banques italiennes (Intesa, IMI Investimenti, et Capitalia). Ce put est conditionnel à l'exercice du put donnant droit à Fiat de vendre à EDF 24,6 % des actions et warrants d'IEB et à l'exercice par les banques sur Fiat de leur put sur 14 % du capital d'IEB. Il est exerçable dans les mêmes conditions que le put portant sur les 24.6 % (voir supra) avec un prix plancher de 653 millions d'euros. Fiat a également consenti à EDF une option (Call) donnant le droit à EDF d'acheter 14 % des actions d'IEB dans l'hypothèse où Fiat a exercé son put sur les 24,6 %.

Les banques italiennes (23,37 % des actions IEB hors actions acquises de Fiat) possèdent une option de vendre (Put) à EDF leurs actions et warrants IEB ainsi que les titres Edison souscrits par ces dernières dans le cadre de l'augmentation de capital d'Edison décidée en décembre 2002 ; EDF dispose également d'une option d'achat (call). Ces options sont exerçables entre février 2005 et mars 2005.

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

Le prix plancher global des options sus-décrites (banques italiennes et Carlo Tassara) s'élève à 1 936 millions d'euros. Aucune anticipation à l'initiative des contreparties ne peut intervenir en l'espèce. L'évaluation des titres détenus dans IEB et des engagements financiers directs et indirects pris par EDF dans IEB et Edison sont décrits en note 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.

Compte tenu notamment de l'adoption par le Parlement italien le 23 août 2004 de la loi n°239 (cf note 30.1) ouvrant la voie à la mise en œuvre de mesures potentiellement préjudiciables à EDF en cas d'exercice des contrats d'option, EDF a décidé le 16 décembre 2004 d'initier, comme les contrats d'options le permettent, une procédure d'arbitrage sur l'ensemble des contrats d'option conclus avec ses partenaires dans IEB.

Les principaux indicateurs clés d'EDISON au 31 décembre 2004, établis selon les principes italiens, sont les suivants

	31.12.2004(*)	31.12.2003
Chiffres d'affaires	6 491	6 287
EBITDA	1 254	1 103
EBIT	611	415
Résultat avant impôts et intérêts minoritaires	364	128
	31.12.2004	31.12.2003
Capitaux propres part du Groupe	ND	5 213
Endettement net	3 852	4 143

(*) Données préliminaires publiées le 14 février 2005. (Source : Edison)

- Engagement consenti à OEW par EDF International relatif à EnBW en vertu du pacte d'actionnaires conclu le 26 juillet 2000.

A compter du 1er janvier 2005 et jusqu'au 31 décembre 2005, OEW peut décider de vendre tout ou partie de ses 62 514 267 actions pour un prix unitaire de 37,14 euros auquel est appliquée une décote en fonction de paramètres financiers prévus dans le pacte d'actionnaires.

A partir du 1er juin 2006 et jusqu'au 31 décembre 2011, OEW peut décider de vendre tout ou partie de ses actions pour un prix unitaire de 37,14 euros sans que la décote ne soit appliquée.

Le montant de cette option est estimé à 2 322 millions d'euros au 31 décembre 2004.

Par ailleurs, à l'issue des opérations de refinancement d' EnBW du premier semestre 2004, EDF a augmenté son pourcentage de détention de 4,4 % et a renoncé au profit de OEW à l'exercice de ses futurs droits de souscription d'actions émis dans le cadre de ces opérations dans l'éventualité où OEW souhaiterait remonter à parité avec EDF en 2005.

D'autres accords conclus entre EDF International et OEW précisent que OEW dispose d'une option de vente portant sur 5,94 % des actions EnBW qui pourra être exercée entre le 28 janvier 2005 et le 30 novembre 2006. Le montant de cet engagement est estimé à 476 millions d'euros au 31 décembre 2004.

Divers options ou accords pris par EDF International (229 millions d'euros) et par EnBW sur des titres de différentes sociétés du secteur énergétique (621 millions d'euros).

- Engagements pris par EDEV SA relatif à EDF Energies Nouvelles

Le 16 décembre 2002 EDEV SA a acquis 170 419 titres de la société SIIF-Energies (devenue en 2004 EDF Energies Nouvelles) et a porté ensuite sa participation totale à 49,73 % par une augmentation de capital. Un usufruit a par ailleurs été mis en place sur 20 181 titres. EDEV SA dispose désormais de 50 % des droits de vote en Assemblée Générale Ordinaire. Ce contrôle sur 50 % des droits de vote est garanti à EDEV SA par l'attribution de 380 000 BSA (Bons de Souscription en Actions) exerçables au prix de 51,30 euros émis lors de l'assemblée générale de décembre 2002.

En ce qui concerne l'achat des titres, il a été convenu avec le vendeur qu'un ajustement de prix de vente pourrait être versé en 2005 en fonction du développement plus ou moins important de la société et de l'accroissement de sa valeur. Un expert appréciera l'importance de cet accroissement sur la période. A l'occasion de cette opération, les actionnaires ont confirmé l'intention de procéder à terme à une introduction en Bourse de la société. Si par la suite EDEV SA devait s'opposer à cette mise en Bourse, les autres actionnaires bénéficieraient, sous certaines conditions, d'une promesse d'achat de leurs titres consentie par EDEV, exerçable du 1er au 31 décembre 2007 au plus tôt. EDEV bénéficierait alors d'une promesse de vente sur ces mêmes titres, exerçable à partir du 1er janvier 2009.

Sur la base de la dernière valorisation (décembre 2002) et compte tenu des développements réalisés depuis cette date, le complément de prix devrait être inférieur à 10 millions d'euros et le coût d'acquisition des titres, s'ils étaient acquis aujourd'hui, inférieur à 200 millions d'euros.

Enfin, EDEV s'est engagé, sous réserve que certaines conditions soient remplies, à financer par des fonds propres tout ou partie de projets développés par EDF Energies Nouvelles, pour un montant total qui ne dépasse pas un maximum de 150 millions d'euros (soit 75 millions d'euros à 49,73 %). Au 31 décembre 2004, EDEV a accordé 83 millions d'euros (soit 41 millions d'euros en quote-part) de financement de cette nature.

- Accord avec Veolia Environnement : Veolia Environnement a accordé à EDF une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où un concurrent d'EDF viendrait à prendre le contrôle de Veolia Environnement. De même, EDF a accordé à Veolia Environnement une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où le statut d'EDF serait modifié et où un concurrent de Veolia Environnement, agissant seul ou de concert, viendrait à prendre le contrôle d'EDF. A défaut d'accord entre les parties sur le prix de cession des titres, celui-ci serait fixé à dire d'expert.

Par ailleurs, EDF et Veolia Environnement détiennent respectivement des options d'achat et de vente qui conduiraiaient, en cas d'exercice par l'une des parties, EDF à détenir 50 % du capital et des droits de vote de Dalkia. A défaut d'accord entre les parties sur le prix de cession des titres, celui-ci serait fixé à dire d'expert.

Autres engagements liés aux investissements

Dont :

- garantie donnée par EDF International au Trésor polonais sur le niveau d'investissement à réaliser par ECW (55 millions d'euros) ;
- engagements d'investissements à Zielona Gora pris par Kogeneracja (19 millions d'euros) et par Dalkia International (17 millions d'euros) envers la ville de Poznan (Pologne) ;
- autres engagements pris par EDEV, FIGLEC et EnBW (109 millions d'euros).

35.1.2 ENGAGEMENTS HORS BILAN REÇUS AU 31 DÉCEMBRE 2004

35.1.2.1 Engagements liés à l'exploitation

Il s'agit notamment d'engagements reçus par EDF pour 3 772 millions dont 3 523 millions d'engagements réciproques (dont les engagements sur commandes d'immobilisation ou d'exploitation et le contrat avec la CDC Ixis Capital Market — cf. autres engagements donnés liés à l'exploitation).

35.1.2.2 Engagements liés au financement

Ils concernent principalement :

- le montant global des lignes de crédit (8 733 millions d'euros) dont dispose le Groupe EDF auprès de différentes banques ;
- la contre-garantie donnée à EDF par les autres actionnaires d'IEB, à hauteur de leur quote-part (soit 912 millions d'euros au 31 décembre 2004), relatif à l'emprunt obligataire garanti par EDF (Cf. garanties sur emprunts).

35.1.2.3 Engagements liés aux investissements

EDF International dispose d'une option de vente conclue avec Edison sur sa participation dans Finel (40 %). Cette option peut être exercée à compter du 1er juillet 2005 et s'éteindra au plus tard le 31 décembre 2006. Le prix de sortie correspondra à 40 % de la valeur de Finel à cette date et, pour un montant minimum de 300 millions d'euros.

35.1.3 ENGAGEMENTS HORS BILAN RELATIFS AUX MATIÈRES PREMIÈRES ET AUX FOURNITURES D'ÉNERGIE AU 31 DÉCEMBRE 2004

Le Groupe a souscrit dans le cadre de ses activités de production et de commercialisation des contrats à long terme ainsi que des contrats dits de « take or pay » selon lesquels il s'engage à acheter des matières premières, du combustible, de l'énergie et du gaz pour des durées qui peuvent atteindre 20 ans. Par ailleurs, le Groupe s'est engagé à livrer de l'énergie et de l'électricité dans le cadre de contrats de vente ferme à des clients finaux. Dans la plupart des cas, ces engagements sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation de livrer ou d'acheter les quantités déterminées dans ces contrats.

En ce qui concerne EDF, un ensemble de contrats à long terme a été passé avec un certain nombre d'électriciens européens aux termes desquels elle s'est engagée à livrer de l'électricité. Ces contrats sont de deux types :

- des contrats de co-financement de centrales nucléaires, portant selon les cas sur une centrale particulière ou un parc de production défini. Les entreprises ayant participé à ces financements ont un droit de tirage sur les centrales concernées au pro-rata de leur participation au financement initial ;
- des contrats commerciaux de vente à long terme adossés le plus souvent sur le parc de production nucléaire.

De même, EDF a passé avec un certain nombre de producteurs d'électricité des contrats d'achats à long terme, soit en participant au financement de centrales de production, soit au travers de contrats commerciaux d'achat d'électricité.

Par ailleurs, lors la prise de participation dans EnBW en 2001, EDF s'est engagée à vendre sur le marché français 6 000 MW dans le cadre d'enchères. Cette vente de puissance a été atteinte dès la fin 2003. D'une durée de base de 5 ans, elle pourra être réexaminée avec les autorités européennes début 2006.

De plus, au terme l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques la production issue : des centrales de co-générations, des unités de production d'énergie renouvelable — éolien et petite hydraulique ou valorisant les déchets organiques. Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés via la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE).

Ces engagements recouvrent également ceux relatifs aux contrats à long terme d'achat de combustibles et de gaz ainsi que ceux relatifs aux contrats signés par la Division aux Combustibles Nucléaires d'EDF.

35.2 Engagements hors bilan au 31 décembre 2003

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

	ÉCHÉANCES			
(en millions d'euros)	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 RECUS				
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	—

35.2.1 ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNÉS AU 31 DÉCEMBRE 2003

35.2.1.1 Garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission

Il s'agissait principalement de garanties liées à la construction ou à l'exploitation des centrales mexicaines (360 millions d'euros), chinoises — Heze et Liaocheng — (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.

35.2.1.2 Engagements sur contrats commerciaux

Concernaient essentiellement des garanties de paiement sur contrats d'achats et de transports de gaz d'EDF Trading (301 millions d'euros) et de fournitures d'énergies d'EnBW (256 millions d'euros).

35.2.2 ENGAGEMENTS SUR COMMANDES D'EXPLOITATION ET D'IMMOBILISATIONS

Il s'agissait 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 Electrique contribuaient respectivement à hauteur de 3 165 et 849 millions d'euros.

35.2.2.1 Autres engagements liés à l'exploitation

Concernent principalement :

- L'engagement de solidarité pris par les exploitants de centrales nucléaires allemands dans l'éventualité où, à la suite d'un accident nucléaire, l'un d'eux ne serait pas en mesure de faire face à ses obligations. Le montant consolidé par le Groupe EDF au travers d'EnBW s'élèvait 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 dommages pour cause de tempête. L'engagement donné était 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).

35.2.3 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 avait 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 EDFI 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).

35.2.4 AUTRES ENGAGEMENTS LIÉS AU FINANCEMENT

Il s'agissait 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 octroyées par Electricité de Strasbourg (61 millions d'euros).

35.2.5 ENGAGEMENTS D'ACQUISITION ET CESSION DE TITRES

- EDF détenait 18 % du capital d'Italenergia Bis (IEB), société-mère d'Edison. Ces titres étaient 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 avait 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 1er 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, étaient les suivants :

COMPTE DE RÉSULTAT	31.12.2003(1)	31.12.2002
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.

	31.12.2003	31.12.2002
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 1er janvier 2005 et jusqu'au 31 décembre 2005, OEW peut décider de vendre tout ou partie de ses 62 514 267 actions pour un prix unitaire de 37,14 euros auquel est appliquée une décote en fonction de paramètres financiers prévus dans le pacte d'actionnaires. A partir du 1er 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 était estimé à 2 322 millions d'euros au 31 décembre 2003.

D'autres accords conclu 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 était 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 détenaient et qui concernaient Rybnik, SSE, EcW, EDF UK et la Compagnie Eolienne du Detroit (276 millions d'euros).

35.2.6 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'actionnaire, d'un montant minimum 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 5 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 engagée 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.

35.2.7 ENGAGEMENTS HORS BILAN REÇUS

35.2.7.1 Engagements liés à l'exploitation

Il s'agissait 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).

35.2.7.2 Engagements liés au financement

Ils concernaient principalement :

- le montant global des lignes de crédit (6 000 millions d'euros) dont dispose EDF 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).

35.2.7.3 Engagements liés aux investissements

- EDF dispose d'une option d'achat portant sur 4 % du capital de Véolia 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 disposait d'une option de vente de sa participation initiale de 10 % dans la Société Publique d'Electricité (SPE). EDF International avait 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.

Note 36 : Evénements postérieurs à la clôture

36.1 Situation au 31 décembre 2004 :

- Exercice des options de vente de titres IEB par les banques italiennes

Le 3 février 2005, les banques italiennes (23,37 % des actions IEB hors actions acquises de Fiat) ont notifié à EDF l'exercice de leur option de vente.

Selon EDF, la procédure d'arbitrage conduit à suspendre l'exécution des contrats, dans l'attente des décisions sur le fond des tribunaux arbitraux.

36.2 Situation au 31 décembre 2003 :

Néant

Note 37 : Périmètres de consolidation

Les principales variations de périmètre intervenues en 2004, 2003 et 2002 sont détaillées en note 4.

37.1 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2004

Le périmètre de consolidation se présente comme suit au 31 décembre 2004 :

NOM DE L'ENTITE		ADRESSE DU SIEGE SOCIAL	QUOTE-PART D'INTERET DANS LE CAPITAL	QUOTE-PART DES DROITS DE VOTE DETENUS	METHODE DE CONSOLIDATION	SECTEUR D'ACTIVITE	N° *SIREN*
FRANCE (SOCIÉTÉ MÈRE)							
ELECTRICITE DE FRANCE SA	(f)	22-30, avenue de Wagram 75382 Paris cedex 08	100	100	Mère	P,D,S	552081317
EUROPE							
EDF ENERGY		Templar House 81-87 High Holborn Londres WCIV 6NU	100	100	IG	P,D,S	
EDF UK		Templar House 81-87 High Holborn Londres WCIV 6NU	100	100	IG	D	

NOM DE L'ENTITE	ADRESSE DU SIEGE SOCIAL	QUOTE-PART D'INTERET DANS LE CAPITAL	QUOTE-PART DES DROITS DE VOTE DETENUS	METHODE DE CONSOLIDATION	SECTEUR D'ACTIVITE	N° *SIREN*
EnBW	Durlacher allee 93 D — 76 131 Karlsruhe Allemagne	48,43	42,02	IP	P,D,S	
EDF OSTALBKREIS	Stuttgarterstrasse 41 D — 73430 Aalen Allemagne	100	100	IG	D	
EDF WEINSBERG	Rathaus D-74189 Weinsberg Allemagne	100	100	IG	D	
MOTOR COLUMBUS	Parkstrasse 27 CH — 5401 Baden Suisse	22,39	20	ME	P	
Groupe ATEL	Bahnhofquai 12 CH — 4601 Olten Suisse	14,51	21,23	ME	P	
FINELEX BV	Drentestraat 20 1083 HK Amsterdam Pays-Bas	100	100	IG	P	
ECK Cracovie	Ul. Cieplownicza 1 31-587 Cracovie 28 Pologne	66,26	66,26	IG	P	
KOGENERACJA	Ul. Lowieecka 24 50-220 Wroclaw Pologne	35,86	49,82	IG	P	
ECW	Ul. Swojska 9 80-867 Gdansk Pologne	77,44	77,44	IG	P	
RYBNIK	Ul. Podmiejska 44-207 Rybnik Pologne	78,25	69.87	IG	P	
ZIELONA GORA	Elektrocieplownia Zielona Gora ul. Zjednoczenia 103 65120 Zielona Gora Pologne	26,75	74,61	IG	P, D	
DEMASZ	Klauzal Ter 9 6720 Szeged Hongrie	60,91	60,91	IG	D	
BERT	Budafoki ut 52 1117 Budapest XI Hongrie	95,57	95,57	IG	P	
Groupe ESTAG	Palais Heberstein Leonhard-strasse 59 A-8010 Graz	20	25	ME	P	
SSE	Ulica Republiky c. 5 01047 Zilina Slovakia	49	49	ME	D	
CINERGY HOLDING COMPANY BV	Burgemeester Haspelslaan 455/F 1181 NB Amstel Veen Pays-Bas	50	50	IP	P	
FINEL	Foro Buonaparte n°31 20121 Milano Italie	40	40	ME	P	
FENICE	Via Acqui n°86 10090 RIVOLI Italie	100	100	IG	P	
EDF Energia Italia	EDF Energia Italia Srl EDF — Bureau de Rome Via Abruzzi n°25 00187 Rome — Italie	100	100	IG	P	
HISPAELEC	C/Alcala 54-3°Izda 28014 Madrid Espagne	100	100	IG	P	

NOM DE L'ENTITE	ADRESSE DU SIEGE SOCIAL	QUOTE-PART D'INTERET DANS LE CAPITAL	QUOTE-PART DES DROITS DE VOTE DETENUS	METHODE DE CONSOLIDATION	SECTEUR D'ACTIVITE	N° ***SIREN***
SKANDRENKRAFT	Norrlandsgatan 15 SE 11143 Stockholm Suède	100	100	IG	P	
PORT SAID	92 El Nile St Apt 12 1611 GIZA Egypte	100	100	IG	P	
PORT SUEZ	92 El Nile St Apt 12 1611 GIZA Egypte	100	100	IG	P	
AZITO O&M SA	Yopougon Niangon Sud-village Azito 23 BP 220 2204 Abidjan Côte d'Ivoire	50	50	IP	P	
AZITO ENERGIE	01 B.P. 3963 Abidjan 01 Côte d'Ivoire	32,85	32,85	IP	P	
RESTE DU MONDE						
EDENOR	Azoparado 1025 Piso 17 1107 Buenos Aires Argentine	90	90	IG	D	
EASA	av. Eduardo Madero 900- Piso 22 C1006ACV Buenos Aires Argentine	100	100	IG	D	
SODEMSA	Calle Nocochea N°62 Piso 3 - Departamento 4 5500 Mendoza Argentine	88	88	IG	D	
EDEMSA	Belgrano 815 5500 Mendoza Argentine	44,88	51	IG	D	
LIDIL	Avenida Marechal Floriano n°168 - Bloco 1-2° Andar centro CEP 20080 Rio de Janeiro Brésil	100	100	IG	D	
LIGHT	Avenida Marechal Floriano n°168 - Bloco 1 - 2° andar CEP20080 - 002 Caixa Postal Centro Rio de Janeiro Brésil	94,79	94,79	IG	D	
LIGHT ENERGY	Avenida Marechal Floriano n°168 - Bloco 1 - 2° andar CEP20080 - 002 Caixa 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	
NORTE FLUMINENSE	Avenida Graça Aranha n° 182 ao 9° andar CEP 20030 - 003 Caixa Postal Rio de Janeiro Brésil	90	90	IG	P	
UTE PARACAMBI	Avenida Graça Aranha, n°182 ao 9° andar CAP 20030 Rio de Janeiro Brésil	100	100	IG	P	

NOM DE L'ENTITE		ADRESSE DU SIEGE SOCIAL	QUOTE-PART D'INTERET DANS LE CAPITAL	QUOTE-PART DES DROITS DE VOTE DETENUS	METHODE DE CONSOLIDATION	SECTEUR D'ACTIVITE	N° *SIREN*
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 Piso 3 Colonia Cuauhtemoc, 06500 Mexico DF	51	51	IG	P	
VALLE HERMOSO		C/O Compania Mexicana de Gerencia y Operacion SA de CV, Panzacola n°62, Local 202, Villa Coyoacan, 04000 Mexico DF	100	100	IG	p	
FIGLEC		25 TH Floor, Guangxi Foreign Trade Building 137, Qixing road - Nanning Guangxi 530 022 République de Chine	100	100	IG	P	
SYNERGIE		Laibin Power Plant Po Box 09 Laibin 546138 Guangxi République de Chine	85	85	IG	P	
SHANDONG ZHONGHUA POWER COMPANY		17 Jing San Road Jinan Shandong République de Chine	19,6	19,6	ME	P	
MECO		Sun Wah Tower 115 Nguyen Hue Street District 1 Ho Chi Minh City Vietnam	56,25	56,25	IG	P	
NAM THEUN POWER COMPANY		26 Khun Boulom Road Ban Haysok PO Box 5862 Vientiane, Lao PDR	35	35	ME	P	
EDF TRADING							
EDF TRADING		Mid City Place 71, High Holborn London WC 1V6ED	100	100	IG	P.S	
AUTRES							
EMOSSON		Centrale de la Bâtiaz CH-1920 Martigny — Suisse	50	50	IP	P	
RICHEMONT	(f)	Centrale Sidérurgique de Richemont 57270 Richemont	100	100	IG	P	
SEMOBIS		41, rue de la Pépinière 1000 — Bruxelles Belgique	100	100	IG	P	

NOM DE L'ENTITE		ADRESSE DU SIEGE SOCIAL	QUOTE-PART D'INTERET DANS LE CAPITAL	QUOTE-PART DES DROITS DE VOTE DETENUS	METHODE DE CONSOLIDATION	SECTEUR D'ACTIVITE	N° ***SIREN***
EDF CAPITAL INVESTISSEMENT	(f)	16, avenue de Friedland 75008 Paris	100	100	IG	S	413114653
SAPAR FINANCE	(f)	1, place Pleyel 93282 Saint-Denis cedex	100	100	IG	S	347889149
SAPAR PARTICIPATIONS	(f)	1, place Pleyel 93282 Saint-Denis cedex	100	100	IG	S	403189467
C2	(f)	C/O EDF International SA 20, place de la défense 92050 Paris la Défense cedex	100	100	IG	S	421328162
C3	(f)	30, avenue de Wagram 75382 Paris cedex 08	100	100	IG	S	428722714
Immobilière WAGRAM ETOILE	(f)	20, place de la Défense 92050 Paris la Défense cedex	100	100	IG	S	414660043
LA GERANCE GENERALE FONCIERE	(f)	20, place de la Défense 92050 Paris la Défense cedex	99,86	99,86	IG	S	562054510
IMMOBILIERE PB6		31, rue de Mogador 75009 Paris	50	50	IP	S	414875997
SOFILO	(f)	20, place de la Défense 92050 Paris la Défense cedex	100	100	IG	S	572184190
EDF INTERNATIONAL	(f)	20, place de la Défense 92050 Paris la Défense cedex	100	100	IG	D	380415125
SOCIETE D'INVESTISSEMENT EN AUTRICHE		20, place de la Défense 92050 Paris la Défense cedex	80	80	IG	P	421089913
EDF DEVELOPPEMENT ENVIRONNEMENT SA	(f)	90, esplanade du Général de Gaulle 92933 Paris la Défense cedex	100	100	IG	P	380414482
ELECTRICITE DE STRASBOURG		26, boulevard du Président Wilson 67953 Strasbourg cedex 9	74,86	74,86	IG	D	558501912
A.S.A.-HOLDING A.G		Hans-Hruschka Gasse 9 A2325 HIMBERG Autriche	100	100	IG	S	
VERO GmbH		Libertas-Intercount Revisions und Beratungsgesellschaft WIEN Teinfaltstrasse 4 Autriche	100	100	IG	S	
T.I.R.U.		134, boulevard Haussmann 75008 Paris	51	51	IG	S	334303823
EnXco		63-665 19th avenue North Palm Springs California 92258 USA	50	50	IP	S	
EDF ENERGIES NOUVELLES (ex SIIF Energies)		Cœur Défense imm. B1 90, esplanade du Général de Gaule 92933 PARIS la Défense cedex	50	50	IP	S	379677636
DALKIA HOLDING		37, avenue Maréchal de Lattre de Tassigny 59350 St André Les Lille	34	34	ME	S	403211295
EDENKIA		37, avenue Maréchal de Lattre de Tassigny 59350 St André Les Lille	50	50	ME	S	434109807

NOM DE L'ENTITE		ADRESSE DU SIEGE SOCIAL	QUOTE-PART D'INTERET DANS LE CAPITAL	QUOTE-PART DES DROITS DE VOTE DETENUS	METHODE DE CONSOLIDATION	SECTEUR D'ACTIVITE	N° *SIREN*
DALKIA INTERNATIONAL		37, avenue Maréchal de Lattre de Tassigny 59350 St André Les Lille	50	24,14	IP	S	433539566
DALKIA INVESTISSEMENT		37, avenue Maréchal de Lattre de Tassigny 59350 St André Les Lille	67	50	IP	S	404434987

IG = intégration globale, IP = intégration proportionnelle, ME = mise en équivalence ;
Secteurs d'activités : P = Production, D = Distribution, S = Services

(f) sociétés intégrées fiscalement.

37.2 Périmètre au 31 décembre 2003

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

NOM DE L'ENTITE		ADRESSE DU SIEGE SOCIAL	QUOTE-PART D'INTERET DANS LE CAPITAL	QUOTE-PART DES DROITS DE VOTE DETENUS	METHODE DE CONSOLIDATION	SECTEUR D'ACTIVITE	N° SIREN
TETE DE GROUPE							
ELECTRICITE DE FRANCE	(f)	22-30, avenue de Wagram 75382 Paris cedex 08	100	100	Mère	P,D,S	552081317
CERGA		1, 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 Bâtiaz 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)	1, place Pleyel 93282 Saint-Denis cedex	100	100	IG	S	347889149
SAPAR PARTICIPATIONS	(f)	1, place Pleyel 93282 Saint-Denis cedex	100	100	IG	S	403189467
C2	(f)	C/O EDF International SA 20, place de la défense 92050 Paris la Défense cedex	100	100	IG	S	421328162
C3	(f)	30, avenue de Wagram 75382 Paris cedex 08	100	100	IG	S	428722714
Immobilière 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

NOM DE L'ENTITE		ADRESSE DU SIEGE SOCIAL	QUOTE-PART D'INTERET DANS LE CAPITAL	QUOTE-PART DES DROITS DE VOTE DETENUS	METHODE DE CONSOLIDATION	SECTEUR D'ACTIVITE	N° SIREN
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
A.S.A.- HOLDING A.G		Graf-Starhemberg-Gasse 25 A-1040 Wien Autriche	100	100	IG	S	
VERO GmbH		Libertas-Intercount Revisions und Beratungsgesellschaft WIEN Teinfaltstrasse 4 Autriche	100	100	IG	S	
T.I.R.U.		134, boulevard Haussmann 75008 Paris	51	51	IG	S	334303823
EnXco		63-665 19th avenue North Palm Springs California 92258 USA	50	50	IP	S	
SIIF ENERGIES		Cœur Défense imm. B1 90, esplanade du Général de Gaule 92933 PARIS la Défense cedex	50	50	IP	S	379677636
DALKIA HOLDING		37, avenue Maréchal de Lattre de Tassigny 59350 St André Les Lille	34	34	ME	S	403211295
EDENKIA		37, avenue Maréchal de Lattre de Tassigny 59350 St André Les Lille	50	50	ME	S	434109807
DALKIA INTERNATIONAL		37, avenue Maréchal de Lattre de Tassigny 59350 St André Les Lille	50	24,14	IP	S	433539566
DALKIA INVESTISSEMENT		37, avenue Maréchal de Lattre de Tassigny 59350 St André Les Lille	67	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	

NOM DE L'ENTITE	ADRESSE DU SIEGE SOCIAL	QUOTE-PART D'INTERET DANS LE CAPITAL	QUOTE-PART DES DROITS DE VOTE DETENUS	METHODE DE CONSOLIDATION	SECTEUR D'ACTIVITE	N° SIREN
FINELEX BV	Drentestraat 20 1083 HK Amsterdam Pays-Bas	100	100	IG	P	
ECK Cracovie	Ul. Cieplownicza 1 31-587 Cracovie 28 Pologne	66,08	66,08	IG	P	
KOGENERACJA	Ul. Lowieecka 24 50-220 Wroclaw 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	Elektrocieplownia Zielona Gora ul. Zjednoczenia 103 65120 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 Slovakia	49	49	ME	D	
BRANCHE EUROPE DE L'OUEST, MEDITERRANEE, 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 WCIV 6NU Angleterre	100	100	IG	D	
EDF ENERGY	Templar House 81-87 High Holborn Londres WCIV 6NU Angleterre	100	100	IG	P,D,S	
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	
SKANDRENKRAFT	Norrlandsgatan 15 SE 11143 Stockholm Suède	100	100	IG	P	

NOM DE L'ENTITE	ADRESSE DU SIEGE SOCIAL	QUOTE-PART D'INTERET DANS LE CAPITAL	QUOTE-PART DES DROITS DE VOTE DETENUS	METHODE DE CONSOLIDATION	SECTEUR D'ACTIVITE	N° SIREN
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 BP1296 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 54-3°Izda 28014 MADRID-ESPANA	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	

NOM DE L'ENTITE	ADRESSE DU SIEGE SOCIAL	QUOTE-PART D'INTERET DANS LE CAPITAL	QUOTE-PART DES DROITS DE VOTE DETENUS	METHODE DE CONSOLIDATION	SECTEUR D'ACTIVITE	N° SIREN
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	
EASA	Azoparado 1025 Piso 18 1107 Buenos Aires Argentine	100	100	IG	D	
EDENOR	Azoparado 1025 Piso 17 1107 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 1 Ho Chin Minh City Vietnam	56,25	56,25	IG	P	

37.3 Périmètre au 31 décembre 2002

					% CONTROLE		% INTERET		METHODE DE CONSOLIDATION		
NOM		ADRESSE DU SIEGE SOCIAL	N° SIREN	HOLDING	2002	2001	2002	2001	2002	2001	SECTEUR D'ACTIVITE
TETE DE GROUPE											
ELECTRICITE DE FRANCE	(f)	22-30, avenue de Wagram 75382 Paris cedex 08	552081317	Mère	100	100	100	100	Mère	Mère	P,D,S
CERGA		1, place Pleyel 93282 Saint-Denis cedex	728500521	1er RANG	50	50	50	50	IP	IP	P
CHATELOT		ENSA — Les Vernets 2035 Corcelles — Suisse		1er RANG	50	50	50	50	IP	IP	P
EMOSSON		Centrale de la Bâtiaz CH-1920 Martigny — Suisse		1er RANG	50	50	50	50	IP	IP	P
RICHEMONT	(f)	Centrale Sidérurgique de Richemont 57270 Richemont	785580333	1er RANG	100	100	100	100	IG	IG	P

NOM		ADRESSE DU SIEGE SOCIAL	N° SIREN	HOLDING	% CONTROLE 2002	% CONTROLE 2001	% INTERET 2002	% INTERET 2001	METHODE DE CONSOLIDATION 2002	METHODE DE CONSOLIDATION 2001	SECTEUR D'ACTIVITE
RKI		Rheinkraftwerk Iffezheim GmbH C/O EnBW Rudolf-Fettweis-Werk Werkstraß 5 Allemagne		1er RANG	50	50	50	50	IP	IP	P
EDF TRADING		Mid City Place 71, High Holborn London WC 1V6ED		1er RANG	66,59	66,59	87,61	88,85	IG	IG	S
SEMOBIS		41, rue de la Pépinière 1000 - Bruxelles Belgique		1er RANG	100	100	100	100	IG	IG	P
EDF CAPITAL INVESTISSEMENT	(f)	50, rue de Monceau 75008 Paris	413114653	1er RANG	100	100	100	100	IG	IG	S
SAPAR FINANCE	(f)	1, place Pleyel 93282 Saint-Denis cedex	347889149	1er RANG	100	100	100	100	IG	IG	S
SAPAR CONSEIL	(b)	1, place Pleyel 93282 Saint-Denis cedex		—	—	100	—	100	—	IG	S
SAPAR LOCATION	(b)	1, place Pleyel 93282 Saint-Denis cedex		—	—	100	—	100	—	IG	S
SAPAR PARTICIPATIONS	(f)	1, place Pleyel 93282 Saint-Denis cedex	403189467	C3	100	100	100	100	IG	IG	S
C2	(f)	C/O EDF International SA 20, place de la défense 92050 Paris la Défense cedex	421328162	C3	100	100	100	100	IG	IG	S
C3	(f)	30, avenue de Wagram 75382 Paris cedex 08	428722714	1er RANG	100	—	100	—	IG	—	S
Immobilière WAGRAM ETOILE	(f)	44, rue de Lisbonne 75008 Paris	414660043	SOFILO	100	100	100	100	IG	IG	S
LA GERANCE GENERALE FONCIERE	(f)	44, rue de Lisbonne 75008 Paris	562054510	1er RANG	99,86	99,86	99,86	99,86	IG	IG	S
IMMOBILIERE PB6	(a)	31, rue de Mogador 75009 Paris	414875997	SOFILO	50	50	50	50	IP	IP	S
SOFILO	(f)	44, rue de Lisbonne 75008 Paris	572184190	1er RANG	100	100	100	100	IG	IG	S
EDF INTERNATIONAL	(f)	20, place de la Défense 92050 Paris la Défense cedex	380415125	EDFI	100	100	100	100	IG	IG	D
SOCIETE D'INVESTISSEMENT EN Autriche		20, place de la Défense 92050 Paris la Défense cedex	421089913	EDFI	80	80	80	80	IG	IG	P
				EDEV							
EDF DEVELOPPEMENT ENVIRONNEMENT SA	(f)	90, esplanade du Général de Gaulle 92933 Paris la Défense cedex	380414482	EDEV	100	100	100	100	IG	IG	P
ELECTRICITE DE STRASBOURG		26, boulevard du Président Wilson 67953 Strasbourg cedex 9	558501912	EDEV	75,19	74,17	75,19	74,17	IG	IG	D
A.S.A.-HOLDING A.G.		Graf-Starhemberg-Gasse 25 A-1040 Wien Autriche		EDEV	100	100	100	100	IG	IG	S
VERO GmbH		Libertas-Intercount Revisions und Beratungsgesellschaft WIEN Teinfaltstrasse 4 Autriche		EDEV	100	100	100	100	IG	IG	S
T.I.R.U.		134, boulevard Haussmann 75008 Paris	334303823	EDEV	51	51	51	51	IG	IG	S
EnXco		63-665 19th avenue North Palm Springs California 92258 USA		EDEV	50	—	50	—	IP	—	S
SIIF ENERGIES		Cœur Défense imm. B1 90, esplanade du Général de Gaule 92933 PARIS la Défense cedex	379677636	EDEV	50	35	50	35	IP	IP	S
EST VIDEO-COMMUNICATION		26, boulevard du Président Wilson 67953 Strasbourg cedex 9	345347397	—	—	100	—	74,17	—	IG	S
FIPARES	(c)	26, boulevard du Président Wilson 67953 Strasbourg cedex 9		—	—	100	—	74,17	—	IG	S

NOM		ADRESSE DU SIEGE SOCIAL	N° SIREN	HOLDING	% CONTROLE 2002	% CONTROLE 2001	% INTERET 2002	% INTERET 2001	METHODE DE CONSOLIDATION 2002	METHODE DE CONSOLIDATION 2001	SECTEUR D'ACTIVITE
SOFIDAL	(c)	26, boulevard du Président Wilson 67953 Strasbourg cedex 9		—	—	96,98	—	71,93	—	IG	S
MENSI	(c)	ZI Fontaine du Vaisseau 9, rue Edmond Michelet 93360 Neuilly Plaisance		—	—	84,96	—	84,96	—	IG	P
CDB	(c)	B.P. 92 95613 Cergy-Pontoise cedex		—	—	50,80	—	25,91	—	IG	P
CTBR	(c)	C/0 SIDEC 30, rue de Miromesnil 75008 Paris		—	—	35	—	35	—	ME	P
CIE THERMIQUE DU GOL	(c)	C/0 SIDEC 30, rue de Miromesnil 75008 Paris		—	—	20,18	—	20,18	—	ME	P
CIE THERMIQUE DU MOULE	(c)	C/0 SIDEC 30, rue de Miromesnil 75008 Paris		—	—	35	—	35	—	ME	P
EOLIENNES NORD PAS DE CALAIS	(c)	C/O Agence Régionale de l'Energie 50, rue Gustave de Lory 59800 Lille		—	—	24	—	24	—	ME	P
FHYM	(c)	23 bis, rue de Messine 75384 Paris cedex 08		—	—	65,70	—	65,70	—	IG	P
GEOTHERMIE BOUILLANTE	(c)	C/O C.F.G. B.P. 64-29 45000 Orléans cedex 2		—	—	40	—	40	—	ME	P
SALLELES LIMOUSIS	(c)	St Jean Route de Bram 11000 Carcassonne		—	—	40	—	40	—	ME	P
SHEMA	(f) (c)	1, place Pleyel 93282 Saint-Denis cedex		—	—	100	—	100	—	IG	P
SOLELEC CARAIBES	(c)	ZI de Jarry rue Henri Becquerel 97122 Baie Mahault		—	—	35	—	35	—	ME	P
SOPROLIF	(c)	23 bis, rue de Messine 75384 Paris cedex 08		—	—	55	—	55	—	IG	P
ATIC SERVICES	(c)	149, rue de Lonchamp 75761 Paris cedex 16		—	—	33,35	—	33,35	—	ME	S
CNS	(c)	2, rue Paul Dautier 78141Velizy		—	—	49	—	49	—	ME	S
COFIVA	(f) (c)	5-7, avenue Percier 75008 Paris		—	—	100	—	100	—	IG	S
FITCO chez Alston and Bird	(c)	1, Atlantic center 1201 West Peachtree Street Altlanta Georgia 30 309-3424 USA		—	—	100	—	100	—	IG	S
S.N.C. TOTAL ENERGIE	(c)	12-14, allée du Levant 69890 La tour de Salvagny		—	—	35	—	35	—	ME	S
SAE	(f) (c)	1, place Pleyel 93282 Saint-Denis cedex		—	—	100	—	100	—	IG	S
SOCODEI	(c)	B.P. 92 95613 Cergy-Pontoise cedex		—	—	51	—	51	—	IG	S
SOFINEL	(c)	Tour Fiat 1, place de la Coupole 92084 Paris la Défense		—	—	54,98	—	54,98	—	IG	S
SOGEMA	(c)	62, rue Jeanne d'Arc 75641 Paris cedex 13		—	—	35,85	—	35,85	—	ME	S
STMI	(c)	1 route de la Noue ZAC de Courcelle 91196 Gif-Sur-Yvette		—	—	53,34	—	26,13	—	ME	S
TRANSENERGIE	(c)	3D, allée Claude Debussy 69130 Ecully		—	—	25	—	25	—	ME	S
DALKIA											
DALKIA HOLDING		37, avenue Maréchal de Lattre de Tassigny 59350 St André Les Lille	403211295	DALKIA	34	34	34	34	ME	ME	S
EDENKIA		37, avenue Maréchal de Lattre de Tassigny 59350 St André Les Lille	434109807	DALKIA	50	50	50	50	ME	IP	S

NOM	ADRESSE DU SIEGE SOCIAL	N° SIREN	HOLDING	% CONTROLE 2002	% CONTROLE 2001	% INTERET 2002	% INTERET 2001	METHODE DE CONSOLIDATION 2002	METHODE DE CONSOLIDATION 2001	SECTEUR D'ACTIVITE
DALKIA INTERNATIONAL	37, avenue Maréchal de Lattre de Tassigny 59350 St André Les Lille	433539566	DALKIA	24,14	24,14	50	50	IP	IP	S
DALKIA INVESTISSEMENT	37, avenue Maréchal de Lattre de Tassigny 59350 St André Les Lille	404434987	DALKIA	50	50	67	67	IP	IP	S
MOTOR COLUMBUS	Parkstrasse 27 CH — 5401 Baden Suisse		EDFI	20	20	22,26	20	ME	ME	P
Groupe ATEL	Bahnhofquai 12 CH — 4601 Olten Suisse		EDFI	1,23	1,23	13,85	12,57	ME	ME	P
EnBW	Durlacher allee 93 D — 76 131 Karlsruhe Allemagne		EDFI	34,50	34,50	45,75	34,5	IP	IP	P,D,S
EDF OSTALBKREIS	Stuttgarterstrasse 41 D - 73430 Aalen Allemagne		EDFI	100	100	100	100	IG	IG	D
EDF WEINSBERG	Rathaus D-74189 Weinsberg Allemagne		EDFI	100	100	100	100	IG	IG	D
FINELEX BV	Drentestraat 20 1083 HK Amsterdam Pays-Bas		EDFI	100	100	100	100	IG	IG	P
ECK Cracovie	Ul. Cieplownicza 1 31-587 Cracovie 28 Pologne		EDFI	65,83	65,35	65,83	65,35	IG	IG	P
KOGENERACJA	Ul. Lowieecka 24 50-220 Wroclaw Pologne		EDFI	34,23	34,23	35,36	33,66	IG	ME	P
ECW	Ul. Swojska 9 80-867 Gdansk Pologne		EDFI	38,99	38,99	38,99	38,99	IG	IG	P
RYBNIK	Ul. Podmiejska 44-207 Rybnik Pologne		EDFI	33,33	33,33	40,96	39,23	IG	IP	P
DEMASZ	Klauzal Ter 9 6720 Szeged Hongrie		EDFI	60,91	60,91	60,91	60,91	IG	IG	D
EDASZ	Kando Kalman utca 139027 Gyor Hongrie		EDFI	—	28,44	—	28,44	—	IP	D
BERT	Budafoki ut 52 1117 Budapest XI Hongrie		EDFI	95,57	95,57	95,57	95,57	IG	IG	P
Groupe EST AG	Palais Heberstein Leonhard-strasse 59 A-8010 Graz Autriche		EDFI	25	25	20	20	ME	ME	P
SSE	Ulica Republiky c. 5 01047 Zilina Slovakia		EDFI	49	—	49	—	ME	—	D
BRANCHE EUROPE DE L'OUEST, MEDITERRANEE, AFRIQUE										
CINERGY HOLDING COMPANY BV	Burgemeester Haspelslaan 455/F 1181 NB Amstel Veen Pays-Bas		EDFI	50	50	50	50	IP	IP	P
EDF UK	Templar House 81-87 High Holborn Londres WCIV 6NU Angleterre		EDFI	100	100	100	100	IG	IG	D
LONDON ELECTRICITY GROUP	Templar House 81-87 High Holborn Londres WCIV 6NU Angleterre		EDFI	100	100	100	100	IG	IG	P,D,S
FENICE	Via Acqui n°86 10090 Rivoli Italie		EDFI	—	100	—	100	—	IG	P

NOM	ADRESSE DU SIEGE SOCIAL	N° SIREN	HOLDING	% CONTROLE 2002	% CONTROLE 2001	% INTERET 2002	% INTERET 2001	METHODE DE CONSOLIDATION 2002	METHODE DE CONSOLIDATION 2001	SECTEUR D'ACTIVITE
FINEL	Foro Buonaparte n°31 20121 Milano Italie		EDFI	40	40	40	40	ME	ME	P
FENICE Ex. EDF ITALIA	Via Abruzzi n°25 00187 Roma Italie		EDFI	100	100	100	100	IG	IG	P
I.S.E	Foro Buonaparte n°31 20121 Milano Italie		EDFI	30	—	30	30	ME	ME	P
SKANDRENKRAFT	Norrlandsgatan 15 SE 11143 Stockholm Suède		EDFI	100	100	100	100	IG	IG	P
Groupe GRANINGE	Graningeverkens AB Karlsrovägen 2D — Box 733 SE — 18217 Danderyd Suède		EDFI	36,32	36,26	36,32	36,26	IP	IP	P,D,S
PORT SAID	92 El Nile St El Giza Le Caire Egypte		EDFI	100	100	100	100	IG	IG	P
PORT SUEZ	92 El Nile St El Giza Le Caire Egypte		EDFI	100	100	100	100	IG	IG	P
AZITO O&M SA	Cocody — Danga Nord Rue B49 BP1296 cedex 1 Abidjan — Côte d'Ivoire		EDFI	50	50	50	50	IP	IP	P
AZITO ENERGIE	01 B.P. 3963 Abidjan 01 Côte d'Ivoire		EDFI	32,85	74	32,85	37	IP	IP	P
BRANCHE AMERIQUES										
LIDIL	Rua Boa Vista, 254 7è andar sola 721 Cidade de Sao Paulo — CEP 01014000 Estado de Sao Paulo Brésil		EDFI	100	100	100	100	IG	IG	D
LIGHT ENERGY	Praia do Flamengo n°66-A,/2° ao 14°andar CEP22228-900 Caixa Postal 4965 Rio de Janeiro Brésil		EDFI	94,79	35,29	94,79	64,85	IG	IP	D
LIGHT OVERSEAS INVESTMENT	Praia do Flamengo n°66-A, /2° ao 14°andar CEP22228-900 Caixa Postal 4965 Rio de Janeiro Brésil		EDFI	94,79	35,29	94,79	64,85	IG	IP	D
LIGHT	Praia do Flamengo n°66-A, /2° ao 14°andar CEP22228-900 Caixa Postal 4965 Rio de Janeiro Brésil		EDFI	94,79	35,29	94,79	64,85	IG	IP	D
LIGHTGAS	Praia do Flamengo n°66-A, 8°andar CEP22228-900 Caixa Postal 4965 Rio de Janeiro Brésil		EDFI	—	35,29	—	64,85	—	ME	D
METROPOLITANA	AV ; Alfredo Egidio de Souza Aranha 100 - B1 B - 13° andar CEP 04726-905 Caixa Postal Sao Paulo Brésil		EDFI	—	0	—	18,94	—	ME	D
NORTE FLUMINENSE	Avenida Graça Aranha n° 182 ao 9° andar CEP 20030 - 003 Caixa Postal Rio de Janeiro Brésil		EDFI	90	—	90	—	IG	—	P
CENTRAL ANAHUAC SA de CV	Arguimedes n°199 PH Col Chapuitepec Morales del Miguel Hidalgo CP 11570 Mexico DF		EDFI	100	100	100	100	IG	IG	P

NOM	ADRESSE DU SIEGE SOCIAL	N° SIREN	HOLDING	% CONTROLE 2002	% CONTROLE 2001	% INTERET 2002	% INTERET 2001	METHODE DE CONSOLIDATION 2002	METHODE DE CONSOLIDATION 2001	SECTEUR D'ACTIVITE
CENTRAL SALTILLO SA de CV	Arguimedes n°199 PH Col Chapuitepec Morales del Miguel Hidalgo CP 11570 Mexico DF		EDFI	100	100	100	100	IG	IG	P
CENTRAL LOMAS DEL REAL SA de CV	Arquimedes n°199 PH Col Chapuitepec Morales del Miguel Hidalgo CP 11570 Mexico DF		EDFI	100	—	100	—	IG	—	P
ALTAMIRA	Avenida Polanco 29, Col. Bosque de Chalpultepec 11580 Mexico DF		EDFI	51	51	51	51	IG	IG	P
EASA	Azoparado 1025 Piso 18 1107 Buenos Aires Argentine		EDFI	100	100	100	100	IG	IG	D
EDENOR	Azoparado 1025 Piso 17 1107 Buenos Aires Argentine		EDFI	90	90	90	90	IG	IG	D
SODEMSA	Calle Nocochea N°62 Piso 3 - Departamento 4 5500 Mendoza Argentine		EDFI	45	45	45	45	IG	IG	D
EDEMSA	Belgrano 815 5500 Mendoza Argentine		EDFI	51	51	22,95	22,95	IG	IG	D
BRANCHE ASIE PACIFIQUE										
FIGLEC	25 TH Floor, Guangxi Foreign Trade Building 137, Qixing road - Nanning Guangxi 530 022 République de Chine		EDFI	60	60	60	60	IG	IG	P
SYNERGIE	Laibin Power Plant Office Building Chengxiang Laibin Xian Guangxi République de Chine		EDFI	85	85	85	85	IG	IG	P
SHANDONG ZHONGHUA POWER COMPANY	14 Jing San Road Jinan Shandong République de Chine		EDFI	19,6	19,6	19,6	19,6	ME	ME	P
MECO	Sun Wah Tower 115 Nguyen Hue Street District 1 Ho Chin Minh City Vietnam		EDFI	56,25	—	56,25	—	IG	—	P

IG = intégration globale, IP = intégration globale, ME = mise en équivalence ; P = Production, D = Distribution, S = Services

(a) L'activité Ventes de chaleur a été apportée à C4

(b) sociétés fusionnées dans EDF

(c) sociétés déconsolidées au 1er janvier 2002 ;

(f) sociétés intégrées fiscalement.

5.10 Documents sociaux

5.10.1 RAPPORTS DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES ANNUELS 2002, 2003 ET 2004

Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes annuels relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2002

En exécution de la mission qui nous a été confiée, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2002, sur :

- le contrôle des comptes annuels d'Electricité de France, tels qu'ils sont joints au présent rapport,
- les vérifications spécifiques prévues par la loi.

Les comptes annuels 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 annuels

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 annuels 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 attirons votre attention sur les incertitudes suivantes :

- L'évaluation des provisions liées à la production nucléaire, telle que décrite en notes I-I et 12 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. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés.
- Comme l'indique la note 19 relative aux autres engagements financiers, l'Entreprise considère que le coût d'acquisition des titres Italenergia Bis (IEB) et les prix planchers des engagements financiers directs et indirects donnés ne sont pas remis en cause par l'évaluation faite par EDF sur la base du dernier plan d'affaires d'Edison. Ce plan n'a pas pu être revu par nos soins compte tenu des conditions actuelles d'exercice par EDF de ses droits d'actionnaire dans IEB. Certaines des hypothèses du plan d'affaires ainsi que le taux d'actualisation retenus ont un impact très sensible sur la valeur d'Edison qui repose notamment sur des cessions d'actifs et sur un plan volontariste de développement d'ici 2008, que nous ne sommes pas en mesure d'apprécier aujourd'hui.
- Comme indiqué en note 1 de l'annexe, EDF a engagé au cours de l'exercice écoulé l'inventaire physique des immobilisations, qui devrait être finalisé en 2003. Les incidences éventuelles de cet inventaire sur les comptes ne peuvent être évaluées à ce jour.

Par ailleurs, nous formulons une réserve sur le point suivant :

- le personnel actif et inactif d'EDF bénéficie du régime spécial de retraite des Industries Electriques et Gazières, ainsi que d'autres avantages postérieurs à l'emploi. 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 de l'Entreprise. Comme expliqué dans la note 24 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 annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de l'Entreprise à la fin de cet exercice.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les notes I et 00 de l'annexe qui exposent les changements comptables résultant en particulier de l'application, à compter du l^er^ janvier 2002, du règlement CRC n° 2000-06 relatif aux passifs, et sur l'évolution à venir du référentiel comptable de l'Entreprise pour convergence avec les normes internationales.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes professionnelles applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi.

A l'exception de l'incidence des faits exposés ci-dessus, nous n'avons pas d'autres observations à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des commentaires figurant dans le chapitre « Résultats Financiers » du rapport annuel.

Le 26 mars 2003.

Les Commissaires aux comptes

Deloitte Touche Tohmatsu	Ernst & Young Audit	Mazars & Guérard
Philippe VASSOR	Patrick GOUNELLE	Jean-Louis LEBRUN
Amadou RAIMI	Claire NOURRY	Guy ISIMAT-MIRIN

Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes annuels relatifs a l'exercice clos le 31 decembre 2003

En exécution de la mission qui nous a été confiée, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2003, sur :

- le contrôle des comptes annuels d'Electricité de France, tels qu'ils sont joints au présent rapport,
- les vérifications spécifiques prévues par la loi.

Les comptes annuels 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 annuels

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 annuels 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 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 de l'Entreprise. Comme expliqué dans la note 22 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 annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de l'Entreprise à la fin de cet exercice.

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 I.12 et 13 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 I.1, I.2 et 1 de l'annexe décrivent, d'une part, le référentiel comptable de l'Entreprise 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 1er 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 l'Entreprise, nous nous sommes assurés que les changements mentionnés ci-dessus sont justifiés et que leurs effets sont correctement traduits dans les comptes.
- La note I.2 de l'annexe expose la méthode comptable retenue par l'Entreprise 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 EDF 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 I.3, I.4.3, I.12,4, 13 et 20 de l'annexe décrivent notamment les principes et les modalités retenus en matière d'évaluation des immobilisations financières et des engagements 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 méthodes mises en œuvre par l'Entreprise et, sur la base des éléments disponibles à ce jour, vérifié le caractère raisonnable des modalités retenues.

- Comme décrit en note 24 de l'annexe, l'inventaire a couvert l'essentiel des immobilisations corporelles de l'entreprise 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 annuels pris dans leur ensemble et ont donc contribué à la formation de l'opinion avec réserve et observations exprimée dans la première partie de ce rapport.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes professionnelles applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi.

A l'exception de l'incidence des faits exposés ci-dessus, nous n'avons pas d'autres observations à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des commentaires figurant dans le chapitre « gestion et résultats » du rapport annuel.

Le 11 mars 2004

Les Commissaires aux comptes

Deloitte Touche Tohmatsu	Ernst & Young Audit	Mazars & Guérard
Philippe VASSOR	Patrick GOUNELLE	Jean-Louis LEBRUN
Amadou RAIMI	Claire NOURRY	Guy ISIMAT-MIRIN

Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes annuels relatifs à l'exercice clos le 31 decembre 2004

En exécution de la mission qui nous a été confiée par vos statuts, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2004, sur :

- le contrôle des comptes annuels d'Electricité de France SA, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- les vérifications spécifiques et les informations prévues par la loi.

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

I. Opinion sur les comptes annuels

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 annuels 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 certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la société à la fin de cet exercice.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur l'incertitude relative aux provisions nucléaires et sur les informations relatives aux engagements envers le personne exposées dans l'annexe aux comptes sociaux :

- L'évaluation des provisions liées à la production nucléaire, telle que décrite en notes 2.16, 29 et 30 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 Areva. Compte tenu des éléments de sensibilité évoqués, la modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés.
- Les notes 1.3, 2.17 et 38 de l'annexe décrivent notamment la réforme du financement du régime spécial de retraite des Industries Electriques et Gazières (IEG) et mentionnent le montant des engagements financiers d'EDF au titre du régime avant la réforme ainsi que les engagements résiduels au 31 décembre 2004 résultant de cette réforme. Ces informations nous permettent de lever la réserve formulée dans notre rapport sur les comptes annuels au 31 décembre 2003.

- Par ailleurs, la note 38.2.1.9 mentionne l'absence d'évaluation fiable de l'engagement au titre du régime complémentaire maladie préexistant à la réforme du financement du régime intervenue en février 2005. Cette réforme libère la société de ses engagements envers les inactifs à compter de cette date.

II. Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L. 225-235 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

Estimations

- Les notes 2.7, 2.8, 15 et 28.1 de l'annexe décrivent notamment les principes et les modalités retenus en matière d'évaluation des immobilisations financières et des engagements 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 méthodes mises en oeuvre par la société et, sur la base des éléments disponibles à ce jour, vérifié le caractère raisonnable des modalités retenues pour ces estimations.
- La note 38 de l'annexe relative aux engagements de retraite et autres engagements envers le personnel mentionne les montants des engagements à la charge d'Electricité de France SA. Dans le cadre de notre appréciation des estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes, nous avons examiné les bases et modalités des calculs actuariels des engagements ainsi que l'information donnée par la société. Nous avons procédé à l'appréciation du caractère raisonnable des hypothèses actuarielles retenues et des estimations effectuées.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes annuels pris, dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

III. Vérifications et informations spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes professionnelles applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi.

A l'exception de l'incidence éventuelle des faits exposés ci-dessus, nous n'avons pas d'autres observations formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du conseil d'administration et dans les documents adressés à l'actionnaire sur la situation financière et les comptes annuels.

Neuilly-sur-Seine, Paris-La Défense et Paris, le 16 mars 2005

Les Commissaires aux comptes

Deloitte et Associés	Ernst & Young Audit	Mazars & Guérard
Amadou RAIMI	Patrick GOUNELLE	Jean-Louis LEBRUN
Tristan GUERLAIN	Claire NOURRY	Guy ISIMAT-MIRIN

5.10.2 RAPPORT SPÉCIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS RÉGLEMENTÉES (EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2004)

En notre qualité de Commissaires aux comptes de votre société, nous devons vous présenter un rapport sur les conventions réglementées dont nous avons été avisés. Il n'entre pas dans notre mission de rechercher l'existence éventuelle de telles conventions.

Nous vous informons qu'il ne nous a été donné avis d'aucune convention visée à l'article L225-38 du Code de commerce conclue depuis le 19 novembre 2004, date de transformation de l'Etablissement Public Industriel et Commercial en Société Anonyme.

Neuilly-sur-Seine, Paris-La Défense et Paris, le 16 mars 2005

Deloitte et Associés	Ernst & Young Audit	Mazars & Guérard
Amadou RAIMI	Patrick GOUNELLE	Jean-Louis LEBRUN
Tristan GUERLAIN	Claire NOURRY	Guy ISIMAT-MIRIN

5.10.3 COMPTES SOCIAUX RÉSUMÉS POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE 2002, 2003 ET 2004

COMPTES DE RESULTATS

(en millions d'euros)

	*	2004	2003	2002
Production de biens(1)		16 784	26 833	27 030
Production de services(2)		13 426	2 201	1 865
Chiffre d'affaires net	**5**	**30 210**	**29 034**	**28 895**
Production stockée		232	235	226
Production immobilisée		904	978	948
Subventions d'exploitation	6	1 563	1 452	1 301
Reprises sur amortissements et provisions	7	2 769	5 260	2 760
Transferts de charges		130	112	116
Autres produits	8	186	134	5 499
I Total des produits d'exploitation		**35 995**	**37 206**	**39 745**
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	**9**	**14 276**	**13 733**	**12 362**
Achats consommés de combustible production énergie		2 242	2 370	2 387
Achats d'énergie		3 940	3 297	2 917
Autres achats consommés de biens		1 707	1 951	1 817
Achats de services		6 387	6 115	5 241
Impôts, taxes et versements assimilés	**10**	**2 566**	**2 414**	**3 559**
Sur rémunérations		129	105	100
Liés à l'énergie		782	690	1 827
Autres		1 655	1 619	1 632
Charges de personnel	**11**	**7 633**	**7 359**	**7 222**
Salaires et traitements		4 291	4 135	4 094
Charges sociales		3 342	3 224	3 128
Dotations d'exploitation		**5 894**	**8 093**	**11 868**
Sur immobilisations : dotations aux amortissements	13	3 425	3 383	7 625
Sur immobilisations : dotations aux provisions pour dépréciation	14	65	2 892	0
Sur actif circulant : dotations aux provisions pour dépréciation	14	234	151	256
Pour risques et charges : dotations aux provisions	14	2 170	1 667	3 987
Autres charges	12	1 891	693	910
II Total des charges d'exploitation		**32 260**	**32 293**	**35 921**
Résultat d'exploitation (I – II)		**3 735**	**4 913**	**3 824**
Operations en commun				
III Bénéfice attribué ou perte transférée		2	1	1
IV Perte supportée ou bénéfice transféré		12	28	17
Produits financiers				
Produits financiers de participations		168	130	182
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé		170	174	137
Autres intérêts et produits assimilés		175	181	307
Reprises sur provisions et transferts de charges		104	231	559
Différences positives de change		319	204	194
Produits nets sur cessions de valeurs mobilières de placement		699	15	17
V Total des produits financiers		**1 635**	**934**	**1 396**
Dotations financières aux amortissements et provisions		2 629	3 574	4 315
Intérêts et charges assimilées		746	1 330	973
Différences négatives de change		301	238	305
Charges nettes sur cessions de valeurs mobilières de placement		1	1	17
VI Total des charges financiers		**3 676**	**5 142**	**5 610**

(en millions d'euros)

	*	2004	2003	2002
Résultat financier (V – VI)	**15**	**(2 041)**	**(4 208)**	**(4 214)**
Résultat courant avant impôts (I – II + III – IV + V – VI)		**1 683**	**678**	**(406)**
Produits exceptionnels sur opérations en capital		440	790	994
Reprises sur provisions et transferts de charges		251	799	97
VII Total des produits exceptionnels		**691**	**1 589**	**1 091**
Charges exceptionnelles sur opérations en capital		375	558	746
Dotations exceptionnelles aux amortissements et provisions		390	(154)	(13)
VIII Total des charges exceptionnelles		**765**	**404**	**733**
Résultat exceptionnel (VII – VIII)	**16**	**(74)**	**1 185**	**358**
IX Impôts sur les bénéfices	**17**	**706**	**1 394**	**1 027**
Total des produits (I + III + V + VII)		**38 322**	**39 730**	**42 233**
Total des charges (II + IV + VI + VIII + IX)		**37 420**	**39 261**	**43 307**
Bénéfice ou perte		**902**	**469**	**(1 075)**

* Le chiffre renvoie aux numéros des notes annexes

(1) Production de biens à l'exportation en 2004 : 2 194 M€

(2) Production de services à l'exportation en 2004 : 140 M€

BILANS ACTIF

(en millions d'euros)

ACTIF	*	31 DÉCEMBRE 2004 MONTANTS BRUTS	AMORTISSEMENTS OU PROVISIONS	MONTANTS NETS	31 DÉCEMBRE 2003 MONTANTS NETS	31 DÉCEMBRE 2002 MONTANTS NETS
ACTIF IMMOBILISE						
IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	18,19	623	266	356	191	189
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	18,19					
Terrains		400	59	341	377	393
Constructions		11 827	6 627	5 201	5 399	4 684
Installations techniques, matériels et outillages industriels		74 071	43 453	30 618	31 353	26 591
Autres immobilisations corporelles		2 050	1 584	466	439	471
sous-total		88 349	51 723	36 626	37 568	32 139
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE CONCEDE	18,19					
Terrains		51	0	50	51	50
Constructions		9 170	5 221	3 949	4 077	4 165
Installations techniques, matériels et outillages industriels		50 167	18 001	32 166	31 323	30 388
Autres immobilisations corporelles		38	32	6	5	6
sous-total		59 425	23 254	36 171	35 455	34 610
IMMOBILISATIONS CORPORELLES EN COURS	18					
Travaux en cours		1 682		1 682	2 032	2 037
Avances et acomptes versés		119		119	168	8
sous-total		1 801		1 801	2 201	2 045
IMMOBILISATIONS INCORPORELLES EN COURS	18					
Travaux informatiques		172		172	239	179
IMMOBILISATIONS FINANCIERES	20,21,23					
Participations et créances rattachées		17 996	5 086	12 909	13 540	16 676
Titres immobilisés		3 149	249	2 900	2 466	1 154
Prêts et autres immobilisations financières		3 008	237	2 771	3 159	3 146
sous-total		24 153	5 573	18 580	19 164	20 975
TOTAL I ACTIF IMMOBILISE		**174 522**	**80 816**	**93 707**	**94 819**	**90 136**
ACTIF CIRCULANT						
STOCKS ET EN COURS	22					
Matières premières		5 469	258	5 211	5 471	6 066
Autres approvisionnements		1 660	591	1 069	1 084	1 165
En cours de production et autres stocks		47	23	24	40	42
sous-total Stocks		7 176	871	6 305	6 595	7 273
AVANCES ET ACOMPTES VERSES SUR COMMANDES	23	250		250	404	346
CREANCES D'EXPLOITATION	23					
Créances clients et comptes rattachés		9 135	274	8 861	8 424	7 995
Autres créances d'exploitation		3 866	19	3 847	2 506	3 331
sous-total Créances d'exploitation		13 001	293	12 708	10 930	11 326
VALEURS MOBILIERES DE PLACEMENT		3 297	6	3 291	2 600	1 739
INSTRUMENTS DE TRESORERIE	23	49		49	58	9
DISPONIBILITES		468		468	829	433
CHARGES CONSTATEES D'AVANCE	23	497		497	555	417
sous-total Autres éléments actif circulant		4 312	6	4 306	4 042	2 598
TOTAL II ACTIF CIRCULANT		**24 739**	**1 170**	**23 569**	**21 971**	**21 543**
COMPTES DE REGULARISATION						
CHARGES A REPARTIR SUR PLUSIEURS EXERCICES (III)	24	122	48	74	79	3 207
PRIMES DE REMBOURSEMENT DES OBLIGATIONS (IV)		86	36	50	55	57
ECARTS DE CONVERSION — ACTIF (V)	25	21		21	36	94
TOTAL GENERAL (I + II + III + IV + V)		**199 490**	**82 071**	**117 420**	**116 959**	**115 038**

* le chiffre renvoie aux numéros des notes annexes

BILANS PASSIF

(en millions d'euros)

PASSIF	*	31 DÉCEMBRE 2004	31 DÉCEMBRE 2003	31 DÉCEMBRE 2002
FONDS PROPRES				
CAPITAL		8 129	395	395
DOTATIONS EN CAPITAL		0	7 734	7 734
PRIME DE FUSION		25	25	25
ECARTS DE REEVALUATION : Réserve spéciale — Loi du 28.12.59		632	632	633
Réserve réglementée — Loi du 29.12.76		37	39	40
RESERVES DIVERSES		3 305	4 641	4 641
RESERVES REGLEMENTEES — plus-values nettes à long terme		30	30	30
REPORT A NOUVEAU		(2 863)	(1 484)	1 976
RESULTAT DE L'EXERCICE		902	469	(1 075)
SUBVENTIONS D'INVESTISSEMENT RECUES		197	175	158
PROVISIONS REGLEMENTEES : Provisions relatives aux immobilisations amortissables (loi du 30.12.77)		112	129	175
Amortissements dérogatoires		8 884	8 679	187
Sous-total : CAPITAUX PROPRES	26	19 390	21 465	14 921
CONTRE VALEUR DES BIENS EN NATURE MIS EN CONCESSIONS		18 029	17 698	17 220
FONDS DE CADUCITE		1 811	1 737	3 294
PARTICIPATIONS RECUES SUR IMMOBILISATIONS EN COURS DU DOMAINE CONCEDE		66	67	57
Sous-total : COMPTES SPECIFIQUES DES CONCESSIONS	27	19 906	19 502	20 571
TOTAL I FONDS PROPRES		**39 296**	**40 967**	**35 492**
PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES PROVISIONS POUR RISQUES	28	1 782	1 347	1 359
PROVISIONS POUR CHARGES : Renouvellement des immobilisations du domaine concédé	31	14 195	13 503	12 004
Fin de cycle des combustibles nucléaires	29	13 458	13 936	13 425
Déconstruction et derniers coeurs	30	11 473	11 041	13 553
Autres charges	32	1 510	816	3 491
TOTAL II PROVISIONS RISQUES ET CHARGES		**42 418**	**40 642**	**43 832**
DETTES DETTES FINANCIERES	33, 34			
—Emprunts obligataires		3 822	6 287	8 442
—Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit		0	15	0
—Autres emprunts		8 038	9 000	6 872
Sous-total Emprunts(1)		11 860	15 302	15 315
—Avances sur consommation reçues		113	118	124
—Autres dettes		1 305	1 163	968
Sous-total Dettes financières(2)		13 278	16 583	16 407
AVANCES ET ACOMPTES RECUS	33	2 850	2 694	2 767
DETTES D'EXPLOITATION D'INVESTISSEMENT ET DIVERS	33			
Fournisseurs et comptes rattachés		3 170	3 007	2 679
Dettes fiscales et sociales		7 286	5 337	4 655
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés		186	252	292
Autres dettes		3 896	2 377	4 294
Sous-total : Dettes d'exploitation, d'investissement et divers		14 537	10 973	11 919
INSTRUMENTS DE TRESORERIE	33	545	437	10
PRODUITS CONSTATES D'AVANCE	33	4 315	4 463	4 289
TOTAL III DETTES(3)		**35 524**	**35 150**	**35 393**

PASSIF	*	31 DÉCEMBRE 2004	31 DÉCEMBRE 2003	31 DÉCEMBRE 2002
(en millions d'euros)				
COMPTES DE REGULARISATION				
ECARTS DE CONVERSION — PASSIF (IV)	25	182	200	321
TOTAL GENERAL (I + II + III + IV)		**117 420**	**116 959**	**115 038**

* le chiffre renvoie aux numéros des notes annexes
dont en euros : 9 068 M€ et en devises 2 792 M€
dont soldes créditeurs de banques : 382 M€
dont dettes à plus d'un an : 15 901 M€

TABLEAUX DE FLUX DE TRESORERIE

(en millions d'euros)

		2004(a)	2003(a)	2002(a)
Bénéfice (perte)		**902**	**469**	**(1 074)**
Impôt sur le résultat		706	1 394	
Résultat avant impôts		**1 608**	**1 863**	
Elimination des amortissements et provisions		5 694	5 235	7 415
Elimination des plus ou moins values de cessions		55	(170)	(31)
Elimination des produits et des charges financières		(490)	865	
Autres mouvements		29	26	5
Bénéfice opérationnel avant variation du besoin en fonds de roulement		**6 897**	**7 818**	**6 313**
Diminution des stocks nets		*290*	*426*	*338*
Diminution des créances		*(422)*	*269*	*217*
Augmentation (diminution) des dettes		*629*	*(5)*	*868*
Variation du besoin en fonds de roulement		497	689	1 422
Frais financiers nets décaissés		(257)	(854)	
Impôt sur le résultat payé		(1 642)	(2 750)	
Flux de trésorerie nets provenant des activités opérationnelles	**(A)**	**5 494**	**4 904**	**7 736**
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles		(2 790)	(2 809)	(2 898)
Acquisitions d'immobilisations financières		(1 559)	(1 815)	(4 730)
Cessions d'immobilisations		1 489	1 559	1 650
Variation d'actifs financiers		1 155	(471)	
Flux de trésorerie nets provenant des activités d'investissement	**(B)**	**(1 704)**	**(3 535)**	**(5 978)**
Dettes d'impôt imputées au report à nouveau(1)				(803)
Emissions d'emprunts		3 194	2 687	2 811
Remboursements d'emprunts		(6 169)	(3 921)	(2 407)
Dividendes versés		(321)	(208)	(315)
Subventions d'investissement reçues		22	26	8
Flux de trésorerie nets provenant des activités de financement	**(C)**	**(3 274)**	**(1 416)**	**(706)**
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie	**(A)+(B)+(C)**	**517**	**(47)**	**1 052**
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture		883	609	1 003
Incidence des variations de change		4	(7)	
Incidence de reclassements(2)		(336)	329	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture(3)		1 068	883	2 054
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie		**517**	**(47)**	**1 052**

1. Part d'impôt sur les sociétés enregistrée en report à nouveau en application du règlement CRC n°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.
3. A partir de 2004, les opérations relevant de conventions de trésorerie avec les filiales figurent au poste « Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture ». Précédemment les fonds reçus étaient inscrits en « émission d'emprunts ».

(a) Les montants de l'exercice 2004 et 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.

Filiales et participations détenues à plus de 50 %

(en millions d'euros)

RAISON SOCIALE	VALEUR BRUTE COMPTABLE DES TITRES DÉTENUS	PROVISIONS DÉPRÉCIATIONS 31/12/2004	% DU CAPITAL DÉTENU	CAPITAUX PROPRES 2004 (1)(2)	RÉSULTAT DE L'EXERCICE 2004 (1)(2)	DIVIDENDES REÇUS EN 2004	CHIFFRE D'AFFAIRES 2004 (1)(2)
I. FILIALES							
*** Sociétés Holdings**							
— EDEV(2)	459	—	100,0	542	57	—	4
— EDF International(2)	13 309	4 813	100,0	nc	nc	—	nc
— EDF Capital Investissement	137	8	100,0	129	(3)	—	—
*** Sociétés Immobilières**							
— GGF	471	—	99,9	444	44	38	34
— SOFILO	627	32	100,0	576	32	39	69
*** Sociétés industrielles et commerciales**							
En France							
— Centrale Electrique Rhénane de GAMBSHEIM	3	—	50,0		—	—	—
— Centrale Sidérurgique de RICHEMEONT (CSR)	152	152	100,0	14	—	—	1
— EDENKIA	ns	—	50,0	—	3		—
— DALKIA Investissement	200	—	50,0	230	28	3	128
A l'étranger							
— EDF Trading(3)	221	—	100,0	522	232	50	411
— SEMOBIS	26	—	100,0	71	7	6	101
— Electricité d'EMOSSON SA	14	—	50,0	91	—	—	28
— Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	—	50,0	—	—	—	—
— Forces Motrices du Chatelôt	1	—	50,0	—	—	—	—
*** Sociétés et Etablissements financiers** — Société Anonyme de Gestion et de Contrôle des Participations (SAPAR FINANCE)	15	—	100,0	17	2	4	1
— C3	190	—	100,0	189	1	—	—
*** Autres (GIE)**	**14**	**13**					
TOTAL I	**15 843**	**5 018**				**140**	

(1) comptes consolidés des holdings valorisés aux cours moyens pour les chiffres d'affaires et résultats et aux cours de fin de période pour les capitaux propres

(2) données provisoires

(3) le chiffre d'affaires correspond à la marge nette de trading

ns : non significatif (inférieur à 500 000 euros)

nc : non communiqué

Filiales et participations détenues à moins de 50 %

(en millions d'euros)

RAISON SOCIALE	VALEUR BRUTE COMPTABLE DES TITRES DETENUS	PROVISIONS DÉPRÉCIATIONS 31/12/2004	% DU CAPITAL DÉTENU	CAPITAUX PROPRES 2004(1)	RÉSULTAT DE L'EXERCICE 2004(1)	DIVIDENDES REÇUS EN 2004
Report TOTAL I	**15 843**	**5 018**				**140**
II. PARTICIPATIONS						
II.1 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 50 % et supérieure ou égale à 10 %						
*** Sociétés industrielles et commerciales**						
En France						
— DALKIA International	425	0	24,1	607	45	1
— DALKIA Holding	897	14	34,0	699	84	20
A l'étranger						
— HIFRENSA	4	4	25,0	nc		0
— ITALENERGIA BIS (y compris bons de souscription)(2)	590	45	18,0	nc		0
TOTAL II.1	**1 917**	**63**				**21**
II.2 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 10 % dont :						
— AREVA	123	0	2,5	nc		5
— EDISON(1)	99	0	2,3	nc		0
— Autres	4	0				2
TOTAL II.2	**226**	**0**				**7**
TOTAL II	**2 142**	**63**				**28**
TOTAL BRUT DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	**17 985**	**5 081**				**168**
TOTAL NET DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	**12 904**					

(1) comptes consolidés des holdings valorisés aux cours moyens pour les chiffres d'affaires et résultats et aux cours de fin de période pour les capitaux propres

(2) données provisoires

(3) le chiffre d'affaires correspond à la marge nette de trading

ns : non significatif (inférieur à 500 000 euros)

nc : non communiqué

5.11 Montant des rémunérations versées par EDF aux cabinets de commissaires aux comptes

Les honoraires relatifs à l'exercice financier 2004 pour EDF et ses filiales intégrées globalement pour les missions confiées à ses commissaires aux comptes et à leurs réseaux respectifs se décomposent comme suit :

	RÉSEAU ERNST & YOUNG		RÉSEAU MAZARS & GUERARD		RÉSEAU DELOITTE	
	MONTANT (en milliers d'euros)	%	MONTANT (en milliers d'euros)	%	MONTANT (en milliers d'euros)	%
Audit						
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés	2 110	49,2	2 456	66,3	4 116	59,8
Missions accessoires(1)	2 048	47,7	1 162	31,4	1 457	21,2
Sous-total	**4 158**	**96,9**	**3 618**	**97,7**	**5 573**	**81,0**
Autres prestations						
Conseil comptable, financier, organisationnel	0		0		0	
Juridique, fiscal, social	109	2,6	52	1,4	339	4,9
Technologie de l'information	0		0		5	0,1
Audit interne	0		0		70	1,0
Autres	22	0,5	33	0,9	895	13,0
Sous-total	**131**	**3,1**	**85**	**2,3**	**1 309**	**19,0**
Total	**4 289**	**100**	**3 703**	**100**	**6 882**	**100**

(1) Ces diligences comprennent, pour EDF, à l'instar des exercices précédents mais pour des montants sensiblement moins importants, une assistance méthodologique dans le cadre du projet de conversion des comptes consolidés aux normes internationales.

Rappel des informations communiquées au titre de l'exercice financier 2003 :

	RÉSEAU ERNST & YOUNG		RÉSEAU MAZARS & GUERARD		RÉSEAU DELOITTE	
	MONTANT (en milliers d'euros)	%	MONTANT (en milliers d'euros)	%	MONTANT (en milliers d'euros)	%
Audit						
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés	3 982	27,6	2 477	50,7	2 539	38,4
Missions accessoires	9 171	63,5	2 397	49,1	2 818	42,7
Sous-total	**13 153**	**91,1**	**4 874**	**99,8**	**5 357**	**81,1**
Autres prestations						
Conseil comptable, financier, organisationnel	114	0,8	0		302	4,6
Juridique, fiscal, social	396	2,8	0		358	5,4
Technologie de l'information	0		0		150	2,2
Audit interne	755	5,2	0		12	0,2
Autres	16	0,1	11	0,2	428	6,5
Sous-total	**1 281**	**8,9**	**11**	**0,2**	**1 250**	**18,9**
Total	**14 434**	**100**	**4 885**	**100**	**6 607**	**100**

Chapitre VI.
Gouvernement d’entreprise

1. Composition et fonctionnement des organes d'administration et de direction

Depuis le 20 novembre 2004, EDF est une société anonyme à Conseil d'administration.

1.1 Conseil d'administration

1.1.1 COMPOSITION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

La Société est administrée par un Conseil d'administration de dix-huit membres composé conformément aux dispositions de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, notamment ses articles 5 et 6, et aux dispositions du décret-loi du 30 octobre 1935 organisant le contrôle financier de l'Etat sur les entreprises ayant fait appel au concours financier de l'Etat.

Dans ce cadre, le Conseil d'administration comprend, à la date d'enregistrement du présent document de base, six représentants de l'Etat, nommés par décret, six personnalités choisies en raison de leurs compétences particulières, nommées par décret, et six représentants des salariés élus conformément aux dispositions du titre II de la loi du 26 juillet 1983 précitée.

Conformément aux dispositions de l'article 6 de la loi du 26 juillet 1983 précitée, lorsque l'Etat détiendra moins de 90 % du capital d'EDF (mais plus de la majorité du capital), le Conseil d'administration de la Société restera composé de dix-huit membres, dont le tiers de représentants des salariés. Les douze autres membres seront désignés par l'assemblée générale des actionnaires conformément aux dispositions du Code de commerce relatives aux sociétés anonymes, sous réserve, le cas échéant, des représentants de l'Etat qui sont nommés par décret.

L'article 13-I des statuts d'EDF prévoit que le Conseil d'administration peut comprendre au plus deux parlementaires ou détenteurs d'un mandat électoral local, choisis en raison de leur connaissance des aspects régionaux, départementaux et locaux des questions énergétiques.

Conformément à l'article 10 de la loi du 26 juillet 1983 précitée, le Président du Conseil d'administration de la Société est nommé par décret, parmi les administrateurs, sur proposition du Conseil d'administration. La durée de ses fonctions ne peut excéder celle de son mandat d'administrateur. Son mandat peut être renouvelé dans les mêmes formes que celles de sa nomination. Il peut être révoqué par décret.

La durée du mandat des membres du Conseil d'administration est de cinq ans. Ils restent en fonctions jusqu'à la première réunion du Conseil renouvelé conformément à la loi. En cas de vacance pour quelque cause que ce soit du siège d'un membre du Conseil d'administration, son remplaçant n'exerce ses fonctions que pour la durée restant à courir jusqu'au renouvellement de la totalité du Conseil d'administration.

Le nombre des administrateurs ayant dépassé l'âge de 70 ans ne peut être supérieur au tiers des administrateurs en fonction.

Les administrateurs de la Société sont, à la date d'enregistrement du présent document de base, les suivants :

NOM, PRÉNOM, ÂGE, MANDAT ET FONCTION PRINCIPALE EXERCÉS DANS LA SOCIÉTÉ	DURÉE DU MANDAT	FONCTION PRINCIPALE EXERCÉE EN DEHORS DE LA SOCIÉTÉ
Pierre Gadonneix 62 ans Président directeur général (personnalité choisie en raison de ses compétences particulières)	*1ère nomination (EPIC) :* Décret du 8 septembre 2004 *Nomination au Conseil d'administration d'EDF SA :* Décret du 20 novembre 2004	
Michèle Rousseau 47 ans Administrateur représentant l'Etat	*1ère nomination (EDF SA) :* Décret du 20 novembre 2004	Secrétaire Générale du ministère de l'Ecologie et du Développement Durable
André Aurengo 56 ans Administrateur représentant l'Etat	*1ère nomination (EPIC) :* Décret du 9 juillet 1999 *Nomination au Conseil d'administration d'EDF SA :* Décret du 20 novembre 2004	Chef du service de médecine nucléaire au CHU Pitié Salpétrière
Bruno Bézard 42 ans Administrateur représentant l'Etat	*1ère* nomination (EPIC) : Décret du 1er août 2002 *Nomination au Conseil d'administration d'EDF SA :* Décret du 20 novembre 2004	Directeur Général adjoint de l'Agence des Participations de l'Etat au ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie

NOM, PRÉNOM, ÂGE, MANDAT ET FONCTION PRINCIPALE EXERCÉS DANS LA SOCIÉTÉ	DURÉE DU MANDAT	FONCTION PRINCIPALE EXERCÉE EN DEHORS DE LA SOCIÉTÉ
Pierre-Mathieu Duhamel 48 ans Administrateur représentant l'Etat	*1ère nomination (EPIC) :* Décret du 31 janvier 2003 *Nomination au Conseil d'administration d'EDF SA :* Décret du 20 novembre 2004	Directeur du Budget, au Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie
Yannick d'Escatha 57 ans Administrateur représentant l'Etat	*1ère nomination (EDF SA) :* Décret du 20 novembre 2004	Président Directeur général du Centre National d'Etudes Spatiales
Jean-Pierre Lafon 64 ans Administrateur représentant l'Etat	*1ère nomination (EDF SA) :* Décret du 20 novembre 2004	Secrétaire général du ministère des Affaires Etrangères
Frank E. Dangeard 47 ans Administrateur (personnalité choisie en raison de ses compétences particulières)	*1ère nomination (EDF SA) :* Décret du 20 novembre 2004	Président-Directeur général de Thomson
Daniel Foundoulis 66 ans Administrateur (personnalité choisie en raison de ses compétences particulières, au titre des consommateurs ou usagers)	*1ère nomination (EPIC) :* Décret du 9 juillet 1999 *Nomination au Conseil d'administration d'EDF SA :* Décret du 20 novembre 2004	Membre du Conseil National de la Consommation et du Groupe Consultatif Européen des Consommateurs à Bruxelles
Claude Moreau 74 ans Administrateur (personnalité choisie en raison de ses compétences particulières)	*1ère nomination (EDF SA) :* Décret du 20 novembre 2004	Président de la Commission Interministérielle « Véhicules Propres et Economes en Energie » (CIVEPE)
Henri Proglio 56 ans Administrateur (personnalité choisie en raison de ses compétences particulières)	*1ère nomination (EPIC) :* Décret du 8 septembre 2004 *Nomination au Conseil d'administration d'EDF SA :* Décret du 20 novembre 2004	Président Directeur Général de Veolia Environnement
Louis Schweitzer 63 ans Administrateur (personnalité choisie en raison de ses compétences particulières)	*1ère nomination (EPIC) :* Décret du 9 juillet 1999 *Nomination au Conseil d'administration d'EDF SA :* Décret du 20 novembre 2004	Président du Conseil d'administration de Renault SA
Laurence Drouhin-Hoeffling 36 ans Administrateur représentant les salariés	*1ère nomination :* Elections du 6 mai 1999 Réélue lors des élections du 6 mai 2004	
Catherine Nedelec 47 ans Administrateur représentant les salariés	*1ère nomination :* Elections du 6 mai 1999 Réélue lors des élections du 6 mai 2004	
Marie-Catherine Polo 44 ans Administrateur représentant les salariés	*1ère nomination :* Elections du 6 mai 1999 Réélue lors des élections du 6 mai 2004	
Jacky Chorin 46 ans Administrateur représentant les salariés	*1ère nomination :* Elections du 6 mai 2004	
Alexandre Grillat 33 ans Administrateur représentant les salariés	*1ère nomination :* Elections du 6 mai 2004	
Philippe Pesteil 47 ans Administrateur représentant les salariés	*1ère nomination :* Elections du 6 mai 2004	

Le Secrétaire du Comité d'Entreprise assiste également au Conseil d'administration sans voix délibérative.

Pierre Gadonneix (62 ans). Né le 10 janvier 1943 à New York, Docteur en Economie d'Entreprise de la Business School de l'Université d'Harvard, Pierre Gadonneix est ancien élève de l'Ecole Polytechnique (promotion 1962), diplômé de l'Ecole Nationale Supérieure du Pétrole et des Moteurs et licencié ès Sciences Economiques. Il est Officier dans l'ordre national de la Légion d'Honneur, Commandeur dans l'ordre national du Mérite et dans l'ordre des Arts et des Lettres. Pierre Gadonneix fut aussi, pendant 10 ans (de 83 à 92), Maître de Conférence à l'Ecole Polytechnique où il a enseigné l'Economie. Pierre Gadonneix a été nommé Président d'EDF le 15 septembre 2004. Pierre Gadonneix a commencé sa carrière en 1966 en intégrant le Groupe Elf Aquitaine, en qualité d'ingénieur au Service Informatique puis à la Direction Commerciale de la société Aquitaine Organico. En 1969, Pierre Gadonneix a créé une entreprise, la SEFI, société de

service en informatique, employant une cinquantaine d'ingénieurs et qu'il dirigea pendant deux ans avant sa cession en 1972 à un grand groupe industriel. Il a ensuite été Directeur à l'Institut de Développement Industriel (IDI), première structure française de fonds d'investissements dans les PME, qu'il avait intégrée en 1972 comme chargé de mission puis responsable de département. En 1976, Pierre Gadonneix a été nommé conseiller technique au cabinet du Ministre de l'Industrie et de la Recherche. De 1978 à 1987, Pierre Gadonneix a été Directeur des Industries Métallurgiques Mécaniques et Electriques au Ministère de l'Industrie. En 1987, il rejoint Gaz de France en qualité de Directeur Général et il devient Président en 1996. En 2000, il a été élu, pour un mandat de quatre ans, Président d'Eurogas, association internationale rassemblant les sociétés et fédérations professionnelles de l'industrie gazière de 19 pays européens et est devenu, en 2004, Vice-Président Europe du Conseil Mondial de l'Energie qui fédère les principaux acteurs de cette industrie dans le monde.

Michèle Rousseau (47 ans). Michèle Rousseau est ingénieur général des Mines, diplômée de l'Ecole nationale supérieure des mines de Paris. Après avoir notamment occupé le poste de Directrice adjointe de la sûreté des installations nucléaires aux ministères de l'Industrie et de l'Environnement de 1995 à 1998, puis celui de Directrice Générale adjointe de l'Agence nationale pour la valorisation de la recherche (Anvar) entre 1999 et 2001, elle a été nommée en 2001 Directrice du gaz, de l'électricité et du charbon, puis Directrice de la demande et des marchés énergétiques, à la Direction générale de l'énergie et des matières premières du ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie, et, jusqu'en novembre 2004, Commissaire du Gouvernement auprès d'EDF et de Gaz de France. Depuis le 19 mai 2005, elle est Secrétaire Générale du ministère de l'Ecologie et du Développement Durable. Michèle Rousseau est administratrice d'EDF depuis novembre 2004.

André Aurengo (56 ans). André Aurengo est ancien élève de l'Ecole Polytechnique, ancien Interne des Hôpitaux de Paris, Docteur en médecine, Docteur *ès* Sciences. Il est membre titulaire de l'Académie de Médecine et Président de la section de radioprotection du Conseil Supérieur d'Hygiène Publique de France. Professeur des Universités — Praticien hospitalier, il exerce les fonctions de Chef de service de médecine nucléaire au groupe hospitalier Pitié-Salpétrière et de professeur de biophysique à la Faculté de médecine Pitié-Salpétrière. Chargé de mission au sein du ministère de l'Ecologie et du ministère de la Santé, il y a été chargé d'évaluer les conséquences de l'accident de Tchernobyl. Mandaté en 1998, il a participé à la mission CURIEN sur la transparence du nucléaire. En septembre 2004, il est devenu membre du Conseil scientifique de l'Institut de Recherche en Sûreté Nucléaire et Radioprotection (IRSN). Il est Président de la Société Française de Radioprotection (SFRP) depuis mai 2005. André Aurengo est administrateur d'EDF depuis juillet 1999.

Bruno Bézard (42 ans). Bruno Bézard est ancien élève de l'Ecole Polytechnique et de l'ENA. Inspecteur Général des Finances, il est actuellement Directeur général adjoint de l'Agence des Participations de l'Etat (APE). Il a exercé notamment les fonctions de sous-directeur des assurances à la Direction du Trésor, de Directeur adjoint du cabinet de Christian Sautter au ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie, de Vice-Président du Club de Paris puis de conseiller pour les affaires économiques et financières au cabinet de Lionel Jospin à Matignon. Bruno Bézard occupait le poste de Chef du Service des Participations et des Financements à la Direction du Trésor depuis juillet 2002 au ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie avant sa nomination à l'APE. Bruno Bézard est administrateur d'EDF depuis août 2002.

Pierre-Mathieu Duhamel (48 ans). Diplômé de l'Institut d'Etudes Politiques de Paris, ancien élève de l'ENA, Pierre-Mathieu Duhamel est aujourd'hui Directeur du Budget. Il a exercé les fonctions de Directeur Général des Douanes et des Droits Indirects, de Directeur de la Comptabilité Publique et a été le collaborateur de MM. Jacques Chirac et Alain Juppé. Pierre-Mathieu Duhamel est administrateur d'EDF depuis janvier 2003.

Yannick d'Escatha (57 ans). Yannick d'Escatha est diplômé de l'Ecole Polytechnique et Ingénieur du Corps des Mines. Enseignant à l'Ecole Polytechnique et chercheur spécialiste de la mécanique des sols, de la mécanique des structures et de la mécanique de la rupture, il a été nommé en 1978 Chef du bureau de contrôle de la construction nucléaire en charge du contrôle technique de l'Etat sur le programme électronucléaire français. Il est détaché en 1982 auprès de la société Technicatome, filiale du Commissariat à l'Energie Atomique (CEA), dont il deviendra le Directeur Général adjoint en 1987. Il est nommé Directeur des Technologies avancées du CEA en 1990, puis administrateur général adjoint en 1992, et administrateur général en 1995. En 1999, il est nommé Président de CEA-Industrie puis en 2000 Directeur Général délégué d'EDF. En 2003, il est nommé Président du Centre National d'Etudes Spatiales (CNES). Il est membre de l'Académie des Technologies, et Président du Conseil d'administration de l'Ecole Polytechnique. Yannick d'Escatha est administrateur d'EDF depuis novembre 2004.

Jean-Pierre Lafon (64 ans). Jean-Pierre Lafon est diplômé de l'Institut d'Etudes Politiques de Paris. Il a fait une large partie de sa carrière au sein du ministère des Affaires Etrangères. Il a été conseiller technique au cabinet du Premier Ministre Jacques Chirac, Directeur des Nations Unies et des Organisations Internationales du ministère des Affaires Etrangères puis Ambassadeur de France au Liban, avant d'être Directeur des Français de l'Etranger et des Etrangers en France, puis Ambassadeur de France en Chine. Jean-Pierre Lafon est Secrétaire Général au ministère des Affaires Etrangères depuis le 30 août 2004. Il est administrateur d'EDF depuis novembre 2004.

Frank E. Dangeard (47 ans). Frank E. Dangeard est diplômé de l'Ecole des Hautes Etudes Commerciales (HEC), de l'Institut d'Etudes Politiques de Paris et de la Harvard Law School. Il a été avocat aux Etats-Unis et à Londres de 1986 à 1989, puis a occupé le poste de Managing director à la banque Warburg, et a été nommé Président du directoire de SBC Warburg France en 1995, avant de rejoindre, en 1997, le groupe Thomson. De septembre 2002 à septembre 2004, il a occupé les fonctions de Directeur Général adjoint de France Télécom et de Président non exécutif de Thomson. Depuis septembre 2004, il est Président Directeur Général de Thomson. Frank E. Dangeard est administrateur d'EDF depuis novembre 2004.

Daniel Foundoulis (66 ans). Daniel Foundoulis a été technicien de laboratoire dans le domaine maxilofacial, a exercé des responsabilités en hôpital, en cabinet, puis comme gérant d'un laboratoire de prothèses dentaires. Il est actuellement

membre du groupe consultatif européen des consommateurs à Bruxelles. Daniel Foundoulis est membre du Conseil National de la Consommation (CNC). Daniel Foundoulis est administrateur d'EDF depuis juillet 1999.

Claude Moreau (74 ans). Claude Moreau est diplômé de l'Ecole Supérieure de Commerce et de l'Institut Financier de Gestion (promotion Louis Pasteur). Il a été Vice-Président du Conseil régional de Poitou-Charente de 1986 à 2004. Ancien Président d'une société d'édition, il a fondé les éditions SCOLAVOX, l'Institut de Formation à l'Education à l'Environnement (IFREE), ainsi que le Centre d'Etudes et de Recherche sur les Véhicules Electriques et Hybrides (CEREVEH). Il est Président de la Commission Interministérielle « Véhicules Propres et Economes en Energie » (CIVEPE). Claude Moreau est administrateur d'EDF depuis novembre 2004.

Henri Proglio (56 ans). Henri Proglio est diplômé de l'école des Hautes Etudes Commerciales. Il a rejoint la Compagnie Générale des Eaux en 1972 et a été nommé Président-Directeur Général de CGEA en 1990. Il a été nommé Vice-Président de Vivendi Universal et Président-Directeur Général de Vivendi Water en 1999 avant de devenir Président du directoire de Veolia Environnement en 2000 puis Président-Directeur Général en 2003. Henri Proglio est administrateur EDF depuis novembre 2004.

Louis Schweitzer (63 ans). Louis Schweitzer est Inspecteur des Finances. Il est actuellement Président du Conseil d'administration de Renault, après en avoir été Président Directeur Général de 1992 à 2005, après avoir été Directeur financier et du Plan, directeur général adjoint et directeur général. Louis Schweitzer a exercé des responsabilités à la Direction Générale de l'Assistance Publique, puis à l'Inspection Générale des Finances, à la Direction du Budget et en cabinets ministériels. Louis Schweitzer est administrateur d'EDF depuis juillet 1999.

Laurence Drouhin-Hoeffling (36 ans). Laurence Drouhin-Hoeffling travaille à EDF depuis 1991. Elle est actuellement rattachée au service Ressources Humaines du centre EDF Gaz de France Distribution Bourgogne du Sud. Laurence Drouhin-Hoeffling est responsable régionale Bourgogne des cadres CGT-UFICT. Elle est administratrice d'EDF depuis janvier 2002.

Catherine Nedelec (47 ans). Catherine Nedelec est diplômée de l'Ecole supérieure de l'électricité. Elle est entrée chez EDF en 1981 et a effectué sa carrière à la Direction de l'Equipement puis à la Division Ingénierie de la Branche production ingénierie. Elle est aujourd'hui attachée au Chef de Service Procédés du CIT (Centre d'Ingénierie Thermique). Elle exerce des responsabilités syndicales au sein de la Fédération CGT Mines Energie et de l'Union fédérale des ingénieurs cadres et techniciens. Catherine Nedelec est administratrice d'EDF depuis novembre 2000.

Marie-Catherine Polo (44 ans). Marie-Catherine Polo a fait la première partie de sa carrière dans la filière administrative d'EDF Gaz de France Distribution à Bordeaux puis s'est orientée vers les relations avec la clientèle. Parallèlement, elle exerce depuis 15 ans des responsabilités syndicales au sein de la CGT. Marie-Catherine Polo est administratrice d'EDF depuis juillet 1999.

Jacky Chorin (46 ans). Jacky Chorin est diplômé de l'Institut d'Etudes Politiques de Paris et Docteur en Droit. Il a commencé sa carrière à EDF comme juriste au Service central de la Direction de l'Equipement en 1983 avant d'être détaché fin 1987 à la Fédération FO des industries électriques et gazières où il a occupé différentes fonctions (membre d'organismes statutaires nationaux, participation au développement de la négociation collective au sein d'EDF et de Gaz de France, responsable syndical d'EDF Gaz de France Distribution). Il a été élu administrateur salarié de Gaz de France en 1999 et a terminé son mandat en septembre 2004. Jacky Chorin est administrateur d'EDF depuis septembre 2004.

Alexandre Grillat (33 ans). Alexandre Grillat est diplômé de l'Ecole Supérieure d'Electricité et titulaire d'un diplôme d'études approfondies en génie électrique. Aujourd'hui chargé d'études à la Direction de la Stratégie, Alexandre Grillat a commencé sa carrière à EDF en 1996 qu'il a faite pour l'essentiel au sein d'EDF Gaz de France Distribution, dans des fonctions techniques, clientèle et commerciales. Alexandre Grillat exerce des fonctions syndicales au sein de la CFE-CGC. Il est administrateur d'EDF depuis septembre 2004.

Philippe Pesteil (47 ans). Philippe Pesteil est ingénieur diplômé de l'Institut National des Sciences Appliquées (INSA) de Lyon. Il a rejoint EDF en 1982 pour y exercer différentes fonctions dans le domaine de l'ingénierie. Il est actuellement membre de l'équipe d'auditeurs internes à la division technique générale d'EDF à Grenoble. Philippe Pesteil exerce des fonctions syndicales au sein de la CFDT. Philippe Pesteil est administrateur d'EDF depuis septembre 2004.

L'Annexe C du présent document de base présente les mandats (hors EDF et les fonctions principales qu'ils exercent) dont les administrateurs sont actuellement titulaires ainsi que les mandats qu'ils ont exercés au cours des cinq dernières années.

A la connaissance d'EDF, il n'existe aucun lien de nature familial entre les mandataires sociaux d'EDF (membres du Conseil d'administration et directeurs généraux délégués). Il n'existe aucun conflit d'intérêts potentiel entre les devoirs, à l'égard d'EDF, des mandataires sociaux et leurs intérêts privés et/ou d'autres devoirs.

En outre, à la connaissance d'EDF, aucun mandataire social n'a fait l'objet :

- d'une condamnation pour fraude prononcée au cours des cinq dernières années au moins ;
- d'une faillite, mise sous séquestre ou liquidation au cours des cinq dernières années au moins ;
- d'une incrimination et/ou sanction publique officielle prononcée par des autorités statutaires ou réglementaires au cours des cinq dernières années au moins, à l'exception de Louis Schweitzer qui, au titre de ses fonctions antérieures, est actuellement poursuivi dans l'affaire des écoutes de l'Elysée devant le tribunal correctionnel de Paris.

Par ailleurs, à la connaissance d'EDF, aucun mandataire social n'a été empêché par un tribunal d'agir en qualité de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'un émetteur ou d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur au cours des cinq dernières années au moins.

Enfin, à la date du présent document de base, aucun mandataire social n'est lié à EDF, ou à l'une de ses filiales, par un contrat de service qui prévoirait l'octroi d'avantages.

1.1.2 MISSION DE CONTRÔLE ÉCONOMIQUE ET FINANCIER DE L'ETAT

Les membres de la mission de contrôle économique et financier de l'Etat assistent au Conseil d'administration sans voix délibérative et sont invités aux réunions des comités.

1.1.3 FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Attributions du Conseil

En application de l'article L. 225-35 du Code de commerce, le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre. Sous réserve des pouvoirs expressément attribués par la loi aux assemblées d'actionnaires et dans la limite de l'objet social, il peut se saisir de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent.

Par ailleurs, conformément à l'article 7 de la loi du 26 juillet 1983, le Conseil d'administration délibère en particulier sur les principales orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques de la Société et du Groupe, avant l'intervention des décisions qui y sont relatives.

En application du règlement intérieur, le Conseil d'administration dispose en outre de compétences spécifiques en matière :

- d'opérations financières ;
- d'opérations de croissance externe et interne ou de cession ;
- de conclusion des marchés (supérieurs à 100 millions d'euros) et leurs avenants ;
- d'opérations dans le domaine immobilier ;
- d'opérations du cycle du combustible nucléaire ;
- d'opérations de transfert d'obligations ; et
- d'achats ou ventes à long terme d'énergie.

Réunions du Conseil

Le Conseil d'administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la société l'exige, sur la convocation de son Président, conformément aux dispositions législatives et réglementaires.

Le règlement intérieur prévoit que sont réputés présents pour le calcul du quorum et de la majorité les administrateurs qui participent à la réunion par voie de visioconférence, dans les conditions légales.

Entre le 1er janvier et le 20 novembre 2004, période durant laquelle la Société avait encore le statut d'EPIC, le Conseil s'est réuni 8 fois, avec un taux moyen de présence de ses membres de 90 %.

Du 20 novembre 2004, date à laquelle EDF a adopté le statut de société anonyme à Conseil d'administration, jusqu'à la fin de l'année 2004, le Conseil s'est réuni 3 fois, avec un taux moyen de présence de ses membres de 80 %. Depuis, le début de l'année 2005, il s'est réuni 6 fois avec un taux moyen de présence de ses membres de 83 %.

Règlement intérieur du Conseil

Le fonctionnement du Conseil d'administration est organisé par un règlement intérieur, qui a été adopté par le Conseil d'administration en date du 14 décembre 2004.

Lors de chaque Conseil d'administration, le Président-directeur général porte à la connaissance de ses membres les principaux faits et événements significatifs portant sur la vie de la Société et intervenus depuis la date du précédent Conseil d'administration. En vue de compléter leur information, les administrateurs peuvent rencontrer les principaux dirigeants de la Société et du Groupe sur les sujets figurant à l'ordre du jour du Conseil. Ils font part de leur demande au secrétaire du Conseil.

Le règlement intérieur décrit en outre l'organisation, le mode de fonctionnement et les attributions des comités du Conseil.

Le règlement intérieur pourra, le moment venu, faire l'objet de modifications, à la suite de l'introduction en bourse d'EDF, annoncée par le Gouvernement, notamment en matière d'interventions des administrateurs sur les marchés des titres de la société.

Evaluation du Conseil, indépendance des administrateurs

Le Conseil d'administration d'EDF a décidé en avril 2003 de faire évaluer son fonctionnement par un prestataire externe, sous le pilotage du président du Comité d'éthique. Les résultats de cette évaluation ont été présentés et débattus lors du conseil d'administration du 26 juin 2003. Il en ressort que le cadre juridique et actionnarial de l'entreprise exerce une forte influence sur les modes de fonctionnement du Conseil.

Toutefois celui-ci, par le travail des comités, par l'information à laquelle peut accéder chaque administrateur, par la place laissée au débat en séance plénière, est un lieu où peuvent s'exprimer toutes les parties prenantes, où les débats sont de qualité et où une vision commune se dessine sur les grands enjeux.

Le Conseil s'est fixé comme objectif de travailler plus en amont les sujets relevant de sa décision. Par ailleurs, l'examen des investissements et désinvestissements internationaux a été redéfini par le nouveau règlement intérieur.

Le Conseil d'administration a donc mandaté le Comité d'éthique pour lui proposer des pistes d'amélioration sur cette base.

Le travail du Comité s'est aussi appuyé sur les conclusions de la commission d'enquête parlementaire 2003, en étroite collaboration avec l'Agence des participations de l'Etat créée en 2003.

A la suite de ses travaux, le comité a notamment émis, début 2004, les propositions suivantes :

- donner au Conseil d'administration une meilleure appréhension industrielle, économique, sociale et financière du Groupe EDF et des principales entreprises qui le constituent ;
- lui soumettre une analyse des risques qui envisage plusieurs scénarios ;
- assurer un suivi régulier par le Conseil d'administration des dossiers présentant des risques industriels, financiers ou des difficultés sociales particulières ;
- impliquer davantage le comité de la stratégie sur les questions stratégiques en particulier, sans dessaisir l'entreprise de ses missions opérationnelles ;
- d'une manière générale fournir plus d'éléments financiers dans les dossiers examinés par le Conseil et les comités ; et
- adapter la formation des administrateurs à leurs besoins spécifiques.

EDF s'est organisée pour mettre en œuvre une démarche permanente d'amélioration de la gouvernance. De même, l'articulation entre le Conseil d'administration d'EDF et celui d'EDF International, pour ce qui concerne l'examen des investissements internationaux, a été revue et actée dans l'article 5.2.2 du règlement intérieur du Conseil d'administration d'EDF.

Démarche éthique d'EDF

La démarche éthique d'EDF, présentée pour la première fois au Conseil d'administration du 26 mars 2003 et coordonnée par le Délégué à l'éthique et à la déontologie, consiste en la diffusion et l'appropriation d'une charte éthique centrée sur cinq valeurs : respect de la personne, respect de l'environnement, performance, solidarité et intégrité.

La charte développe les engagements éthiques du Groupe à l'égard des parties prenantes (principes d'action collective) ainsi qu'un code de conduite individuelle (Mémento éthique). Ces valeurs sous-tendent les engagements sociaux, « sociétaux » et environnementaux de l'entreprise, particulièrement le Pacte mondial de l'ONU, l'Agenda 21 et l'Accord de responsabilité sociale du Groupe EDF signé le 24 janvier 2005. La démarche est déclinée par le management dans l'ensemble des composantes du Groupe.

La charte éthique est accessible sur les sites internet d'EDF.

Un dispositif d'alerte éthique a été mis en place en janvier 2004 qui permet d'interpeller le délégué éthique sur toute question, alerte ou plainte à caractère éthique. Ce dispositif présente l'originalité d'être ouvert non seulement aux salariés de l'entreprise mais aussi aux partenaires extérieurs et aux clients.

1.2 Comités du Conseil d'administration

Conformément à l'article 16 des statuts d'EDF, le Conseil d'administration peut décider la mise en place en son sein de comités spécialisés consultatifs, notamment un comité d'audit, un comité de la stratégie, un comité des rémunérations. Il fixe la composition et les attributions de ces comités. Ceux-ci lui rendent compte de l'exercice de leurs missions.

Le règlement intérieur du Conseil d'administration prévoit l'existence d'un comité d'audit, d'un comité de la stratégie et d'un comité d'éthique et d'un comité des rémunérations.

1.2.1 COMITÉ D'AUDIT

Le comité d'audit est composé de cinq administrateurs : Frank E. Dangeard, Catherine Nedelec, Bruno Bézard, Jacky Chorin et Yannick d'Escatha.

Il a pour mission de donner son avis sur la situation financière, le plan moyen-terme et le budget, les comptes annuels et semestriels sociaux et consolidés, le suivi des risques et l'audit et le contrôle interne. Il émet un avis sur le choix des Commissaires aux comptes.

Le comité d'audit s'est réuni six fois en 2003, cinq fois en 2004 et cinq fois depuis le début de l'année 2005, avec un taux de présence de ses membres de 100 % en 2004 et de 92 % en 2005.

En 2004, le comité d'audit a examiné notamment les comptes semestriels et annuels, le bilan annuel de la gestion financière, la maîtrise des risques, les actifs dédiés, la politique des assurances, la politique de gestion des risques de contrepartie du Groupe. De plus, dès janvier, le programme d'audit et la synthèse de la première cartographie consolidée des risques 2003 au niveau du Groupe lui a été présentée. Il a acté les principes d'une actualisation semestrielle de cette cartographie consolidée Groupe et d'une information semestrielle en la matière vers les parties prenantes.

En 2005, le comité a notamment examiné la situation d'EDF en Italie et, dans le cadre de la procédure de désignation des Commissaires aux comptes pour les six exercices à venir, il a émis une recommandation au Conseil pour les six exercices à venir.

1.2.2 COMITÉ DE LA STRATÉGIE

Le Comité de la stratégie est composé de sept administrateurs : Henri Proglio, Laurence Drouhin-Hoeffling, Michèle Rousseau, Bruno Bézard, Alexandre Grillat, Jean-Pierre Lafon et Philippe Pesteil.

Il a pour mission de donner son avis sur les grandes orientations stratégiques d'EDF. En particulier, il examine et donne son avis sur le plan de développement stratégique, les alliances et les partenariats, la politique industrielle et commerciale, les accords stratégiques et le contrat de service public. Il donne son avis sur tous les projets de croissance externe et interne ou de cession soumis préalablement au Conseil, sur les stratégies relatives aux opérations amont et aval du cycle du combustible nucléaire, sur le programme pluriannuel d'approvisionnement des réacteurs et de services aval, ainsi que sur les marchés d'achat ou vente à long terme d'énergie de plus de 7 TWh par an soumis à l'accord préalable du Conseil.

Le comité de la stratégie s'est réuni sept fois en 2003, cinq fois en 2004 et une fois depuis le début de l'année 2005, avec un taux de présence de ses membres de 68 % en 2004 et de 100 % en 2005.

En 2004, les sujets étudiés ont porté sur le plan stratégique 2004, la politique commerciale d'EDF avant le 1er juillet 2004, l'aval du cycle, les orientations stratégiques dans le domaine du gaz, le projet d'optimisation du modèle d'organisation amont aval du Groupe EDF en France, le bilan définitif du contrat de Groupe 2001-2003, du contrat service public et des vingt engagements du service public.

En 2005, le comité de la stratégie a examiné le projet industriel 2005-2007 du Groupe.

1.2.3 COMITÉ D'ÉTHIQUE

Le Comité d'éthique est composé de six administrateurs : André Aurengo, Marie-Catherine Polo, Jacky Chorin, Daniel Foundoulis, Claude Moreau et Philippe Pesteil.

Le comité d'éthique veille à la prise en compte de la réflexion éthique dans les travaux du Conseil d'administration et dans la gestion d'EDF. Il rend compte de ses travaux au Conseil sur les méthodes choisies par EDF à cet effet, sur le processus éthique mis en place dans le Groupe, ainsi que sur les évolutions des modes de fonctionnement du Conseil, le projet de rapport annuel hors résultats financiers et les bilans annuels du médiateur et du délégué à l'éthique.

Le comité d'éthique s'est réuni quatre fois en 2004 et une fois depuis le début de l'année 2005, avec un taux de présence de ses membres de 83 % en 2004 et de 100 % en 2005.

En 2004 et 2005, les travaux du Comité d'éthique ont plus particulièrement porté sur : la politique de sous-traitance dans le nucléaire, la partie magazine et développement durable du rapport annuel, le rapport du médiateur, la démarche responsabilité sociale d'EDF et l'évolution du fonctionnement du Conseil.

1.2.4 COMITÉ DES RÉMUNÉRATIONS

Le règlement intérieur du Conseil d'administration, adopté le 14 décembre 2004, prévoit la création d'un comité des rémunérations qui n'a pour l'instant pas encore été mis en place.

Le règlement intérieur prévoit que le comité des rémunérations est composé de trois administrateurs choisis par le Conseil d'administration.

Le comité des rémunérations aurait pour mission de transmettre au Président directeur général son avis sur la rémunération du Président directeur général et des directeurs généraux délégués. Il transmettrait également son avis au Conseil d'administration sur les modalités de fixation de la rémunération des principaux dirigeants (part fixe et part variable, mode de calcul et indexation).

1.3 Contrôle interne

1.3.1 RAPPORT DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

En application des dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce, le président du conseil d'administration doit rendre compte dans un rapport joint au rapport de gestion du conseil d'administration, des conditions de préparation et d'organisation des travaux du conseil, ainsi que des procédures de contrôle interne mises en place par la Société.

Ce rapport est reproduit en Annexe A.

1.3.2 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ÉTABLI EN APPLICATION DU DERNIER ALINÉA DE L'ARTICLE L. 225-235 DU CODE DE COMMERCE SUR LE RAPPORT DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION D'EDF POUR CE QUI CONCERNE LES PROCÉDURES DE CONTRÔLE INTERNE RELATIVES À L'ÉLABORATION ET AU TRAITEMENT DE L'INFORMATION COMPTABLE ET FINANCIÈRE.

Ce rapport est reproduit en Annexe B.

1.4 Direction générale

1.4.1 CUMUL DES FONCTIONS DE PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTEUR GÉNÉRAL

La direction de la société est assumée, sous sa responsabilité, par le président du conseil d'administration, qui porte le titre de Président directeur général. Les dispositions législatives et réglementaires qui sont relatives au directeur général s'appliquent à lui.

1.4.2 ATTRIBUTIONS DU PRÉSIDENT DIRECTEUR GÉNÉRAL

Le Président directeur général organise et dirige les travaux du Conseil d'administration, dont il rend compte à l'assemblée générale. Il veille au bon fonctionnement des organes de la société et s'assure en particulier que les administrateurs sont en mesure de remplir leur mission.

Sous réserve des dispositions légales particulières aux sociétés du secteur public et des pouvoirs que la loi attribue expressément aux assemblées d'actionnaires, des pouvoirs qu'elle réserve de façon spéciale au Conseil d'administration, et dans la limite de l'objet social, le Président directeur général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la société.

Sur proposition du Président directeur général, le Conseil d'administration peut nommer une ou plusieurs personnes physiques chargées d'assister le Président directeur général, avec le titre de directeur général délégué. Le nombre maximum de directeurs généraux délégués est fixé à cinq. Le Conseil d'administration détermine la durée du mandat et les éventuelles limitations de pouvoirs de chacun des directeurs généraux délégués.

Le Conseil d'administration d'EDF a nommé, le 30 novembre 2004, Messieurs Daniel Camus, Yann Laroche et Jean-Louis Mathias en qualité de directeurs généraux délégués.

1.5 Conseils de l'environnement, scientifique et médical

EDF s'est également doté d'un Conseil de l'environnement, d'un Conseil scientifique et d'un Conseil médical, ouverts à des personnalités de la société civile qui apportent leur expérience et leur expertise, pour aider à intégrer ces dimensions dans les grandes orientations stratégiques d'EDF.

1.6 Cadres dirigeants

Les cadres dirigeants de la Société, qui constituent le comité exécutif du Groupe EDF, sont, à la date d'enregistrement du présent document de base, les suivants :

NOM	FONCTION	DATE DE NOMINATION	AGE
Pierre Gadonneix	Président directeur général	30 novembre 2004	62
Daniel Camus	Directeur général délégué Finances	30 novembre 2004	52
Yann Laroche	Directeur général délégué Ressources Humaines et communication	30 novembre 2004	59
Jean-Louis Mathias	Directeur général délégué Intégration Opérations Dérégulé France	30 novembre 2004	57
Jean-Pierre Benqué	Directeur général adjoint Commerce	30 novembre 2004	57
Bernard Dupraz	Directeur général adjoint Production et Ingénierie	30 novembre 2004	49
Michel Francony	Directeur général adjoint Opérations Régulé France	30 novembre 2004	57
Bruno Lescoeur	Directeur général adjoint Participations internationales	30 novembre 2004	51
Vincent de Rivaz	Directeur général d'EDF Energy	30 novembre 2004	51

Utz Claassen, Président du Directoire d'EnBW, et Umberto Quadrino, Président d'Edison, sont également invités aux réunions du comité exécutif chaque fois que nécessaire, au titre des participations internationales.

Daniel Camus (52 ans). Daniel Camus est Docteur d'Etat *ès* Sciences Economiques, agrégé en Sciences de la Gestion et diplômé de l'Institut d'Etudes Politiques de Paris. Il a rejoint EDF fin 2002 après 25 ans d'activités dans l'industrie chimique et pharmaceutique au sein du Groupe Hoechst-Aventis en Allemagne, aux Etats-Unis, au Canada et en France. Dans ses trois derniers postes, il a été successivement Directeur Financier et membre du Directoire des groupes Roussel Uclaf SA, Hoechst Marion Roussel AG et Aventis Pharma AG, basé à Francfort (Allemagne) et Bridgewater (USA). Il a conduit la transformation des finances de ces entreprises présentes à l'échelon mondial au cours de leurs fusions successives jusqu'à celle des groupes Hoechst et Rhône Poulenc au sein d'Aventis en 1999. Depuis le 1er décembre 2004, il est Directeur général délégué « Finances ».

Yann Laroche (59 ans). Yann Laroche est diplômé de l'Ecole Nationale Supérieure de Mécanique et d'Aérotechnique de Poitiers. Il a intégré EDF GDF Services en 1968 où il a exercé différentes fonctions. Il a été responsable de division régionale à l'Energie Electrique de Côte d'Ivoire de 1973 à 1976. Après trois années à la Direction de l'Audit, il a rejoint en 1988 le secteur de la distribution, en qualité de Directeur de Centre à Nancy. En 1992, il a été nommé responsable du service clientèle puis Directeur adjoint d'EDF GDF Services. Il assure la responsabilité, en 1994, du lancement de la

« garantie des services ». De 1996 à 2000, il a participé à la création des premières directions commerciales d'EDF et notamment de la Direction Commerciale Particuliers et Entreprises. En mai 2001, il est appelé au Comité exécutif d'EDF, en qualité de Directeur du Personnel et des Relations sociales puis Directeur général, en charge des Ressources Humaines, Yann Laroche est depuis le 1er décembre 2004 Directeur général délégué « Ressources Humaines — Communication ».

Jean-Louis Mathias (57 ans). Jean-Louis Mathias est diplômé de l'Ecole Polytechnique, de l'Ecole Nationale de la Statistique et de l'Administration Economique (ENSAE), du Centre de Perfectionnement aux Affaires, et licencié en sociologie. Il a intégré EDF GDF Services en 1973 et exercé différentes fonctions, notamment celles de chef d'agence à Aix-en-Provence et de directeur de centre à Paris. En 1992, il a rejoint la Direction du Personnel et des Relations Sociales (direction commune à EDF et Gaz de France) dont il a été nommé Directeur en 1996. En 1998, il est devenu Directeur commercial de Gaz de France avant d'être nommé Directeur du négoce en 2000. Depuis juin 2002, il était Directeur général adjoint du groupe Gaz de France. En septembre 2004, il a rejoint EDF en qualité de Conseiller du Président et membre du comité exécutif. Depuis décembre 2004, il est Directeur général délégué d'EDF, responsable de l'intégration du groupe et des programmes d'amélioration de la performance, ainsi que de la conduite des activités dérégulées en France (notamment production et commercialisation).

Jean-Pierre Benqué (57 ans). Jean-Pierre Benqué est Ingénieur des Ponts et Chaussées et a été professeur en Mécaniques des Fluides à l'Ecole Nationale des Ponts et Chaussées de 1986 à 1996. Il intègre EDF en 1974 où il a occupé différents postes au sein du Laboratoire National d'Hydraulique. En 1986, il devient responsable du Service des Etudes et Réseaux puis du Service Technique Electricité en 1991. Deux ans plus tard, il se voit confier la direction des départements d'Outre-Mer puis devient Directeur commercial de la Direction Grands Clients où il négocie les offres d'énergies et de services avec les clients internationaux d'EDF. Nommé en février 2002 Directeur de la Branche Commerce d'EDF, il est depuis le 15 décembre 2004 Directeur général adjoint « Commerce ».

Bernard Dupraz (49 ans). Bernard Dupraz est diplômé de l'Ecole Polytechnique, ingénieur en chef des Mines. Après un début de carrière au Ministère de l'Industrie, il intègre EDF en 1986 et exerce différentes fonctions au sein de la Direction de la Production, notamment celles de Directeur du Centre Nucléaire de Production d'Electricité de Cattenom (Moselle), puis, de 1994 à 1998, de Directeur de l'Exploitation du parc des 58 centrales nucléaires. Nommé Directeur de l'Ingénierie et des Services en 1999, il conduit, en particulier, le développement du réacteur nucléaire EPR. Nommé en 2002 Directeur délégué de la Branche Production Ingénierie, il est depuis le 15 décembre 2004 Directeur général adjoint « Production Ingénierie ».

Michel Francony (57 ans). Michel Francony est diplômé de l'Ecole Polytechnique et de l'Ecole Nationale de la Statistique et de l'Administration Economique. Il intègre EDF GDF Services en 1972 puis, en 1973, le Service des Etudes Economiques Générales d'EDF, en qualité de responsable des questions tarifaires. En 1982, il rejoint le secteur de la distribution où il occupe diverses responsabilités opérationnelles à EDF GDF Services à Toulouse puis à Rouen. Nommé Directeur délégué d'EDF GDF Services en 1991, il en devient Directeur en 1993. Il s'oriente ensuite vers la production et les marchés et est nommé Directeur de la Division Stratégie-Valorisation-Optimisation au sein de la Branche Energies, avant d'en devenir Directeur délégué en 2002. Nommé en février 2004 Directeur général d'EDF Trading (filiale londonienne de négoce d'EDF) et Directeur de la Branche Management d'Energies, il est depuis le 15 décembre 2004 Directeur général adjoint « Opérations Régulé France ».

Bruno Lescœur (51 ans). Bruno Lescœur est ancien élève de l'Ecole Polytechnique, diplômé de l'Ecole Nationale de la Statistique et de l'Administration Economique (ENSAE) et de l'Institut d'Etudes Politiques de Paris. En 1978, il entre comme économiste à EDF où il a été responsable des questions tarifaires de 1982 à 1989. Après plusieurs postes à EDF et GDF en France comme à l'international, il rejoint la Direction Financière d'EDF en 1993. Jusqu'en 1998, il est responsable de la trésorerie, du financement et des fusions/acquisitions, gérant un désendettement très rapide de l'entreprise en même temps que l'essor de son développement international. Fin 1998, il devient Président et Directeur général de London Electricity (aujourd'hui EDF Energy) dont il assure le développement. De début 2002 à fin 2004, il est Directeur de la Production et de l'Ingénierie au moment où EDF adapte son parc thermique et engage le nouveau réacteur nucléaire EPR. Le 20 décembre 2004, il est nommé Directeur général adjoint d'EDF et est en charge, au sein du Comité exécutif, des Participations Internationales et du Gaz. Il est Chevalier de l'Ordre National du Mérite.

Vincent de Rivaz (51 ans). Vincent de Rivaz est diplômé de l'Ecole Nationale Supérieure d'Hydraulique de Grenoble. En 1977, il intègre le Centre d'Ingénierie Extérieure à la Direction des Affaires Internationales d'EDF. De 1985 à 1992, il conduit le développement d'EDF en Chine au sein de la Direction Internationale, dont il devient le Directeur de la Direction Extrême Orient en 1989. De 1992 à 1994, il est Directeur du Centre National d'Equipement Hydraulique à la Direction de l'Equipement. Nommé en 1995 Directeur adjoint de la Direction Internationale, il en devient le Directeur des Projets en 1996. En 1999, il rejoint la Direction Financière en qualité de Directeur délégué, puis en 2000 en devient le Directeur des Stratégies et Opérations Financières. Début 2002, il est nommé Directeur général de London Electricity Group. Il conduit les opérations de fusions des sociétés acquises au cours du 1er semestre 2002 (les réseaux d'Eastern et Seeboard et crée mi 2003 EDF Energy, dont il est le Directeur général depuis lors. Il est nommé au Comité exécutif d'EDF en décembre 2004.

L'Annexe C du présent document de base présente les mandats (hors EDF et les fonctions principales qu'ils exercent) dont les Directeurs généraux délégués sont actuellement titulaires ainsi que les mandats qu'ils ont occupés au cours des cinq dernières années.

2. Intérêts des Dirigeants

2.1 Rémunération des mandataires sociaux

Le tableau ci-après fait apparaître les rémunérations et avantages de toute nature versés à chacun des mandataires sociaux du Groupe au cours de l'année 2004 par EDF et les sociétés qu'elle contrôle.

Pierre Gadonneix (équivalent annuel sur la base de la rémunération fin 2004) :

Salaire brut 2004	460 000 euros
Avantage en nature	8 676 euros

Taux de la part variable maximum 40 %.

Jean-Louis Mathias (équivalent annuel sur la base de la rémunération fin 2004) :

Salaire brut 2004	324 000 euros
Avantage en nature	30 684 euros

Taux de la part variable maximum 33 %.

Daniel Camus (rémunération réellement perçue) :

Salaire brut 2004	475 260 euros
Variable brut 2003 (versé en 2004)	197 300 euros

En outre, le contrat de Daniel Camus, à effet du 14 novembre 2002, prévoit une rémunération différée versée après 3 ans et comporte des clauses prévoyant une indemnité contractuelle de séparation de 24 mois, après un préavis de 6 mois.

Yann Laroche (rémunération réellement perçue y compris rappel début 2005) :

Salaire brut 2004	282 593 euros (inclus un rappel versé en avril 2005 de 15 574 euros)
Variable brut 2003 (versé en 2004)	110 415 euros
Avantage en nature	39 843 euros

En outre, Yann Laroche bénéficie également au titre de la période 2003-2004 d'une rémunération différée qui sera versée en 2005 (supprimée à partir de 2005).

En-dehors de ce qui est indiqué ci-dessus, Pierre Gadonneix, Jean-Louis Mathias, Daniel Camus et Yann Laroche ne bénéficient d'aucun régime spécifique de retraite et n'ont reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficient pas de primes de départ.

En outre, l'assemblée générale ordinaire d'EDF en date du 6 juin 2005 a fixé le montant global des jetons de présence à répartir entre les administrateurs, pour la période entre le 19 novembre et le 31 décembre 2004, à 22 000 euros. Pour l'exercice 2005, l'assemblée générale a fixé ce montant à 150 000 euros. En application de la loi n°83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, les administrateurs représentant l'Etat et les administrateurs représentant les salariés ne perçoivent pas de jetons de présence.

2.2 Participation des mandataires sociaux dans le capital

En application de l'article 11 de la loi n° 83 675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, les dispositions du Code de commerce relatives au nombre d'actions dont chaque administrateur doit être propriétaire ne sont pas applicables aux membres du conseil d'administration d'EDF nommés par décret.

En application de l'article 21 de la loi n° 83 675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, les dispositions du Code de commerce relatives au nombre d'actions dont chaque administrateur doit être propriétaire ne sont pas applicables aux représentants des salariés membres du conseil d'administration d'EDF.

2.3 Options de souscription et/ou d'achat d'actions

Néant

2.4 Conventions réglementées

Jusqu'au 20 novembre 2004, EDF était un EPIC et les dispositions du Code de commerce relatives aux conventions réglementées ne lui étaient pas applicables.

A compter de la transformation d'EDF en société anonyme intervenue le 20 novembre 2004, les dispositions de l'article L. 225-38 du Code de commerce relatives aux conventions réglementées sont applicables à EDF.

Le rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions réglementées pour l'exercice clos le 31 décembre 2004 (voir paragraphe 5.10.2 du Chapitre V) ne mentionne aucune nouvelle opération entrant dans le champ d'application des articles L. 225-38 et suivants du Code de commerce entre le 19 novembre 2004 et le 31 décembre 2004.

Par ailleurs, depuis le 1er janvier 2005, le Conseil d'administration a autorisé la signature des avenants respectifs aux promesses d'achat et de vente d'actions de Dalkia conclues entre EDF et Veolia Environnement le 4 décembre 2000.

2.5 Prêts et garanties accordés aux membres des organes d'administration et de direction

Néant

3. Intéressement et Participation

A la date d'enregistrement du présent document de base, EDF n'a consenti aucune option de souscription ou d'achat d'actions de la Société au profit du personnel. Voir paragraphe 7.5.8 du Chapitre IV ci-dessus.

Chapitre VII.

Évolutions récentes et perspectives d'avenir

Le présent document de base fera l'objet d'une mise à jour à la suite de la publication des comptes semestriels du Groupe EDF prévue pour la première quinzaine de septembre et dans la perspective de l'ouverture du capital annoncée par le Gouvernement. Outre les comptes semestriels et une analyse des évolutions traduites dans ces comptes, cette mise à jour contiendra des compléments d'information sur les perspectives et l'évolution des contrats et facteurs de risques les plus significatifs et, plus généralement, une description des évènements significatifs intervenus par rapport à la date d'enregistrement du document de base et, le cas échéant, au 30 juin 2005. Elle reprendra également les informations sur le programme Altitude et sur les objectifs de l'entreprise.

Annexe A

Rapport du Président du Conseil d'administration sur le contrôle interne

1. Introduction

En application de la loi n° 2003-706 du 1er août 2003 de sécurité financière, ce rapport rend compte des conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil d'administration ainsi que des procédures de contrôle interne mises en place au sein d'EDF, incluant celles appliquées à l'égard de ses filiales comptablement consolidées.

L'objectif de ce document n'est pas de présenter de façon exhaustive l'ensemble des moyens de contrôle existant au sein du Groupe mais plutôt de mettre l'accent sur les procédures concernant les activités ou risques estimés significatifs.

Ce rapport décrit les dispositifs qui ont couvert toute l'année 2004. Les changements importants opérés fin 2004 (passage en Société Anonyme suite au décret du 17 novembre paru au journal officiel le 19 novembre, nouvelle organisation du Groupe le 15 décembre...) auront certainement des conséquences sur les dispositifs de contrôle interne, celles-ci seront analysées dans le rapport relatif à l'exercice 2005.

Le plan de ce rapport s'inspire du référentiel COSO[1]. Un premier paragraphe décrit les éléments relatifs à l'environnement de contrôle, dont le fonctionnement du Conseil d'administration. Les trois paragraphes suivants listent les procédures associées aux trois objectifs reconnus du contrôle interne :

- les procédures de contrôle interne relatives à la réalisation et l'optimisation des opérations ;
- les procédures de contrôle interne relatives à la fiabilité des informations financières ;
- les procédures de contrôle interne relatives à la conformité aux lois et aux règlements.

Enfin, le dernier paragraphe rappelle la dynamique d'évolution du contrôle interne au sein du Groupe EDF, ainsi que, selon les recommandations de l'Autorité des Marchés Financiers[2], le processus mis en œuvre pour élaborer et valider ce rapport.

2. Environnement de contrôle

2.1. Conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil d'administration

2.1.1. FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre. Il délibère sur toutes les orientations stratégiques concernant le Groupe ainsi que sur les sujets que la loi lui a expressément confiés ou qu'il s'est réservé.

Le Conseil d'administration est constitué de dix-huit administrateurs[3] : six représentants de l'Etat, six personnalités qualifiées nommées par décret ainsi que six représentants élus des salariés. Assistent également au Conseil, sans voix délibérative, les membres de la mission de contrôle économique et financier de l'Etat, le Commissaire du Gouvernement et le Secrétaire du Comité d'Entreprise.

Le mandat de cinq ans des administrateurs est parvenu à échéance durant l'année 2004. Un nouveau Conseil d'administration a été mis en place le 14 septembre 2004. Il résulte d'une part, des élections de six représentants des salariés le 6 mai 2004 et d'autre part, du décret du 8 septembre 2004 paru au journal officiel le 9 septembre portant nomination au Conseil d'administration les six représentants de l'Etat et les six personnalités qualifiées.

Sur proposition de ce nouveau Conseil d'administration, Pierre GADONNEIX a été nommé Président Directeur Général (PDG) par décret du 15 septembre 2004 paru au journal officiel du 16 septembre.

Suite au décret du 17 novembre 2004, paru au journal officiel le 19 novembre, portant statuts de la Société Anonyme (SA) Electricité de France et au décret du 19 novembre 2004, paru le 20 novembre, portant nomination au Conseil d'administration d'Electricité de France, Pierre GADONNEIX a été nommé Président du Conseil d'administration d'EDF SA par décret du 24 novembre 2004 paru au journal officiel le 26 novembre.

(1) COmmittee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission.

(2) Cf. rapport 2004 de l'AMF sur le gouvernement d'entreprise et le contrôle interne du 13 janvier 2005.

(3) Cf. loi relative à la démocratisation du secteur public du 26 juillet 1983.

Trois Directeurs Généraux Délégués ont été nommés par le Conseil d'administration du 30 novembre 2004 sur proposition du Président.

2.1.2. RÈGLEMENT INTÉRIEUR DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le fonctionnement du Conseil d'administration s'appuie sur un règlement intérieur voté par les administrateurs :

- Jusqu'au 14 décembre 2004, date du vote d'un nouveau règlement intérieur, le Conseil d'administration a fonctionné sur des bases identiques à celles de 2003. Ainsi pour préparer les travaux du Conseil et favoriser la qualité de ses débats, le Conseil d'administration s'est appuyé sur des instances de travail, constituées d'administrateurs.
  - **la Commission des Investissements,** en place depuis juillet 1947, est chargée d'examiner tous les marchés concernant la maison-mère d'un montant égal ou supérieur à 15 M€. Elle est présidée par le Président du Conseil d'administration et s'est réunie cinq fois en 2004,
  - **la Commission de l'Exploitation,** en place depuis juillet 1947, analyse l'évolution du Groupe à travers la présentation des budgets d'exploitation et la préparation d'un bilan des principaux éléments d'activité. Elle est présidée par le Président du Conseil d'administration et s'est réunie deux fois en 2004,
  - **le Comité d'Audit,** en place depuis octobre 1999, est présidé par un administrateur, personnalité externe au Groupe EDF et est composé de quatre membres[(4)]. Avant présentation au Conseil, il donne son avis sur les comptes semestriels, annuels et consolidés, le rapport de gestion, le compte-rendu de la gestion financière, la politique decontrôle des risques et le programme d'audit ; il procède également à l'audition des Commissaires aux Comptes. Il s'est réuni cinq fois en 2004,
  - **le Comité de la Stratégie,** en place depuis février 2000, est présidé par un administrateur, personnalité externe au Groupe EDF et est composé de sept membres. Il donne son avis sur les grandes orientations stratégiques, sur la politique de développement (notamment à l'international) et sur la politique industrielle et commerciale. Il s'est réuni cinq fois en 2004,
  - **le Comité d'Éthique,** en place depuis septembre 2001, est présidé par un administrateur, personnalité externe au Groupe EDF et est composé de six membres. Il a pour mission de veiller à développer le questionnement éthique dans les décisions stratégiques du Groupe. Il rend compte sur les bilans annuels du médiateur et du délégué à l'éthique ainsi que sur les évolutions des modes de fonctionnement du Conseil. Il s'est réuni six fois en 2004.

Pour l'exercice de ses missions, le Conseil d'administration s'est réuni onze fois en 2004. En plus des sujets régulièrement abordés, le Conseil a débattu en 2004 de thèmes spécifiques comme les orientations stratégiques de l'entreprise concernant l'énergie (EPR[(5)]), l'immobilier et le gaz, l'aval du cycle et la politique ressources humaines et sociale du Groupe.

- Le passage en SA a conduit à définir un nouveau règlement intérieur qui a été adopté le 14 décembre 2004. Les principales évolutions sont les suivantes :
  - les deux Commissions (Exploitation et Investissements) sont supprimées. Les sujets traités en Commission de l'Exploitation seront directement inscrits à l'ordre du jour du Conseil d'administration et une réflexion est en cours concernant l'examen des marchés qui étaient traités en Commission des Investissements,
  - le Comité d'Audit compte un membre supplémentaire et est dorénavant composé de cinq administrateurs,
  - un Comité des Rémunérations est créé ; il sera présidé par un administrateur, personnalité externe au Groupe EDF et composé de trois membres. Il aura pour mission de donner son avis au Conseil d'administration sur la rémunération du PDG et des Directeurs Généraux Délégués, ainsi que sur les modalités de fixation de la rémunération des principaux dirigeants (part fixe et part variable, mode de calcul et indexation),
  - certains seuils limitant les pouvoirs du Président sont revus et le Conseil d'administration est dorénavant saisi :
    - des opérations de croissance ou de cessions supérieures à 200 M€. Ce seuil est abaissé à 50 M€ pour les opérations qui ne s'inscrivent pas dans les orientations stratégiques de la Société,
    - des opérations immobilières supérieures à 150 M€,
    - des marchés et de leurs avenants d'un montant supérieur à 100 M€,
    - des achats ou ventes à long terme d'énergie, par la société ou par une société qu'elle contrôle exclusivement, portant sur des quantités supérieures à 7 TWh/an par opération,
  - le Commissaire du Gouvernement n'assiste plus au Conseil d'administration.

Le Conseil évalue chaque année son mode de fonctionnement et l'application de son règlement intérieur.

---

(4) Nombre porté à 5 à compter du 14 décembre 2004.

(5) European Pressurized Reactor : réacteur européen à eau sous pression.

2.2. Démarche Éthique

Cette démarche, lancée en 2003 (Conseil d'administration du 26 mars 2003), a pour objectif de définir les critères de comportement professionnel individuel et collectif et de construire l'identité éthique du Groupe en s'appuyant sur la mise en œuvre des cinq valeurs de l'entreprise : respect de la personne, respect de l'environnement, performance, solidarité et intégrité. Ces cinq valeurs sont exposées dans une charte éthique dont la diffusion ainsi que la promotion et l'appropriation sont de la responsabilité managériale.

La démarche éthique a inspiré en 2004 l'élaboration ou la refonte de codes de conduite liés à certains domaines comme les procédures d'achats ou l'utilisation des moyens informatiques. L'éthique est prise en compte dans les processus fondamentaux comme le recrutement, la formation et l'évaluation des performances.

Enfin un dispositif d'alerte éthique reconnaît à tout salarié, comme à tout partenaire externe, un droit d'interpellation de l'entreprise pour tout manquement à ses valeurs. Le Délégué à l'Éthique et à la déontologie instruit la requête, au nom de la Direction du Groupe et en toute indépendance. Il garantit que les décisions visant à corriger le manquement, s'il est avéré, sont prises au niveau adéquat. Il rend compte à la Direction Générale de l'entreprise et au Comité d'Ethique du Conseil d'administration.

2.3. Démarche Qualité

En deux ans et demi, EDF a mis son Système de Management Environnemental en conformité avec la norme ISO 14001, dont l'une des exigences majeures est la maîtrise de la conformité réglementaire dans le domaine environnemental. Une certification globale, pour une durée de trois ans, a ainsi été obtenue en avril 2002 à partir d'audits menés par un organisme externe indépendant sur des entités représentatives des activités du Groupe. Il est à noter qu'en 2004 le Groupe a été soumis à des audits de « suivi » afin de détecter suffisamment tôt toute dérive susceptible de remettre en cause le renouvellement de la certification lors de l'échéance d'avril 2005.

2.4. Structure organisationnelle et acteurs du contrôle

2.4.1. ORGANISATION DU GROUPE ET PRINCIPES DE PILOTAGE

L'organisation du Groupe mise en place début 2002 avait pour objectif de faciliter le pilotage et de clarifier les responsabilités. Elle reposait sur des Branches opérationnelles dotées d'une autonomie significative et rendant compte au Comité exécutif (Comex) qui réunissait, outre le Président, les trois Directeurs Généraux : Opérations, Finances et Ressources Humaines. Cette organisation est restée en place durant toute l'année 2004.

Un changement d'organisation a été décidé par le PDG le 15 décembre 2004 après consultation des représentants du personnel et présentation en Conseil d'administration. Cette nouvelle organisation répond à deux orientations majeures : améliorer le fonctionnement en groupe intégré et mieux associer les opérationnels aux mécanismes de décision. Pour cela le Comex et dorénavant élargi à neuf membres auxquels sont rattachées directement les Directions opérationnelles et fonctionnelles.

Le Gestionnaire de Réseau de Transport d'Electricité, dans le cadre de la loi du 10 février 2000 qui lui donne l'autonomie de gestion, a développé ses propres moyens de contrôle : Mission Audit et Révision Comptable et Financière.

De même, conformément à la loi SPEGEEG[6] du 9 août 2004, EDF Réseau de Distribution a créé sa structure d'audit. Une décision du Président du 10 septembre 2004 définit les principes de fonctionnement de cette structure dans le cadre de la fonction audit de Groupe (cf. § 2.4.3.2), qui veille à concilier les règles de confidentialité vis à vis des informations sensibles et l'optimisation des ressources dédiées au contrôle.

2.4.2. DÉLÉGATIONS DE POUVOIRS ET HABILITATIONS TECHNIQUES

Le Conseil d'administration d'EDF consent une délégation de pouvoirs à son Président qui en subdélègue certains à ses collaborateurs directs. Ces délégations servent de fondement à celles consenties aux principaux responsables opérationnels.

Depuis juin 2003, les nouvelles délégations de pouvoirs ont permis une mise sous contrôle plus forte des achats en déléguant le pouvoir de signature des contrats d'achats au seul Directeur des Achats.

La délégation ''exploitant nucléaire'' a été portée par le Directeur de la Branche Production Ingénierie et subdéléguée aux Directeurs des Divisions Exploitation Nucléaire et Ingénierie Nucléaire.

Les habilitations techniques qui donnent l'autorisation d'exercer des activités relatives aux installations (centrales de production, lignes électriques,...) sont délivrées par chaque chef d'établissement. Au préalable, les compétences afférentes sont évaluées. Ces exigences s'appliquent à l'ensemble des intervenants : personnel EDF et prestataires.

Le décret du 17 novembre 2004 portant statuts de la SA EDF prévoit que la transformation en SA est sans incidence sur les délégations de pouvoirs applicables à cette date. Pour tenir compte des changements d'organisation de la société, ces délégations seront revues en 2005.

(6) Service Public de l'Electricité et du Gaz et Entreprises Electriques et Gazières.

2.4.3. LES ACTEURS DU CONTRÔLE INTERNE

2.4.3.1. Le Contrôle de Gestion

Le Contrôle de Gestion, rattaché au Directeur Général Délégué Finances, a pour missions :

- de piloter les processus du cycle de gestion du Groupe (élaboration des budgets et plans à moyen terme découlant du Plan de Développement Stratégique), d'en assurer la synthèse et de proposer des arbitrages au niveau des Branches et du Groupe en jouant un rôle d'alerte et de conseil dans l'analyse, avant décision, des conséquences financières des opérations envisagées, ou des niveaux de performance proposés ;
- d'assister le management opérationnel dans le pilotage de la performance : le suivi de l'exécution du budget (faisant l'objet de re-prévisions au minimum trois fois par an) est assuré au travers de revues de performances régulières généralisées au sein des Branches (jusqu'à fin 2004), des Divisions et des Filiales ;
- d'assurer la fonction de contrôle financier du Groupe en contribuant notamment aux processus de contrôle des investissements et par des analyses d'optimisation économique et financière.

Le contrôle de gestion est implanté au niveau de chaque entité managériale. Les contrôleurs de gestion font partie du Comité de Direction des entités auxquelles ils appartiennent. Les Directeurs Gestion Finances des entités sont directement ou indirectement nommés et évalués par le Directeur Général Délégué Finances.

2.4.3.2. La Fonction Audit de Groupe

Une charte d'audit Groupe a été validée par le Comex le 10 mars 2003. Elle définit le champ des activités de l'Audit interne au sein du Groupe EDF, le devoir des auditeurs, les règles d'éthique et les droits et obligations des audités. Cette charte mentionne en particulier que la Direction de l'Audit définit la référence du Groupe en matière de contrôle interne. Elle a été présentée au Comité d'Audit, de même que lui sont présentés pour avis le bilan des audits effectués.

La politique de contrôle et l'organisation de la Fonction Audit du Groupe EDF ont fait l'objet d'une décision du Président le 21 octobre 2002. Celle-ci sera adaptée en 2005 pour tenir compte de la nouvelle organisation du Groupe.

La fonction audit de Groupe est constituée de l'ensemble des moyens de contrôle du Groupe, maison-mère et filiales[7], exerçant une activité de « contrôle du contrôle ». Les principales dispositions sont les suivantes :

- l'audit est une fonction d'appui au management indépendante des entités et des processus audités. L'audit contribue, notamment par l'utilisation par tous les auditeurs d'une même méthode alignée sur les normes internationales, à la cohérence du Groupe ;
- le pilotage de cette fonction est placé sous la responsabilité du Président qui en confie la mission au Directeur de l'Audit ;
- les membres du Comex peuvent solliciter l'audit pour s'assurer de la bonne maîtrise des risques de l'activité placée sous leur responsabilité et améliorer leurs résultats.

Les missions confiées à la Direction de l'Audit d'EDF sont les suivantes :

- assurer l'animation de la politique de contrôle interne du Groupe ;
- alerter le management sur les failles éventuelles du dispositif de contrôle ;
- élaborer le programme annuel d'audit sur la base de la cartographie actualisée des risques du Groupe. Ce programme est signé par le Président après examen par le Comité d'Audit ;
- piloter le réseau d'audit et animer le contrôle interne. A ce titre, la Direction de l'Audit a mis en œuvre en 2004 une démarche visant à professionnaliser les acteurs et définir des référentiels de contrôle interne, en particulier pour le pilotage et le contrôle des filiales ;
- coordonner l'exécution de l'ensemble des missions d'audit sur le périmètre du Groupe.

Les audits donnent lieu à des recommandations qui, après validation par les audités, font l'objet de plans d'actions. L'avancement de ces plans d'actions est suivi par la Direction de l'Audit pendant l'année qui suit la réalisation de l'audit.

Il est à signaler que la Direction de l'Audit, dans le prolongement de ce qui a été réalisé en 2003, a poursuivi la réalisation d'auto-diagnostics relatifs aux dispositifs de contrôle interne des principales entités du Groupe.

2.4.3.3. La Direction Juridique (DJ)

Afin d'intervenir au plus près des instances de décision, que cela soit au niveau du Comex, des Branches ou au niveau régional, l'organisation de la DJ est calée sur celle du Groupe EDF. La DJ exerce une mission de veille concernant les évolutions législatives et réglementaires ; elle est saisie pour la rédaction des contrats ainsi que pour l'analyse des risques juridiques relatifs aux projets de l'entreprise. Elle assure également le suivi des contentieux importants. Sa mission intègre donc une fonction d'alerte et de prévention des contentieux.

2.4.3.4. La Direction du Contrôle des Risques Groupe (DCRG)

La création de la DCRG, en avril 2003, marque la volonté du Groupe de se rapprocher des standards les plus récents observés en matière de gouvernance d'entreprise qui recommandent la mise en place d'une structure de management intégré des risques auprès des Directions Générales.

(7) Selon des accords au cas par cas.

Les missions de la DCRG sont les suivantes :

- mettre en place et piloter le processus Groupe de gestion des risques, tout en veillant à anticiper les futures obligations réglementaires en la matière. L'ensemble de cette mission s'exerce à travers l'identification des risques principaux de toute nature, la construction et la mise à jour de la cartographie des risques à l'échelle du Groupe. Elle assure également un reporting en mettant à disposition du Comex, du Comité d'Audit et des parties prenantes une vision synthétique de la cartographie et des tableaux de bord sur les risques du Groupe et leur évolution. Enfin, la DCRG est en charge de consolider et d'actualiser la politique de risques du Groupe ;
- conseiller et alerter le Président et le Comex sur les principaux risques de niveau Groupe et leur évolution, ainsi que sur les signaux faibles annonciateurs des éventuelles crises futures ;
- organiser la vigilance du Groupe sur la gestion des risques associés aux métiers du Groupe pour la collectivité ;
- assurer, depuis début 2004, le contrôle permanent des expositions aux risques marchés énergies (marchés de gros électricité, gaz, charbon et pétrole), portés par les différentes entités du Groupe opérant sur les marchés de gros (voir paragraphe 3.3.2) ;
- sécuriser le processus de contrôle des investissements du Groupe (voir paragraphe 2.5).

La DCRG assure ses missions en toute indépendance. Elle s'appuie sur le réseau de contrôleurs des risques du Groupe mis en place et qu'elle anime. L'ensemble de ce dispositif de contrôle et de cartographie des risques est présenté de façon régulière au Comité d'Audit.

2.5. Contrôles spécifiques

2.5.1. PROCÉDURE D'APPROBATION DES INVESTISSEMENTS

Le Comité des Investissements Groupe (CIG), présidé par le Président, examine l'ensemble des projets d'investissement et valide tout investissement d'un montant supérieur à 20 M€. Depuis fin mars 2003, les réunions du CIG sont systématiquement précédées d'une réunion où sont associés les experts du niveau corporate afin de vérifier l'exhaustivité et la profondeur des analyses de risques des projets présentés.

Un Comité des Engagements et des Participations reprendra, à compter de 2005, les attributions du CIG en les élargissant.

2.5.2. PILOTAGE ET CONTRÔLE DU SYSTÈME D'INFORMATION (SI)

La stratégie d'ensemble du Groupe dans le domaine des systèmes d'information sera examinée au sein du Comité stratégique SI, présidé par le Directeur Général Délégué Finances et qui sera mis en place à partir de début 2005.

L' « IS Group Committee » (cinq réunions en 2004) est chargé de préparer de manière collégiale les décisions clés concernant la filière SI. Il est également le lieu de consolidation des risques de cette filière. Il est présidé par le Directeur des Systèmes d'Information du Groupe qui est à la fois animateur de la filière et garant vis-à-vis du Comex de l'atteinte de ses objectifs.

2.5.3. L'ADMINISTRATION ET LA SURVEILLANCE DES FILIALES

Depuis 2002, la Direction de l'entreprise s'est dotée d'une cellule ''Mission Administrateurs et Sociétés'' dédiée à la définition et à la mise en œuvre des processus de la ''politique administrateurs''.

Une ''composition cible'', vision anticipée et collective des compétences, ainsi que les profils nécessaires à une bonne représentation d'EDF au conseil de chaque filiale sont définis par le responsable de l'activité correspondante au sein du Groupe.

La désignation d'un administrateur doit s'accompagner d'une lettre de mission et d'une lettre d'objectifs.

2.5.4. LES CONTRÔLES EXTERNES

Comme toute entreprise faisant appel public à l'épargne, EDF est soumise aux contrôles des Commissaires aux Comptes et de l'Autorité des Marchés Financiers. Ainsi, les Commissaires aux Comptes certifient les comptes d'EDF au 31 décembre et, depuis 2003, exerce une revue au 30 juin. Les comptes des filiales sont également audités par les Commissaires aux Comptes locaux.

Par son caractère d'entreprise publique, EDF est soumise à des contrôles spécifiques tant dans les domaines financiers, de gestion et de contrôle interne (Cour des Comptes, Contrôleurs d'Etat, Inspection des Finances, Commission des Affaires Économiques de l'Assemblée Nationale et du Sénat) que d'achats (Commission des Marchés).

EDF fait l'objet d'évaluations par les agences de notation financières, environnementales et sociétales.

Compte-tenu de son activité, EDF fait également l'objet de contrôles par son régulateur (la Commission de Régulation de l'Energie) ainsi que par la Direction Générale de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection.

Les résultats de ces différents contrôles externes alimentent les programmes de contrôle interne.

3. Les procédures de contrôle relatives à la réalisation et l'optimisation des opérations

3.1. Cartographie des risques Groupe

En 2003, une première cartographie des risques au niveau de l'ensemble des activités du Groupe EDF a été réalisée sous l'égide de la DCRG avec l'appui de la Direction de l'Audit.

En janvier 2004 une synthèse de cette première cartographie 2003 a été présentée respectivement au Comité Directeur du Groupe puis en Comité d'Audit, ainsi qu'aux Commissaires aux Comptes en février 2004.

Les principes d'une actualisation semestrielle de cette cartographie consolidée au niveau Groupe et d'une information semestrielle vers les parties prenantes ont été actés. Il s'agit de garantir au management une bonne identification des risques nouveaux ainsi qu'une vision actualisée de l'évolution du portefeuille de risques et de leur maîtrise, et d'être en cohérence avec les échéances associées à la publication semestrielle des comptes consolidés du Groupe.

3.2. Cadrage de la gestion des risques

Le Groupe EDF a défini :

- les principes applicables en matière de gestion des risques de taux, de change et de liquidités validé en Conseil d'administration en décembre 2001, et mis à jour en décembre 2002 ;
- les fondamentaux d'une politique de gestion des risques marchés énergies qui sont déployés dans la plupart des entités depuis 2001 (la politique Risques Marchés Energies Groupe reste à valider formellement) ;
- une politique santé-sécurité, signée par le Président en octobre 2003 ;
- une politique de gestion des risques de contrepartie soumise au Comité d'Audit en janvier 2004 puis validée en Conseil d'administration le 1er juillet 2004 (cf. Rapport de Gestion — § 6.1) ;
- une politique assurance Groupe, validée par le Comex en mars 2003. Cette politique a été présentée au CA le 1er juillet 2004 pour faire suite au dossier qui avait été présenté aux administrateurs le 23 octobre 2003 sur la couverture du risque « tempête » pour le réseau de distribution. Le Conseil a pris acte du bilan sur la situation du groupe EDF au regard des risques assurables identifiés et sur les couvertures mises en place à ce jour. Il a par ailleurs validé le programme de travail 2004/2005 et demandé que les résultats de ce programme de travail lui soient exposés en 2005.

Les évolutions de la politique d'assurance et de couverture des risques assurables sont dorénavant décidées en cohérence avec la cartographie des risques Groupe. Cette politique d'assurance et de couverture des risques assurables, ainsi que les autres politiques sectorielles énoncées plus haut, feront partie intégrante de la politique générale de contrôle des risques Groupe.

3.3. Mise sous contrôle des risques

3.3.1. FORMALISATION DES PLANS D'ACTIONS DES ENTITÉS

Lors du second exercice de cartographie des risques lancé au premier semestre 2004, chaque entité a engagé la formalisation des plans d'actions de nature à garantir un contrôle satisfaisant des risques identifiés.

3.3.2. CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS ENERGIES

En lien avec le développement des marchés de l'énergie (électricité, gaz, charbon et pétrole), les pratiques de gestion de risque des énergéticiens font l'objet d'une attention croissante de la part des organes sociaux, des agences de notation, des créanciers, du régulateur et du législateur. De ce fait, la maîtrise de l'impact des risques marchés énergies est au cœur de l'évolution des métiers du Groupe (production, commercialisation, négoce) et constitue une préoccupation permanente pour le management du Groupe.

Ainsi, le Groupe s'est doté en 2001 d'une fonction de contrôle des Risques Marchés Energies Groupe qui assure :

- l'élaboration de la politique risques marchés énergie du Groupe ;
- le contrôle permanent des expositions et des limites des entités opérant sur les marchés de l'énergie ;
- la consolidation des expositions risques marchés énergies du Groupe ;

- l'analyse des risques marchés associés aux dossiers d'investissement, désinvestissement, projets de développement, et contrats de long terme.

Dans le but de renforcer le dispositif de contrôle, il a été décidé en mars 2004 d'intégrer cette fonction au sein de la Direction du Contrôle des Risques Groupe.

3.3.3. CONTRÔLE DES RISQUES LIÉS AUX INVESTISSEMENTS

La mise en place en 2003 d'un référentiel méthodologique d'analyse des risques des projets de développement a pour objectif de renforcer la sécurisation de l'ensemble des opérations d'acquisitions, fusions et cessions. Ce référentiel intègre l'ensemble des impacts du projet et en particulier la valorisation des scénarios de stress. Le criblage des risques en amont des CIG s'appuie sur ce référentiel. La réalisation d'un retour d'expérience en septembre 2004 aura pour conséquence quelques ajustements en 2005.

En parallèle, un référentiel méthodologique d'analyse des risques pour les investissements cœur de métier a été réalisé et mis en œuvre fin avril 2004. Son principal objectif est d'intégrer dans ces décisions l'analyse des impacts sur les risques majeurs du groupe.

3.3.4. CONTRÔLE DES RISQUES FINANCIERS

Le développement international du Groupe a conduit à la mise en place d'une structure dédiée et indépendante en charge de la maîtrise au niveau du Groupe des risques financiers que sont les risques de change et de taux, le risque de liquidité et le risque de contrepartie.

Cette fonction contrôle des Risques Financiers Groupe a pour mission :

- l'élaboration des politiques de gestion des risques financiers du Groupe ;
- le contrôle de leur bonne application (contrôle de second niveau) ;
- la validation, en assurant la cohérence au sein du Groupe, des méthodes, outils et indicateurs de contrôle des risques financiers ;
- la consolidation des expositions aux risques financiers du Groupe.

Ces processus sont en cours de déploiement sur le périmètre du Groupe.

4. Les procédures de contrôle relatives à la fiabilité des informations financières

4.1. Principes et normes comptables du Groupe

Les normes comptables utilisées par le Groupe EDF sont conformes à la réglementation française. Chaque fois que possible les options compatibles avec les règles internationales (IFRS) sont privilégiées. Les principales différences concernent :

- le traitement des retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi des entités françaises relevant du régime des IEG qui sera pris en compte en 2005 avec la mise en place du nouveau financement du régime des retraites prévu par la loi du 9 août 2004. L'option comptable prévue par les textes français de ne pas provisionner les engagements de retraite a été maintenue au 31 décembre 2004 ;
- le traitement des instruments financiers pour lesquels l'application de la norme IAS 32 et 39 sera prise en compte en 2005.

Pour les concessions, des interprétations de l'IFRIC sont attendues en 2005 et le Groupe adaptera le traitement comptable en conséquence.

Le rapport de gestion comporte un développement spécifique présentant des comptes comparatifs IFRS 2004 (hors IAS 32 et 39) et les principaux impacts sur les comptes de bilan et de résultat.

A compter du 1er janvier 2005, le Groupe appliquera le référentiel IFRS.

Les règles et méthodes comptables sont décrites dans le manuel des principes comptables du Groupe.

4.2. Procédures d'établissement et de contrôle des comptes dissociés

Aux termes de la loi[8], EDF produit des comptes dissociés par domaine d'activité : production, transport, distribution d'électricité et autres activités.

Ces comptes sont élaborés en conformité avec les principes de dissociation et les recommandations formulées par la CRE. Ils sont présentés, après examen par les Commissaires aux Comptes, au Comité d'Audit puis au Conseil d'administration.

4.3. Procédure d'établissement et de contrôle des comptes consolidés

Les comptes consolidés sont publiés semestriellement depuis 2003. Les comptes consolidés sont présentés au Comité d'audit puis au Conseil d'administration.

Les comptes consolidés sont établis à partir des données saisies localement dans chaque entité (unités de la maison mère et filiales) conformément aux normes du Groupe. Ces données locales incluent un bilan, un compte de résultat et des annexes et sont établies selon un plan de compte unique.

Parmi les procédures d'établissement et de contrôle mises en place, celles relatives aux actifs, aux engagements hors bilan et à la gestion de la dette et de la trésorerie sont à mentionner :

- les actifs du Groupe sont valorisés à la date d'acquisition à leur prix de revient. Il est tenu compte, par le biais d'un amortissement, de l'utilisation progressive des biens. Les informations de gestion prévisionnelle sont examinées pour vérifier que la valorisation des actifs dans les comptes n'est pas surévaluée par rapport à la valeur la plus élevée entre leur valeur d'usage et leur valeur de marché si celle-ci est disponible. La valeur d'usage est calculée par actualisation des flux de trésorerie futurs attendus. Les taux d'actualisation prennent en compte le coût des capitaux et les risques spécifiques de chaque activité ;
- les engagements financiers hors bilan relèvent également des procédures d'autorisation des investissements. Leur valorisation fait l'objet d'une réévaluation à chaque arrêté comptable. Les comptes annuels donnent une information sur le montant des engagements hors bilan conformément aux principes comptables du Groupe. Au cours de l'année 2004, un rappel des règles relatives aux engagements hors bilan et une forte sensibilisation de toutes les structures du groupe ont permis de fiabiliser le recensement effectué au 31 décembre 2004. Un suivi d'audit interne a permis de confirmer la qualité des travaux réalisés ;
- Un système de délégations de pouvoirs, de contrôle et de reporting a été défini en 2004 concernant la gestion de la dette et la trésorerie au sein de la Direction Corporate Finance et Trésorerie.

4.4. Contrôle interne de la qualité de la comptabilité de la maison mère

La Division Comptabilité définit le référentiel de contrôle de la qualité comptable qui s'applique au sein de la maison-mère. Ce référentiel se décline par grands processus transverses : ventes, achats, frais de personnel, immobilisations, stocks, trésorerie, fiscalité et production comptable. Il précise notamment les critères à tester, les méthodes d'échantillonnage préconisées et le reporting à fournir.

Les procédures de contrôle de la production comptable visent à vérifier que les comptes sont exacts et exhaustifs, que le principe de séparation des exercices est respecté, que les enregistrements satisfont aux obligations légales, que les processus sont sécurisés, que des inventaires physiques sont réalisés, que les comptes sont justifiés mensuellement, que les provisions comptabilisées traduisent correctement la dépréciation des valeurs d'actifs et les obligations de l'entreprise, et que les opérations de centralisation sont exactes et exhaustives.

La qualité de la production comptable des Branches est garantie par une contractualisation avec la Division Comptabilité. Cette contractualisation donne lieu, pour chaque niveau de management, à des attestations annuelles de fin d'exercice qui fournissent l'image de la qualité comptable pour l'exercice écoulé et définissent les voies d'amélioration pour l'exercice suivant. Par ailleurs, plusieurs missions d'audit portant sur le périmètre de la fonction comptable sont inscrites au plan d'audit du Groupe.

Des contrôles formalisés sont réalisés au sein du département central. Ils portent notamment sur l'égalité stricte des opérations de cessions internes entre les différentes entités comptables ainsi que sur les flux relatifs aux immobilisations et aux provisions.

Des contrôles de cohérence et de vraisemblance par l'analyse des variations de comptes d'une part et de leur solde en fin de période d'autre part sont également réalisés par les équipes corporate.

4.5. Actions menées en 2004

Dans la perspective d'une publication des comptes 2006 à la mi-février 2007, la Division Comptabilité a renforcé en 2004 le processus de contrôle qualité de la production comptable des arrêtés pour s'adapter aux exigences des nouveaux

(8) Loi 2000-108 du 10 février 2002 modifiée par la loi 2004-803 du 9 août 2004.

calendriers (raccourcissement du délai de production des comptes, arrêté mensuel et respect du principe de séparation des exercices). Le contrôle interne de la production comptable a été adapté et élargi aux nouvelles organisations dans le domaine du processus ventes.

Le processus d'intégration des systèmes d'information financière a progressé, notamment à la maison-mère, avec la poursuite du programme SAP.

Les mesures propres à assurer le renforcement de la confidentialité de l'information financière dans l'ensemble de l'entreprise ont été poursuivies.

Une action a été menée visant à renforcer l'assurance de l'exactitude et de l'exhaustivité des engagements hors bilan.

4.6. Plan d'actions 2005

Des mesures seront prises pour garantir le respect des obligations engendrées par le nouveau statut de SA de l'entreprise et le projet d'ouverture de son capital annoncé par le Gouvernement, ainsi que pour s'assurer de la qualité de la publication des informations associées.

L'accent sera mis sur le renforcement de la qualité des analyses et des commentaires associés à rétablissement des comptes produits localement.

Pour contribuer à cette recherche de qualité, la Division Comptabilité poursuivra l'amélioration du contrôle interne dans le domaine comptable et financier par :

- un renforcement du dialogue avec les entités ;
- une adaptation du référentiel de contrôle aux processus ventes et à la sécurité financière ;
- un adossement à la démarche plus globale de renforcement du contrôle interne du Groupe.

5. Les procédures de contrôle relatives à la conformité aux lois et aux règlements

Dans le domaine de l'exploitation industrielle, de nombreuses procédures de contrôle existent en plus de celles précédemment citées (cf. paragraphe 2.3 ''Démarche Qualité'') :

Pour le nucléaire, deux acteurs peuvent être mentionnés en particulier :

- *l'Inspecteur Général pour la Sûreté Nucléaire (IGSN)* qui s'assure, pour le compte du Président, de la bonne prise en compte des préoccupations de sûreté et de radioprotection dans toutes leurs composantes, pour les installations nucléaires et dont le rapport annuel est publié ;
- *l'Inspection Nucléaire*, service directement rattaché au Directeur de la Division Production Nucléaire (DPN), dont les actions de vérification permettent d'évaluer le niveau de sûreté des différentes entités de la DPN.

Dans les autres domaines (comme par exemple le contrôle des appareils à pression et la surveillance des barrages), chaque entité est responsable de la définition et de la mise en œuvre des procédures de contrôle adéquates.

Des procédures de contrôle sont également effectuées sur l'application de la réglementation sociale et du travail.

6. Dynamique d'évolution

Depuis plusieurs années, les différentes évolutions dans l'organisation et les modes de fonctionnement du Groupe ont permis de clarifier et de renforcer l'efficacité du contrôle interne avec :

- la création de plusieurs comités spécialisés en appui au Conseil d'administration ;
- la responsabilisation des entités sur leurs résultats ;
- la création et le renforcement des structures centrales jouant un rôle particulier dans le contrôle (Direction Juridique, Direction du Contrôle de Gestion, Direction du Contrôle des Risques, Fonction Audit du Groupe,...).

La mise en place d'un contrôle des risques opérationnel, l'affirmation de la démarche éthique, la volonté de normaliser et d'accélérer la production des comptes consolidés (notamment en anticipant sur les nouvelles normes comptables) et plus

récemment la mise en place d'une nouvelle organisation du Groupe s'inscrivent dans cette dynamique d'amélioration continue.

La Loi sur la Sécurité Financière est prise comme une opportunité pour renforcer cette dynamique en impliquant les responsables managériaux. Cela est en particulier illustré par la réalisation d'auto-diagnostics sur les dispositifs de contrôle interne mis en place dans les différentes entités du Groupe.

Ce rapport, sur la base de celui rédigé en 2003, a été élaboré par un groupe de travail animé par la Direction de l'Audit et réunissant des expert des Directions Juridique, Contrôle des Risques Groupe et Comptabilité ainsi que le Secrétariat Général du Conseil d'administration et le Cabinet de la Présidence. Différents contributeurs, tels La Délégation à l'Ethique et à la Déontologie et La Direction du Système d'Information ont également été sollicités.

Ce rapport a été examiné successivement par les Directeurs Généraux Délégués, le Comité d'Audit (14 mars 2005) et le Conseil d'administration (16 mars 2005). Il a également fait l'objet d'échanges avec les Commissaires aux comptes.

Paris le 16 mars 2005,
Le Président d'EDF
Pierre GADONNEIX

Annexe B

RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ETABLI EN APPLICATION DU DERNIER ALINEA DE L'ARTICLE L. 225-235 DU CODE DE COMMERCE, SUR LE RAPPORT DU PRESIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION D'EDF SA POUR CE QUI CONCERNE LES PROCEDURES DE CONTROLE INTERNE RELATIVES A L'ELABORATION ET AU TRAITEMENT DE L'INFORMATION COMPTABLE ET FINANCIERE

Exercice clos le 31 décembre 2004

En notre qualité de Commissaires aux comptes d'EDF SA et en application des dispositions du dernier alinéa de l'article L. 225-235 du Code de commerce, nous vous présentons notre rapport sur le rapport établi par le Président de votre société conformément aux dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2004.

Il appartient au Président de rendre compte, dans son rapport, notamment des conditions de préparation et d'organisation des travaux du conseil d'administration et des procédures de contrôle interne mises en place au sein de la société.

Il nous appartient de vous communiquer les observations qu'appellent de notre part les informations données dans le rapport du Président concernant les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Nous avons effectué nos travaux selon la doctrine professionnelle applicable en France. Celle-ci requiert la mise en œuvre de diligences destinées à apprécier la sincérité des informations données dans le rapport du Président, concernant les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Ces diligences consistent notamment à :

- prendre connaissance des objectifs et de l'organisation générale du contrôle interne, ainsi que des procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière, présentés dans le rapport du Président.
- prendre connaissance des travaux sous-tendant les informations ainsi données dans le rapport.

Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur les informations données concernant les procédures de contrôle interne de la société relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière, contenues dans le rapport du Président du conseil d'administration, établi en application des dispositions du dernier alinéa de l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Neuilly-sur-Seine, Paris-La Défense et Paris, le 16 mars 2005

Les Commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIES	Amadou RAIMI	Tristan GUERLAIN
ERNST & YOUNG Audit	Patrick GOUNELLE	Claire NOURRY
MAZARS & GUERARD	Jean-Louis LEBRUN	Guy ISIMAT-MIRIN

Annexe C

ANNEXE C

Mandats exercés par les administrateurs et les Directeurs généraux délégués d'EDF[1]

	MANDATS EN COURS		MANDATS EXERCÉS AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES ET EXPIRÉS	
NOM	SOCIÉTÉ/ORGANISME	FONCTION	SOCIÉTÉ/ORGANISME	FONCTION
Pierre Gadonneix	Dalkia Holding	Membre du Conseil de Surveillance	Gaz de France	Président
	C3 SAS	Président	Fondation Gaz de France	Président
	Association Electra	Président du Conseil d'administration	Gaz de France International	Président
	Conseil Economique et Social	Membre	Petrofigaz (puis Solfea)	Administrateur
			MEGAL GmbH	Vice Président membre du Conseil de Surveillance
			NOVERCO Inc.	Administrateur
Michèle Rousseau			Gaz de France	Commissaire du Gouvernement
			Inria Transfert	Administratrice
André Aurengo				
Bruno Bézard	France Télévisions	Administrateur	Renault	Administrateur
	Areva	Administrateur	France Télévisions	Administrateur
	SNCF	Administrateur	France Télécom	Administrateur
	La Poste	Administrateur		
Pierre-Mathieu Duhamel	Air France-KLM	Administrateur		
	France Télécom	Administrateur		
	SNCF	Administrateur		
	Cormité de l'énergie atomique	Membre		
Yannick d'Escatha	Arianespace SA	Représentant permanent du CNES	France Télécom	Administrateur
	Arianespace Participation	Représentant permanent du CNES	SNET	Administrateur
			EnBW	Membre du Conseil de Surveillance
Jean-Pierre Lafon	Areva	Membre du Conseil Surveilance	Comité de l'Energie Atomique	Membre
Franck E. Dangeard	Thomson	Président-Directeur Général	Thomson	Administrateur puis Président non-exécutif
	Orange	Administrateur	Equant	Administrateur
Daniel Foundoulis	—		—	
Claude Moreau	SCI Maison de l'Industrie	Gérant	—	
Henri Proglio	Connex	Président du Conseil d'administration	Vivendi Environnement	Président du Directoire
	Dalkia	Membre des Conseils de Surveillance A & B	B 1998 SL	Administrateur
	Dalkia France	Président du Conseil de Surveillance	CEO	Membre du Conseil de Surveillance
	Dalkia International	Administrateur	CFSP	Membre du Conseil de Surveillance
	Eaux de Marseille	Administrateur	Comgen Australia	Administrateur

(1) Hors mandats au sein d'EDF et hors fonctions principales.

	MANDATS EN COURS		MANDATS EXERCÉS AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES ET EXPIRÉS	
NOM	SOCIÉTÉ/ORGANISME	FONCTION	SOCIÉTÉ/ORGANISME	FONCTION
	Onyx	Président du Conseil d'administration	Connex	Président-Directeur Général
	Casino Guichard Perrachon	Administrateur	Connex Asia Holdings	Administrateur
	CNP Assurances	Membre du Conseil de Surveillance	Connex Leasing	Administrateur
	Elior	Membre du Conseil de Surveillance	Connex Transport AB	Administrateur
	Lagardère	Membre du Conseil de Surveillance	Connex Transport UK	Administrateur
	Thales	Administrateur	Coteba Management	Administrateur
			Dalkia	Administrateur
			Eaux de Melun	Membre du Conseil de Surveillance
			Esterra	Administrateur
			FCC Espagne	Administrateur
			Guicyesa	Administrateur
			Montenay International	Administrateur
			Onel	Administrateur
			ONYX	Président-Directeur Général
			ONYX UK Holdings	Administrateur
			OWS	Administrateur
			SAFISE	Administrateur
			SEURECA	Administrateur
			Veolia UK	Administrateur
			Veolia Water	Président-Directeur Général
			Wasco	Administrateur
			CNES	Administrateur
			Vinci	Administrateur
Louis Schweitzer	BNP-Paribas	Administrateur	Compagnie Financière Renault	Administrateur
	L'Oréal	Administrateur	Pechiney	Administrateur
	Veolia Environnement	Administrateur	Renault Crédit International Banque	Administrateur
	AB Volvo	Administrateur	Renault-Nissan BV	Président du Directoire
	AstraZeneca	Président du conseil d'administration		
	Allianz	Membre du Comité consultatif		
	Philips	Membre du Conseil de surveillance		
	Banque de France	Membre du Comité consultatif		
Laurence Drouhin-Hoeffling				
Catherine Nedelec				
Marie-Catherine Polo				
Jacky Chorin			Gaz de France	Administrateur
Alexandre Grillat	—		—	
Philippe Pesteil	—		—	
Daniel Camus			Aventis Pharma France	Membre du Conseil de Surveillance
			Hoechst Marion Roussel Inc. Bridgewater	Administrateur
			Aventis Pharma GmbH	Président du Conseil de Surveillance
			Aventis Pharma AG	Membre du Directoire
			Morphosys AG	Membre de Conseil de Surveillance
Yann Laroche	—		—	

	MANDATS EN COURS		MANDATS EXERCÉS AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES ET EXPIRÉS	
NOM	SOCIÉTÉ/ORGANISME	FONCTION	SOCIÉTÉ/ORGANISME	FONCTION
Jean-Louis Mathias	Dalkia	Membre du Conseil de Surveillance	Gaz de France	Direction
			Fondation Gaz de France	Administrateur
			Gaz de France International	Censeur
			Compagnie Française des Méthanes	Administrateur
			Compagnie Française des Méthanes Holding	Administrateur
			COFATHEC	Administrateur
			COGAC	Administrateur
			Gaz du Sud Ouest	Administrateur
			Petrofigaz	Administrateur, représentant permanent de Gaz de France
			Gaselys	Membre du Comité de Direction
			Association Française du Gaz	Administrateur

Annexe D

Glossaire

AIEA
Agence Internationale de l'Energie Atomique, basée à Vienne (Autriche).

Aléa générique
Dans le domaine nucléaire, incident technique non prévisible commun à un ensemble de centrales nucléaires.

ANDRA (Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs)
La loi du 30 décembre 1991 a créé un établissement public à caractère industriel et commercial, l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA), en charge de la gestion à long terme des déchets radioactifs. A ce titre, l'Agence, placée sous la tutelle des ministres de l'Industrie, de la recherche et de l'environnement, a notamment mis en service les centres de stockage de l'Aube pour la gestion à long terme des déchets à vie courte.

Amont
Voir Cycle du combustible et Portefeuille d'actifs Amont.

Architecte ensemblier
Pour EDF, la notion d'architecte ensemblier recouvre la maîtrise :

- de la conception et du fonctionnement des centrales ;
- de l'organisation des projets de développements ;
- du planning de réalisation et du coût de construction ;
- des relations avec l'Autorité de Sûreté Nucléaire ;
- de l'intégration directe du retour d'expérience d'exploitation.

Le rôle d'architecte-ensemblier assure à EDF la maîtrise de sa politique industrielle de conception, de construction et d'exploitation de son parc de centrales.

ASN (Autorité de Sûreté Nucléaire)
L'ASN assure, au nom de l'Etat, le contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France pour protéger les travailleurs, les patients, le public et l'environnement des risques liés à l'utilisation du nucléaire. Elle est en charge notamment du contrôle externe des installations nucléaires en France. L'ASN est un organisme de plus de 300 personnes, placé sous l'autorité conjointe des ministres chargés de l'industrie, de l'environnement et de la santé. L'ASN est représentée, à l'échelon national, par la Direction Générale de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection (« DGSNR »).

Assemblage/combustible
Le combustible nucléaire se présente sous la forme d'assemblages constitués d'un faisceau de 264 crayons, liés par une structure rigide constituée de tubes et de grilles. Chaque crayon est constitué d'un tube de zirconium étanche dans lequel sont empilées les pastilles d'oxyde d'uranium, constituant le combustible. Les assemblages, chargés les uns à côté des autres dans la cuve du réacteur — il faut 205 assemblages pour un réacteur de 1500 MWe —, constituent le cœur du réacteur. En fonctionnement, ces assemblages sont traversés de bas en haut par l'eau primaire qui s'échauffe à leur contact et emporte cette énergie vers les générateurs de vapeur.

Aval
Voir Cycle du combustible et Portefeuille d'actifs aval.

Becquerel (Bq)
Unité légale de mesure internationale utilisée en radioactivité. Le Becquerel (Bq) est égal à une désintégration par seconde. Cette unité représente une activité tellement faible que l'on emploie ses multiples : le MBq (mégabecquerel ou million de Becquerels) et le GBq (gigabecquerel ou milliard de Becquerels).

Centre de stockage
Les déchets radioactifs à vie courte de faible et moyenne activité (FMA) issus des centrales nucléaires, de l'usine de la Hague, ou encore de l'usine CENTRACO, sont expédiés vers le Centre de stockage de Soulaines dans l'Aube de l'ANDRA, opérationnel depuis 1992. Ce centre d'une capacité de 1.000.000 m^3 a déjà reçu 150.000 m^3 de déchets et possède une capacité d'accueil d'environ 60 ans.

Les déchets radioactifs à vie courte de très faible activité (TFA) sont expédiés vers le Centre de stockage de Morvilliers (dans l'Aube également) de l'ANDRA. Ce centre a été mis en service en octobre 2003, a reçu à ce jour 20.000 m^3 de déchets et possède une durée de fonctionnement de 30 années environ.

Chaîne de valeur électrique
La chaîne de valeur électrique comprend les activités non-régulées — production et commercialisation — et les activités régulées — transport et distribution.

Cogénération
Technique de production combinée d'électricité et de chaleur. L'avantage de la cogénération est de récupérer la chaleur dégagée par la combustion alors que dans le cas de la production électrique classique, cette chaleur est perdue. Ce procédé permet ainsi, à partir d'une même installation, de répondre aux attentes des industriels et collectivités

territoriales qui ont besoin à la fois de chaleur (eau chaude ou vapeur) et d'électricité. Ce système améliore l'efficacité énergétique du processus de production et permet d'utiliser en moyenne 20 % de combustible en moins.

Combustible — Voir Assemblage/combustible

Comptage — Système permettant l'enregistrement, en un point donné de connexion au réseau, des volumes de l'électricité transportée ou distribuée (puissance, fréquence, énergie active et réactive).

Congestion — Situation dans laquelle une interconnexion reliant des réseaux de transport nationaux ne peut pas accueillir tous les flux physiques résultant d'échanges internationaux demandés par les opérateurs du marché, en raison d'un manque de capacité de l'interconnexion et/ou des réseaux nationaux de transport en cause.

CRE (Commission de régulation de l'énergie) — La Commission de Régulation de l'Energie a été mise en place le 30 mars 2000. Son but est de veiller au bon fonctionnement du marché de l'électricité et du gaz. La CRE, autorité administrative indépendante, est un organe de régulation pour l'ouverture du marché de l'énergie. Elle s'assure que tous les producteurs et clients éligibles disposent d'un accès non discriminatoire au réseau. Dans le cadre de ses prérogatives, elle surveille, autorise, règle les différends et, le cas échéant, sanctionne. Pour une description détaillée de ses compétences, voir paragraphe 7.11.1.2 du Chapitre IV.

Cycle combiné à gaz — Technologie la plus récente de production d'électricité dans une centrale thermique fonctionnant au gaz naturel. Un cycle combiné est constitué d'une ou plusieurs turbines à combustion (TAC) et d'une turbine à vapeur, ce qui permet d'en améliorer le rendement. Le gaz de synthèse est envoyé dans la turbine à combustion qui génère de l'électricité et des gaz d'échappements très chauds (fumées). La chaleur des fumées est récupérée par une chaudière qui produit ainsi de la vapeur. Une partie de la vapeur est alors récupérée par la turbine à vapeur pour produire de l'électricité.

Cycle du combustible — Le cycle du combustible nucléaire regroupe l'ensemble des opérations industrielles menées en France et à l'étranger qui permettent de livrer le combustible pour produire de l'énergie en réacteur, puis d'assurer son évacuation et son traitement. Le cycle se décompose en trois étapes :

- l'amont du cycle : le traitement des concentrés issus du minerai d'uranium, la conversion, l'enrichissement et la fabrication du combustible (plus de deux ans),
- le cœur du cycle qui correspond à l'utilisation en réacteur : réception, chargement, exploitation et déchargement (trois à cinq ans),
- l'aval du cycle : l'entreposage en piscine, le retraitement des combustibles usés pour réutilisation en réacteurs des matières valorisables, la vitrification des déchets de haute activité, puis l'entreposage des déchets avant stockage.

Déchets — Aujourd'hui, la production de 1 MWh d'électricité d'origine nucléaire (équivalent à la consommation mensuelle de 2 ménages) génère de l'ordre de 11 g de déchets, toutes catégories confondues.

Les déchets à vie courte représentent plus de 90 % de la quantité totale, mais ils ne contiennent que 0,1 % de la radioactivité des déchets.

En fonction de leur niveau de radioactivité, ils sont ainsi séparés en 2 sous-catégories : les déchets de très faible activité (TFA) et les déchets de faible activité (FA).

Les déchets de moyenne et haute activité à vie longue (MAVL et HAVL) sont produits en faible quantité, moins de 10 % de la quantité totale, mais ils contiennent la quasi-totalité de la radioactivité des déchets (99,9 %).

Directions Régionales de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement (DRIRE) — Les DRIRE sont chargées de la coordination, au niveau régional, de l'inspection des installations classées pour la protection de l'environnement. L'activité des DRIRE s'exerce pour le compte du ministère en charge de l'environnement, sous l'autorité des préfets de département.

Disponibilité d'une centrale — Fraction du temps pendant laquelle une centrale est apte à produire. Le coefficient de disponibilité (Kd) se définit comme le ratio entre la (capacité de production réelle ou productible annuelle / capacité de production théorique maximale) avec la capacité de production théorique maximale = puissance installée × 8760 h. Le Kd qui ne prend en compte que les indisponibilités techniques, à savoir les arrêts programmés, les indisponibilités fortuites et les période d'essais, caractérise la performance industrielle d'une

centrale. Pour le parc nucléaire d'EDF en France, la capacité de production théorique maximale est de 553 TWh (63,1 GW × 8,760 kh).

Effacement — Réduction volontaire par un client de sa puissance électrique en échange d'une rémunération.

Effets de change — Les effets de change enregistrés en compte de résultat au cours d'un exercice, reflètent les variations de taux moyen de change entre l'euro et l'une ou l'autre des devises d'opérations des filiales du périmètre de consolidation du Groupe.

Effets de périmètre — Les effets de périmètre, intervenus au cours d'un exercice donné, prennent en compte les acquisitions, cessions et évolutions du périmètre de consolidation du Groupe.

ELD — Entreprise Locale de Distribution.

Enchères de capacité — Début 2001 afin de faciliter l'ouverture du marché français, EDF s'est engagé à vendre aux enchères une partie de sa production, afin de permettre à des énergéticiens européens de la concurrencer en France comme elle le faisait à l'étranger. Cet accord, passé avec la Commission européenne, prévoyait qu'EDF vende des « capacités » électriques à hauteur de 6 000 MW soit 8 % de la production française d'électricité.

EAR (Earning at Risk) — Indicateur financier qui désigne la mesure statistique du risque de perte potentielle maximale du résultat d'une entreprise par rapport à son résultat budgété en cas d'évolutions défavorables de marché sur un horizon de temps et avec un intervalle de confiance donnée.

Energies renouvelables — Energies dont la production n'entraîne pas l'extinction de la ressource initiale. Elles sont essentiellement tirées des éléments terre, eau, air, feu, et du soleil. Elles comprennent l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie produite par les vagues et les courants marins, la géothermie (c'est-à-dire l'énergie tirée de la chaleur issue du magma terrestre) et la biomasse (c'est-à-dire l'énergie tirée de la matière vivante, en particulier du bois et des résidus végétaux). On y ajoute souvent l'énergie issue de l'incinération des déchets ménagers ou industriels.

Entreposage — L'entreposage constitue une étape intermédiaire du processus de gestion des déchets nucléaires. Il consiste à placer les colis de déchets dans une installation assurant, pendant une période donnée, leur isolement de l'homme et de l'environnement, avec l'intention de les reprendre par la suite en vue d'un complément de gestion.

Les entreposages sont conçus, construits et gérés par les producteurs de déchets (EDF, COGEMA, CEA) à proximité des lieux de conditionnement des déchets.

Enrichissement — Procédé par lequel on accroît la teneur en matière fissile d'un élément. Ainsi l'uranium est constitué, à l'état naturel, de 0,7 % d'uranium 235 (fissile) et à 99,3 % d'uranium 238 (non fissile). Pour le rendre efficacement utilisable dans un réacteur à eau pressurisée, il est enrichi en uranium 235 dont la proportion est portée à environ 4 %.

EPR — *Réacteur nucléaire à eau pressurisée*. Réacteur Européen de la dernière génération de réacteur (dite génération 3) né d'une collaboration franco-allemande, offrant des évolutions sur les plans de la sûreté, de l'environnement et des performances techniques.

Conversion/Fluoration — Egalement appelée « conversion », la fluoration permet la purification des concentrés uranifères et leur transformation sous la forme d'hexafluorure d'uranium (UF_6) autorisant son enrichissement avec les techniques actuelles.

Fourniture électrique — On distingue dans la demande électrique, quatre formes de consommation :

- la fourniture électrique « de base » (ou « ruban ») qui est produite ou consommée de façon permanente toute l'année,
- la fourniture de « semi-base » dont la période de production et de consommation est concentrée sur l'hiver
- la fourniture de « pointe » qui correspond à des périodes de production ou de consommation chargées de l'année,
- la fourniture « en dentelle » qui constitue un complément d'une fourniture de « ruban ».

FNCCR — Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies.

Gaz naturel liquéfié — Gaz naturel mis en phase liquide par l'abaissement de sa température à –62 degrés C permettant de réduire 600 fois son volume.

Gaz à effet de serre — Gaz retenant une partie du rayonnement solaire dans l'atmosphère et dont l'augmentation des émissions dues aux activités humaines (émissions anthropiques) provoque une hausse de la température moyenne de la terre et joue très probablement un rôle important dans le changement climatique. Le Protocole de Kyoto et la directive 2003/87/CE du 13 octobre 2003 visent les six principaux gaz à effet de serre suivants : le dioxyde de carbone (CO_2), le méthane (CH4), le protoxyde d'azote (N2O), les hydrocarbures fluorés (HFC), les hydrocarbures perfluorés (PFC) et l'hexafluorure de soufre (SF6). Pour la période 2005-2007, seul le dioxyde de carbone fait l'objet en Europe de mesures de réduction d'émissions en application des plans nationaux d'allocation de quotas de gaz à effet de serre.

Interconnexion — Ouvrage de transport d'électricité qui permet les échanges d'énergie entre des pays différents, en reliant le réseau de transport d'un pays à celui d'un pays limitrophe.

Marge brute énergies — La marge brute énergies est construite à partir des données comptables du compte de résultat et représente la marge sur coûts d'énergies, de combustibles et d'acheminement dégagée par les ventes d'énergies (c'est-à-dire l'électricité et gaz).

Mécanisme d'ajustement — Créé par RTE le 1er avril 2003, le mécanisme d'ajustement lui permet de disposer de réserves de puissance mobilisables dès que se produit un déséquilibre entre l'offre et la demande.

Midstream — Ensemble des actifs physiques permettant de disposer, d'acheminer et de moduler l'énergie gaz. Ceux-ci peuvent être des actifs physiques (gazoducs, stockage, terminaux GNL, etc.) ou contractuels (droits afférents dans les capacité pré-citées, contrats d'achats, etc.). Le segment midstream inclu les activités de négoce et de trading.

MOX — « *Mixed Oxydes* ». Combustible nucléaire à base d'un mélange d'oxydes d'uranium (naturel ou appauvri) et de plutonium.

MW/MWh — Le MWh est l'unité d'énergie produite par une installation égale à la puissance de l'installation, exprimée en MW, multipliée par la durée de fonctionnement en heures.

1 MW = 1 000 kilowatts = 1 million de W

1 MWh = 1 MW produit pendant 1 heure = 1 Megawattheure.

1 GW = 1 000 MW = 1 milliard de W

1 TW = 1 000 GW

Palier — Dans le domaine nucléaire, le palier désigne l'ensemble des centrales nucléaires d'une même puissance électrique. EDF décline son modèle de réacteur REP selon trois paliers de puissance électrique : le palier 900 MW (34 tranches d'environ 900 MW chacune), le palier 1 300 MW (20 tranches) et le palier 1500 MW (4 tranches).

Plan National d'Allocation des Quotas (PNAQ) — Ce plan s'inscrit dans le contexte du futur marché européen des permis d'émissions, visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre des industries de l'Union. Le PNAQ vise à plafonner les émissions de CO_2 des sites industriels et de production d'énergie les plus pollueurs pour la période 2005-2007.

Plutonium (Pu) — Elément de numéro atomique 94 (nombre de neutrons) dont aucun isotope (éléments dont les atomes possèdent le même nombre d'électrons et de protons — donc les mêmes propriétés chimiques —, mais un nombre différent de neutrons) n'existe dans la nature. Le plutonium 239, isotope fissile, est produit dans les réacteurs nucléaires à partir de l'uranium 238.

Portefeuille d'actifs amont — Ensemble des actifs garantissant la disponibilité d'énergie électrique. Ceux-ci peuvent être des actifs physiques (centrales de production, ...) ou leur équivalent contractuel : contrats de long terme, participations, contrats donnant droit à une quote-part d'énergie produite.

Portefeuille d'actifs aval — Ensemble des engagements contractuels de cession d'énergie avec des opérateurs ou des clients finaux.

Redispatching — Méthode de gestion des congestions sur le réseau consistant à redéployer des programmes prévisionnels de production.

Réseau de distribution — En aval du réseau de transport les réseaux de distribution, à moyenne et basse tension, desservent les clients finaux (particuliers, collectivités, PME, PMI).

Réseau de transport — Réseau assurant le transit de l'énergie électrique à haute et très haute tension des lieux de production jusqu'aux réseaux de distribution ou des sites industriels qui lui sont directe-

ment raccordés; il comprend le réseau de grand transport et d'interconnexion (400 000 volts et 225 000 volts) et les réseaux régionaux de répartition (225 000 volts, 150 000 volts, 90 000 volts et 63 000 volts).

RPD — Réseaux publics de distribution.

RPT — Réseaux publics de transport.

Responsable d'équilibre — Entreprise avec laquelle RTE passe un contrat pour le financement des écarts entre le prévu et le réalisé dans les consommations et les productions d'un portefeuille d'utilisateurs mutualisés par le responsable d'équilibre, qui joue ici un rôle d'assureur enjouant sur l'effet de foisonnement des écarts à la hausse et à la baisse.

Retraitement — Traitement du combustible usé issu d'un réacteur de manière à isoler les matières recyclables (uranium et plutonium) des déchets ultimes.

Stockage — Le stockage consiste à placer les colis de déchets radioactifs dans une installation assurant leur gestion à long terme, c'est-à-dire dans des conditions propres à assurer la sûreté et à maîtriser les risques dans la durée.

Télé-relève — Comptage à distance de la quantité d'énergie électrique injectée et soutirée du réseau.

Thermie (th) — 1 th équivaut à 1,163 kilowattheure ou 4,186.10*6 joules.

Tranche nucléaire — Unité de production électrique comportant une chaudière nucléaire et un groupe turbo-alternateur. Une tranche nucléaire se caractérise essentiellement par son type de réacteur et la puissance de son groupe turbo-alternateur. Les centrales nucléaires EDF comprennent deux ou quatre tranches, plus rarement six.

Tritium (H3) — Isotope de l'hydrogène, émettant des rayonnements bêta, présent dans les effluents des réacteurs à eau.

Ultracentrifugation — Ce procédé consiste à faire tourner à très haute vitesse et dans le vide un bol cylindrique contenant de l'hexafluorure d'uranium (UF_6). Sous l'effet de la force centrifuge, les molécules les plus lourdes (^{238}U) se concentrent à la périphérie tandis que les plus légères (^{235}U) migrent vers le centre créant un effet de séparation isotopique.

Uranium (U) — L'uranium se présente à l'état naturel sous la forme d'un mélange comportant trois principaux isotopes (éléments dont les atomes possèdent le même nombre d'électrons et de protons — donc les mêmes propriétés chimiques —, mais un nombre différent de neutrons) :

— uranium 238, fertile dans la proportion de 99,3 %.

— uranium 235, fissile dans la proportion de 0,7 %.

— uranium 234.

L'uranium 235 est le seul isotope fissile naturel, une qualité qui explique son utilisation comme source d'énergie.

Uranium enrichi — Uranium dont la teneur en isotope 235, le seul fissile, a été portée de son faible niveau naturel (0,7 %) à environ 4 % pour un combustible destiné à un réacteur nucléaire à eau sous pression.

UO_2 — Uranium naturel fluoré puis enrichi. Oxyde d'uranium, forme particulièrement stable chimiquement sous laquelle l'uranium est utilisé en tant que matière fissile dans les assemblages des réacteurs nucléaires à eau sous pression.

URE (Uranium ré-enrichi) — Pour être utilisé en réacteur, l'URT (uranium issu du retraitement), même s'il contient plus d'uranium fissile qu'à l'état naturel, doit encore être enrichi. On parle alors d'uranium de retraitement enrichi.

URT (Uranium de retraitement) — L'URT, uranium issu du retraitement des combustibles usés, se distingue de l'uranium naturel par sa teneur en uranium 235 légèrement supérieure, et par la présence d'autres isotopes de l'uranium.

Il est recyclable et des recharges d'assemblages combustibles réalisés à partir d'URT sont couramment utilisées en réacteurs.

VAR (Value at Risk) — Indicateur financier qui désigne la mesure statistique du risque de perte potentielle maximale en valeur économique (valeur de marché ou mark to market) subie par un portefeuille de flux financiers en cas d'évolutions défavorables du marché sur un horizon de temps et avec un intervalle de confiance donnée.

Vitrification	Opération consistant à immobiliser, dans la structure du verre, par mélange à haute température avec une pâte vitreuse, des solutions concentrées de produits hautement radioactifs.
Zones non interconnectées	Zones du territoire national qui ne sont pas reliées (par des lignes électriques) au réseau métropolitain continental (la Corse et les DOM).

BOWNE
Y01116