AREVA

Rapport annuel 2004

AUTORITÉ
DES MARCHÉS FINANCIERS
AMF

Le présent document de référence a été déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 18 avril 2005, conformément aux articles 211-1 à 211-42 de son Règlement général. Il pourra être utilisé à l'appui d'une opération financière s'il est complété par une note d'opération visée par l'Autorité des marchés financiers.

“Les comptes annuels et consolidés pour l’exercice clos le 31 décembre 2004 ont été certifiés sans réserve et avec deux observations relatives à deux informations décrites respectivement dans la Note 1.1 et la Note 22 de l’annexe aux comptes consolidés.

Il s’agit :

- d’une part de l’incidence des changements de présentation concernant les provisions pour pertes à terminaison, la non consolidation des OPCVM dédiés et la consolidation de l’entité portant le TSDI,
- et d’autre part des incertitudes relatives à l’évaluation des coûts de stockage des déchets ultimes et la part qui incombe à EDF sur l’aval du cycle.”

Sommaire général

Chapitre 1
Responsable du rapport annuel
et responsables du contrôle des comptes 1

Chapitre 2
Renseignements relatifs à l'opération
Sans objet 7

Chapitre 3
Renseignements de caractère général
concernant la société et son capital 9

Chapitre 4
Renseignements concernant l'activité,
l'évolution et les perspectives d'avenir de la société 27

Chapitre 5
Patrimoine - Situation financière - Résultats 143

Chapitre 6
Gouvernement d'entreprise 331

Chapitre 7
Evolutions récentes et pespectives d'avenir 359

Lexique 363

Sommaire détaillé

Chapitre 1

Responsable du rapport annuel et responsables du contrôle des comptes p. 1

1.1. Responsable du rapport annuel p. 2
1.2. Attestation du responsable du rapport annuel p. 2
1.3. Responsables du contrôle des comptes 2002, 2003, 2004 p. 2
1.4. Attestation des Commissaires aux Comptes sur le document de référence 2004 p. 2
1.5. Responsables de l'information p. 4
1.6. Politique d'information et calendrier indicatif p. 4

Chapitre 2

Renseignements relatifs à l'opération p. 7
(sans objet)

Chapitre 3

Renseignements de caractère général concernant la société et son capital p. 9

3.1. Renseignements concernant AREVA p. 10
3.1.1. Dénomination sociale p. 10
3.1.2. Décret constitutif p. 10
3.1.3. Forme juridique d'AREVA p. 10
3.1.4. Objet social p. 10
3.1.5. Siège social p. 10
3.1.6. Durée p. 10
3.1.7. Registre du commerce, code APE, Siret p. 11
3.1.8. Lieu où les documents peuvent être consultés p. 11
3.1.9. Comptes annuels p. 11
3.1.9.1. Exercice social p. 11
3.1.9.2. Comptes sociaux p. 11
3.1.9.3. Renseignements sur les filiales et participations p. 11
3.1.9.4. Bilan et comptes consolidés p. 11
3.1.9.5. Affectation et répartition des bénéfices p. 11
3.1.10. Renseignements concernant les Assemblées Générales d'actionnaires et de titulaires de certificats de droit de vote p. 11
3.1.10.1. Dispositions communes à toutes les Assemblées p. 11
3.1.10.2. Règles propres aux Assemblées Générales Ordinaires p. 12
3.1.10.3. Règles propres aux Assemblées Générales Extraordinaires p. 12
3.1.10.4. Règles propres aux Assemblées Spéciales des porteurs de certificats d'investissement p. 13

3.2. Renseignements concernant le capital et les droits de vote p. 13
3.2.1. Capital social p. 13
3.2.1.1. Capital social émis p. 13
3.2.1.2. Capital autorisé p. 13
3.2.1.3. Modification du capital – Libération des actions p. 13
3.2.2. Evolution du capital depuis 1989 p. 14
3.2.3. Répartition du capital et des droits de vote d'AREVA p. 14
3.2.4. Actions en autocontrôle p. 15
3.2.5. Forme des actions, des certificats d'investissement et des certificats de droit de vote p. 15
3.2.6. Transmission des actions, des certificats d'investissement et des certificats de droit de vote p. 15
3.2.7. Droits et obligations attachés aux actions, aux certificats d'investissement et aux certificats de droit de vote p. 16
3.2.8. Nantissement p. 16
3.2.9. Franchissement de seuil p. 16

3.3. Marché du titre p. 17
3.3.1. Place de cotation p. 17
3.3.2. Service du titre p. 17
3.3.3. Données historiques p. 17
3.4. Dividendes p. 18
3.4.1. Paiement des dividendes p. 18
3.4.2. Dividendes des derniers exercices p. 19
3.4.3. Politique de dividendes p. 19
3.5. Organigramme juridique du groupe AREVA p. 19
3.6. Participations p. 20
3.7. Pactes d'actionnaires p. 20
3.7.1. Pactes d'actionnaires au niveau d'AREVA p. 20
3.7.1.1. Protocole d'accord entre la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) et le Commissariat à l'Energie Atomique (CEA) p. 21
3.7.1.2. Protocole d'accord entre Total Chimie, Total Nucléaire, AREVA et COGEMA p. 21
3.7.2. Principaux pactes d'actionnaires relatifs aux participations d'AREVA p. 21

Chapitre 4
Renseignements concernant l'activité, l'évolution et les perspectives d'avenir de la société p. 27
4.1. Présentation générale du Groupe et de sa stratégie p. 28
4.1.1. Présentation générale p. 28
4.1.2. Stratégie p. 29
4.1.3. Historique du groupe AREVA p. 31
4.1.4. Organisation opérationnelle p. 33
4.2. Les marchés du Nucléaire et de la Transmission & Distribution p. 34
4.2.1. Contexte énergétique global p. 34
4.2.2. Place du nucléaire dans la production d'électricité p. 34
4.2.2.1. Historique du nucléaire dans la production d'électricité p. 34
4.2.2.2. Contexte actuel du nucléaire p. 36
4.2.2.3. Les enjeux du marché du nucléaire dans les différentes régions du monde p. 37
4.2.3. Contexte et enjeux régionaux de la transmission et distribution d'électricité p. 39
4.2.3.1. Contexte actuel de la transmission et distribution d'électricité p. 39
4.2.3.2. Les enjeux du marché de la transmission et distribution d'électricité dans les différentes régions du monde p. 40
4.3. Les métiers de l'énergie du groupe AREVA p. 41
4.3.1. Le nucléaire dans le groupe AREVA p. 41
4.3.1.1. Les notions indispensables pour comprendre les activités nucléaires du Groupe p. 41
4.3.1.2. Les activités du nucléaire p. 42
4.3.2. Les activités de transmission et distribution d'électricité du Groupe p. 43
4.3.2.1. Notions indispensables pour comprendre les activités de T&D p. 43
4.3.2.2. Les métiers de la transmission et distribution p. 43
4.4. Pôle Amont p. 44
4.4.1. Business Unit Mines p. 46
4.4.1.1. Chiffres clés p. 46
4.4.1.2. Métiers p. 46
4.4.1.3. Marché et positionnement concurrentiel p. 47
4.4.1.4. Ressources, réserves et localisation des productions p. 48
4.4.1.5. Activité et faits marquants p. 51
4.4.1.6. Perspectives et axes de développement p. 52

4.4.2. Business Unit Chimie **p. 52**
4.4.2.1. Chiffres clés p. 52
4.4.2.2. Métiers p. 52
4.4.2.3. Moyens industriels p. 53
4.4.2.4. Marché et positionnement concurrentiel p. 53
4.4.2.5. Activité et faits marquants p. 54
4.4.2.6. Perspectives et axes de développement p. 54
4.4.3. Business Unit Enrichissement **p. 55**
4.4.3.1. Chiffres clés p. 55
4.4.3.2. Métiers p. 55
4.4.3.3. Moyens industriels p. 55
4.4.3.4. Marché et positionnement concurrentiel p. 56
4.4.3.5. Activité et faits marquants p. 57
4.4.3.6. Perspectives et axes de développement p. 58
4.4.4. Business Unit Combustible **p. 58**
4.4.4.1. Chiffres clés p. 58
4.4.4.2. Métiers p. 58
4.4.4.3. Moyens industriels p. 60
4.4.4.4. Marché et positionnement concurrentiel p. 60
4.4.4.5. Activité et faits marquants p. 62
4.4.4.6. Perspectives et axes de développement p. 63
4.5. Pôle Réacteurs et Services **p. 64**
4.5.1. Business Unit Réacteurs **p. 66**
4.5.1.1. Chiffres clés p. 66
4.5.1.2. Préambule et définitions p. 66
4.5.1.3. Métiers p. 67
4.5.1.4. Moyens industriels p. 68
4.5.1.5. Marché et positionnement concurrentiel p. 68
4.5.1.6. Activité et faits marquants p. 68
4.5.1.7. Perspectives et axes de développement p. 70
4.5.2. Business Unit Equipements **p. 70**
4.5.2.1. Chiffres clés p. 70
4.5.2.2. Métiers p. 70
4.5.2.3. Moyens industriels p. 70
4.5.2.4. Marché et positionnement concurrentiel p. 71
4.5.2.5. Activité et faits marquants p. 72
4.5.2.6. Perspectives et axes de développement p. 73
4.5.3. Business Unit Services nucléaires **p. 73**
4.5.3.1. Chiffres clés p. 73
4.5.3.2. Métiers p. 73
4.5.3.3. Moyens p. 74
4.5.3.4. Marché et positionnement concurrentiel p. 74
4.5.3.5. Activité et faits marquants p. 75
4.5.3.6. Perspectives et axes de développement p. 75
4.5.4. Business Unit Technicatome **p. 76**
4.5.4.1. Chiffres clés p. 76
4.5.4.2. Métiers p. 76
4.5.4.3. Moyens industriels p. 76
4.5.4.4. Marché et positionnement concurrentiel p. 76
4.5.4.5. Activité et faits marquants p. 77
4.5.4.6. Perspectives et axes de développement p. 77

4.5.5. Business Unit Mesures Nucléaires **p. 77**
4.5.5.1. Chiffres clés p. 77
4.5.5.2. Métiers p. 78
4.5.5.3. Moyens industriels p. 78
4.5.5.4. Marché et positionnement concurrentiel p. 78
4.5.5.5. Activité et faits marquants p. 78
4.5.5.6. Perspectives et axes de développement p. 78
4.5.6. Business Unit Conseil et Systèmes d'information **p. 78**
4.5.6.1. Chiffres clés p. 78
4.5.6.2. Métiers p. 79
4.5.6.3. Moyens et organisation p. 79
4.5.6.4. Marché et positionnement concurrentiel p. 79
4.5.6.5. Activité et faits marquants p. 78
4.5.6.6. Perspectives et axes de développement p. 79
4.6. Pôle Aval **p. 80**
4.6.1. Business Unit "Traitement" et "Recyclage" **p. 82**
4.6.1.1. Chiffres clés p. 82
4.6.1.2. Métiers p. 82
4.6.1.3. Moyens industriels p. 82
4.6.1.4. Marché et positionnement concurrentiel p. 83
4.6.1.5. Activité et faits marquants p. 84
4.6.1.6. Perspectives et axes de développement p. 85
4.6.2. Business Unit Logistique **p. 86**
4.6.2.1. Chiffres clés p. 86
4.6.2.2. Métiers p. 86
4.6.2.3. Moyens industriels p. 86
4.6.2.4. Marché et positionnement concurrentiel p. 86
4.6.2.5. Activité et faits marquants p. 87
4.6.2.6. Perspectives et axes de développement p. 87
4.6.3. Business Unit Assainissement **p. 87**
4.6.3.1. Chiffres clés p. 87
4.6.3.2. Métiers p. 87
4.6.3.3. Moyens p. 88
4.6.3.4. Marché et positionnement concurrentiel p. 88
4.6.3.5. Activité et faits marquants p. 88
4.6.3.6. Perspectives et axes de développement p. 88
4.6.4. Business Unit Ingénierie **p. 89**
4.6.4.1. Chiffres clés p. 89
4.6.4.2. Métiers p. 89
4.6.4.3. Moyens p. 89
4.6.4.4. Marché et positionnement concurrentiel p. 89
4.6.4.5. Activité et faits marquants p. 90
4.6.4.6. Perspectives et axes de développement p. 90
4.7. Pôle Transmission & Distribution **p. 90**
4.7.1. Business Unit Produits **p. 94**
4.7.1.1. Chiffres clés p. 94
4.7.1.2. Métiers p. 94
4.7.1.3. Moyens industriels p. 94
4.7.1.4. Activité et faits marquants p. 94

4.7.2. Business Unit Systèmes **p. 95**
4.7.2.1. Chiffres clés p. 95
4.7.2.2. Métiers p. 95
4.7.2.3. Moyens p. 95
4.7.2.4. Activités et faits marquants p. 95
4.7.3. Business Unit Automation **p. 95**
4.7.3.1. Chiffres clés p. 95
4.7.3.2. Métiers p. 95
4.7.3.3. Moyens industriels p. 96
4.7.3.4. Activité et faits marquants p. 96
4.7.4. Business Unit Services/ISSCO **p. 96**
4.7.4.1. Chiffres clés p. 96
4.7.4.2. Métiers p. 96
4.7.4.3. Moyens p. 96
4.7.4.4. Activité et faits marquants p. 96
4.8. Pôle Connectique **p. 97**
4.8.1. Business Unit Communications Data Consumer (CDC) p. **98**
4.8.1.1. Chiffres clés p. 98
4.8.1.2. Métiers p. 98
4.8.1.3. Moyens industriels p. 98
4.8.1.4. Marché et positionnement concurrentiel p. 98
4.8.1.5. Activité et faits marquants p. 98
4.8.1.6. Perspectives et axes de développement p. 99
4.8.2. Business Unit Automotive p. **99**
4.8.2.1. Chiffres clés p. 99
4.8.2.2. Métiers p. 99
4.8.2.3. Moyens industriels p. 100
4.8.2.4. Marché et positionnement concurrentiel p. 100
4.8.2.5. Activité et faits marquants p. 100
4.8.2.6. Perspectives et axes de développement p. 101
4.8.3. Business Unit Electrical Power Interconnect (EPI) p. **101**
4.8.3.1. Chiffres clés p. 101
4.8.3.2. Métiers p. 101
4.8.3.3. Moyens industriels p. 101
4.8.3.4. Marché et positionnement concurrentiel p. 101
4.8.3.5. Activités et faits marquants p. 101
4.8.3.6. Perspectives et axes de développement p. 102
4.8.4. Business Unit Microconnections p. **102**
4.8.4.1. Chiffres clés p. 102
4.8.4.2. Métiers p. 102
4.8.4.3. Moyens industriels p. 102
4.8.4.4. Marché et positionnement concurrentiel p. 102
4.8.4.5. Activité et faits marquants p. 103
4.8.4.6. Perspectives et axes de développement p. 103
4.9. Les clients et les fournisseurs d'AREVA **p. 103**
4.9.1. Les clients d'AREVA **p. 103**
4.9.2. Les fournisseurs d'AREVA **p. 105**
4.10. Ressources humaines **p. 105**
4.11. Développement durable et progrès continu **p. 105**
4.12. Politique d'investissement **p. 106**

4.13. Politique de Recherche et Développement, propriété intellectuelle et marques p. 107
4.13.1. Recherche et Développement p. 107
4.13.1.1. Chiffres clés p. 107
4.13.1.2. Organisation générale de la Recherche et Développement p. 108
4.13.1.3. Partenariats p. 108
4.13.1.4. Principales orientations technologiques p. 109
4.13.2. Propriété intellectuelle et marques p. 112
4.14. Risques et assurances p. 113
4.14.1. Organisation générale en matière de gestion et de maîtrise des risques p. 113
4.14.1.1. Organisation de la Direction des Risques et des Assurances p. 113
4.14.1.2. Cartographie des risques p. 114
4.14.1.3. Gestion des risques p. 114
4.14.2. Gestion des risques liés aux activités nucléaires du Groupe p. 115
4.14.2.1. Réglementations applicables aux installations nucléaires du Groupe en France et à l'étranger p. 115
4.14.2.2. La sûreté nucléaire dans les installations nucléaires du Groupe p. 117
4.14.2.3. La prévention et la gestion des risques nucléaires p. 118
4.14.2.4. Sécurité dans les installations françaises du Groupe relevant du régime "Seveso" p. 122
4.14.3. Facteurs de risques p. 123
4.14.3.1. Risques liés aux pôles nucléaires p. 123
4.14.3.2. Risques liés au Pôle Transmission & Distribution p. 127
4.14.3.3. Risques liés au Pôle Connectique p. 128
4.14.3.4. Risques relatifs au Groupe p. 128
4.14.4. Litiges et procédures judiciaires p. 132
4.14.4.1. Litiges fiscaux p. 132
4.14.4.2. Autres litiges p. 132
4.14.5. Risques de marché p. 135
4.14.6. Couverture des risques et assurances p. 138
4.14.6.1. Assurances spécifiques relatives aux activités d'exploitant d'installations nucléaires p. 138
4.14.6.2. Assurances des activités non nucléaires p. 141
4.14.6.3. Autres assurances p. 142
4.14.6.4. Perspectives et évolutions 2005 p. 142

Chapitre 5
Patrimoine - Situation financière – Résultats p. 143
5.1. Commentaires et analyse de la situation financière et des résultats du Groupe p. 144
5.1.1. Présentation générale p. 144
5.1.1.1. Evolution de l'activité p. 144
5.1.1.2. Principaux déterminants du modèle économique d'AREVA p. 145
5.1.2. Chiffres clés p. 145
5.1.2.1. Chiffres clés du Groupe sur trois ans p. 146
5.1.2.2. Informations sectorielles p. 146
5.1.3. Comparabilité des comptes p. 149
5.1.3.1. Données comptables comparables p. 149
5.1.3.2. Facteurs pouvant affecter la comparabilité des comptes p. 150
5.1.4. Comparaison des résultats consolidés du Groupe pour les exercices clos les 31 décembre 2004, 2003 et 2002 p. 153

5.1.5. Performances sectorielles pour les exercices clos les 31 décembre 2004, 2003 et 2002 **p. 163**
5.1.5.1. Pôle Amont p. 163
5.1.5.2. Pôle Réacteurs et Services p. 165
5.1.5.3. Pôle Aval p. 167
5.1.5.4. Pôle Transmission & Distribution p. 169
5.1.5.5. Pôle Connectique p. 171
5.1.5.6. Corporate et Autres p. 173
5.1.6. Flux de Trésorerie **p. 173**
5.1.6.1. Flux de trésorerie consolidés p. 174
5.1.6.2. Tableau de réconciliation des états financiers consolidés aux flux de trésorerie opérationnels p. 176
5.1.6.3. Flux de trésorerie opérationnels par Pôle p. 178
5.1.6.4. Evolution de la trésorerie p. 180
5.1.7. Eléments bilanciels **p. 181**
5.1.7.1. Bilan consolidé résumé p. 181
5.1.7.2. Capitaux employés et ROACE (Return on Average Capital Employed) p. 181
5.1.7.3. Ecarts d'acquisition p. 182
5.1.7.4. TSDI p. 183
5.1.7.5. Obligations de fin de cycle p. 183
5.1.7.6. Autres provisions p. 187
5.1.7.7. Avances clients p. 189
5.1.8. Engagements hors bilan **p. 190**
5.1.8.1. Engagements donnés p. 190
5.1.8.2. Engagements reçus p. 190
5.1.8.3. Engagements réciproques p. 190
5.1.8.4. Pacte d'actionnaires AREVA - Siemens p. 191
5.1.9. Passage aux normes IFRS **p. 191**
5.1.9.1. Options et principes retenus pour la préparation des premiers états financiers du Groupe en référentiel IFRS p. 192
5.1.9.2. Incidences des normes IFRS sur la présentation du bilan et du compte de résultat p. 192
5.1.9.3. Impacts de la transition aux normes IFRS p. 198
5.1.9.4. Incidences de la première application des normes IAS 32 et 39 au 1er janvier 2005 p. 208
5.1.9.5. Incidences des IFRS sur le tableau des flux de trésorerie et sur les indicateurs financiers : trésorerie nette, retour sur capitaux employés p. 209
5.1.9.6. Compte de résultat 2004 reclassé au format IFRS et retraité en normes IFRS p. 211
5.1.9.7. Bilan au 1er janvier 2004 retraité en normes IFRS p. 212
5.1.9.8. Bilan au 31 décembre 2004 retraité en normes IFRS p. 214
5.1.9.9. Tableau des flux de trésorerie consolidés retraité en normes IFRS p. 216
5.1.9.10. Variation des capitaux propres consolidés en normes IFRS p. 217
5.1.10. Perspectives **p. 217**
5.2. Rapport social **p. 218**
5.2.1. Chiffres clés **p. 218**
5.2.2. Evolution des effectifs et des données sociales **p. 219**
5.2.2.1. Evolution des effectifs p. 219
5.2.2.2. Evolution des données sociales et sanitaires p. 219
5.2.3. Une politique Ressources Humaines œuvrant pour le développement du Groupe **p. 219**
5.2.3.1. Relever une série de défis majeurs p. 219
5.2.3.2. Une DRH organisée pour réaliser les objectifs stratégiques du Groupe p. 220

5.2.4. Bilan pour l'année 2004 **p. 220**
5.2.4.1. Renforcer la culture Groupe pour accompagner sa croissance p. 220
5.2.4.2. Favoriser le recrutement et le développement des talents pour accroître le leadership international du Groupe p. 221
5.2.4.3. Développer une politique sociale innovante et responsable p. 224
5.2.4.4. Actionnariat salarié, participation et intéressement p. 226
5.3. Rapport environnemental **p. 226**
5.3.1. Politique environnement **p. 226**
5.3.1.1. Management environnemental des sites p. 227
5.3.1.2. Management environnemental des produits à travers l'éco-conception p. 228
5.3.2. Prévention et maîtrise des risques environnementaux **p. 229**
5.3.2.1. Surveillance de l'environnement et contrôle des rejets p. 229
5.3.2.2. Impact radiologique des sites p. 229
5.3.2.3. Maintien d'un haut niveau de sûreté et de maîtrise des risques technologiques p. 230
5.3.2.4. Prévention des risques éco-sanitaires p. 230
5.3.2.5. Maîtrise des risques liés à l'usage de substances chimiques dangereuses p. 231
5.3.2.6. Gestion des sols p. 231
5.3.2.7. Protéger et restaurer les éco-systèmes p. 232
5.3.3. Améliorations des performances environnementales **p. 233**
5.3.3.1. Maîtrise de l'énergie p. 234
5.3.3.2. Prélèvements d'eau p. 234
5.3.3.3. Consommations de matières p. 235
5.3.3.4. Déchets p. 235
5.3.3.5. Rejets aqueux p. 237
5.3.3.6. Rejets atmosphériques p. 237
5.3.3.7. Rejets radioactifs p. 238
5.3.3.8. Nuisances olfactives et sonores p. 238
5.3.4. Renforcement des relations avec les parties prenantes externes **p. 238**
5.3.4.1. Démarche de concertation au niveau Corporate p. 239
5.3.4.2. La cartographie des parties prenantes locales p. 239
5.3.4.3. La politique de mécénat d'AREVA p. 239
5.4. Comptes consolidés **p. 240**
5.4.1. Rapport des Commissaires aux Comptes sur les comptes consolidés – Exercice clos le 31 décembre 2004 **p. 240**
5.4.2. Compte de résultat consolidé **p. 242**
5.4.3. Bilan Consolidé **p. 243**
5.4.4. Tableau des flux de trésorerie consolidés **p. 244**
5.4.5. Variation des capitaux propres consolidés **p. 245**
5.4.6. Information sectorielle **p. 246**
5.5. Annexe aux comptes consolidés **p. 249**
Note 1. Principes comptables **p. 249**
1.1. Changement de présentation des comptes p. 249
1.2. Méthode de consolidation p. 250
1.3. Regroupements d'entreprises – écarts d'acquisition p. 250
1.4. Immobilisations incorporelles p. 251
1.5. Actifs de démantèlement p. 251
1.6. Immobilisations corporelles p. 251
1.7. Immobilisations financières p. 252
1.8. Dépréciation des actifs immobilisés p. 252
1.9. Stocks et en-cours p. 253

1.10. Valeurs mobilières de placement p. 253
1.11. Autres fonds propres p. 253
1.12. Conversion des états financiers des sociétés étrangères p. 253
1.13. Conversion des opérations en monnaies étrangères et instruments financiers p. 253
1.14. Impôts différés p. 253
1.15. Pensions et avantages assimilés p. 254
1.16. Provisions p. 254
1.17. Reconnaissance du chiffre d'affaires p. 254
1.18. Tableau des flux de trésorerie p. 255
1.19. Subventions d'investissement p. 255
1.20. Informations pro forma et informations historiques reconstituées p. 255
Note 2. Périmètre p. 256
2.1. Sociétés consolidées (France/Etranger) p. 256
2.2. Impact sur les comptes des variations de périmètre et changement de méthode de consolidation p. 261
Note 3. Autres charges et produits opérationnels p. 262
Note 4. Autres informations sur le résultat opérationnel p. 262
Note 5. Résultat financier p. 262
Note 6. Résultat exceptionnel p. 263
Note 7. Impôts sur les résultats p. 263
Note 8. Ecarts d'acquisition p. 264
Note 9. Immobilisations incorporelles p. 266
Note 10. Actifs de démantèlement p. 267
Note 11. Immobilisations corporelles p. 268
Note 12. Titres mis en équivalence p. 269
Note 13. Immobilisations financières p. 270
Note 14. Stocks et en-cours p. 274
Note 15. Clients et comptes rattachés p. 274
Note 16. Autres créances p. 274
Note 17. Trésorerie et valeurs mobilières de placement p. 275
Note 18. Capitaux propres p. 277
Note 19. Autres fonds propres p. 277
Note 20. Intérêts minoritaires p. 278
Note 21. Pensions et avantages assimilés p. 278
Note 22. Provisions pour risques et charges p. 282
Note 23. Dettes financières p. 288
Note 24. Avances et acomptes p. 289
Note 25. Autres dettes p. 289
Note 26. Trésorerie provenant des opérations d'exploitation p. 289
Note 27. Transactions avec les parties liées p. 290
Note 28. Instruments financiers p. 290
Note 29. Engagements donnés ou reçus p. 293
Note 30. Litiges et passifs éventuels p. 296
Note 31. Evénements posterieurs à la clôture de l'exercice p. 298
Note 32. Périmètre de consolidation p. 299
5.6. Comptes sociaux d'AREVA SA p. 306
5.6.1. Rapport général des Commissaires aux Comptes sur les comptes annuels – Exercice clos le 31 décembre 2004 p. 306
5.6.2. Bilan p. 308
5.6.3. Compte de résultat p. 310
5.6.4. Tableau de flux de trésorerie p. 311

5.7. Annexe aux comptes sociaux d'AREVA SA p. 312

5.7.1. Activité de la société **p. 312**

5.7.2. Faits caractéristiques de l'exercice **p. 312**

5.7.3. Principes, règles et méthodes comptables **p. 313**

5.7.3.1. Règles et méthodes appliquées aux différents postes du bilan p. 313

5.7.3.2. Tableau des flux de trésorerie p. 314

5.7.3.3. Informations complémentaires p. 314

5.7.4 Notes sur le bilan **p. 315**

5.7.4.1. Immobilisations incorporelles p. 315

5.7.4.2. Immobilisations corporelles p. 315

5.7.4.3. Immobilisations financières p. 316

5.7.4.4. Actifs circulants (hors disponibilités et valeurs mobilières de placement) p. 317

5.7.4.5. Etat des échéances des créances à la clôture de l'exercice p. 317

5.7.4.6. Titres de placement et trésorerie p. 318

5.7.4.7. Produits à recevoir p. 318

5.7.4.8. Capital social p. 318

5.7.4.9. Autres capitaux propres p. 319

5.7.4.10. Titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI) p. 319

5.7.4.11. Provisions pour risques et charges p. 320

5.7.4.12. Etat des échéances des dettes à la clôture de l'exercice p. 320

5.7.4.13. Charges à payer p. 321

5.7.5. Notes sur le compte de résultat **p. 321**

5.7.5.1. Résultat d'exploitation p. 321

5.7.5.2. Résultat financier p. 321

5.7.5.3. Résultat exceptionnel p. 321

5.7.5.4. Impôts sur les bénéfices p. 321

5.7.6. Autres informations **p. 322**

5.7.6.1. Effectifs p. 322

5.7.6.2. Informations en matière de crédit-bail p. 322

5.7.6.3. Exposition de la société aux risques de marché p. 322

5.7.6.4. Engagements hors bilan hors crédit-bail p. 325

5.7.6.5. Informations concernant les entreprises liées p. 326

5.7.6.6. Rémunération des mandataires sociaux p. 326

5.7.6.7. Tableau des résultats des cinq derniers exercices p. 327

5.7.6.8. Evénements postérieurs à la clôture p. 327

5.7.6.9. Tableau des filiales et participations p. 328

5.7.6.10. Litiges p. 329

Chapitre 6

Gouvernement d'entreprise p. 331

6.1. Composition et fonctionnement des organes d'administration, de direction et de surveillance p. 332

6.1.1. Composition des organes de direction et de surveillance p. 332

6.1.1.1. Composition du Directoire p. 332

6.1.1.2. Composition du Conseil de Surveillance p. 333

6.1.2. Fonctionnement des organes de direction et de surveillance p. 337

6.1.2.1. Fonctionnement du Directoire p. 337

6.1.2.2. Fonctionnement du Conseil de Surveillance p. 337

- Conseil de Surveillance 2004 p. 338
- Conseil de Surveillance 2005 p. 339
- Comités institués par le Conseil de Surveillance p. 340
- Comité stratégique p. 340
- Comité d'audit p. 340
- Comité des rémunérations et des nominations p. 341
- Comité de suivi de la couverture des charges d'assainissement et de démantèlement p. 342

6.1.3. Observations du Conseil de Surveillance sur le rapport de gestion du Directoire ainsi que sur les comptes de l'exercice 2004 p. 343

6.1.4. Rapport du Président du Conseil de Surveillance sur les conditions de préparation et d'organisation des travaux de son Conseil et les procédures de contrôle interne p. 344

6.1.5. Rapport des Commissaires aux Comptes sur le rapport du Président du Conseil de Surveillance p. 347

6.2. Intérêts des dirigeants p. 349

6.2.1. Rémunération des mandataires sociaux p. 349

6.2.2. Participation des dirigeants dans le capital p. 352

6.2.3. Options de souscription et/ou d'achat d'actions – Attribution gratuite d'actions p. 352

6.2.4. Rapport spécial des Commissaires aux Comptes sur les conventions réglementées visées à l'article L. 225-86 du Code de Commerce p. 352

6.3. Schéma d'intéressement du personnel p. 354

6.3.1. La participation et l'intéressement p. 354

6.3.2. Plans d'épargne d'entreprise et supports d'investissement p. 355

6.3.3. Actionnariat salarié p. 355

6.3.4. Options de souscription et/ou d'achat d'actions – Attribution gratuite d'actions p. 355

6.4. Charte des valeurs du groupe AREVA p. 355

6.5. Assemblée Générale Ordinaire Annuelle du 12 mai 2005 p. 356

6.5.1. Ordre du jour p. 356

6.5.2. Résolutions p. 356

Chapitre 7

Evolutions récentes et perspectives d'avenir p. 359

7.1. Evénements postérieurs à la clôture des comptes 2004 p. 360

7.2. Perspectives p. 362

Lexique

p. 363

Remarques générales

Le présent document de référence contient des indications sur les objectifs, perspectives, et axes de développement du groupe AREVA notamment dans ses chapitres 4 et 7. 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. Les déclarations prospectives contenues dans le présent document de référence visent aussi des risques connus et inconnus, des incertitudes et d'autres facteurs qui pourraient, en cas de réalisation, avoir pour conséquence que les résultats futurs, les performances et les réalisations du groupe AREVA soient significativement différents des objectifs formulés et suggérés. Ces facteurs peuvent notamment inclure l'évolution de la conjoncture internationale, économique et commerciale ainsi que les facteurs de risques exposés dans la section 4.14.3. Ni AREVA, ni le groupe AREVA ne prennent l'engagement de mettre à jour ces déclarations prospectives ou ces informations contenues dans le document de référence.

Ce document de référence contient des informations sur les marchés et parts de marché du groupe AREVA ainsi que sur son positionnement concurrentiel. Sauf indications contraires, ces informations historiques ou prospectives sont basées sur des estimations du Groupe (source AREVA) et sont données uniquement à titre indicatif. A la connaissance d'AREVA, il n'existe pas de rapports sur les marchés du groupe AREVA suffisamment complets et objectifs pour être utilisés comme unique référence. Le groupe AREVA a développé des estimations basées sur différentes sources, y compris sur des études et rapports internes, des statistiques fournies par des organisations internationales et des associations professionnelles, des données publiées par les concurrents du groupe AREVA et des informations obtenues par les filiales d'AREVA.

Les principales sources, études et rapports utilisés proviennent en particulier, i) pour les activités nucléaires, de l'AIEA (Agence Internationale de l'Energie Atomique), de l'AIE (Agence Internationale de l'Energie), du WNA (World Nuclear Association), du NEI (Nuclear Energy Institute), de la NAC (Nuclear Assurance Corporation), de l'Agence Euratom et du CEA (Commissariat à l'Energie Atomique), (ii) pour les activités de Transmission et à la distribution d'électricité, de l'AEIA et (iii) pour les activités Connectiques, de Bishop and Associates.

AREVA estime que ces informations donnent une image adéquate de la taille de ces marchés et du positionnement concurrentiel du groupe AREVA. Toutefois, les estimations et études internes utilisées par le groupe AREVA n'ont pas fait l'objet d'une vérification par des experts indépendants. En conséquence, AREVA ne donne aucune garantie sur le fait que toute autre personne qui utiliserait des méthodes différentes pour réunir, analyser ou calculer ces informations obtiendrait des résultats comparables.

Dans ce document, la société AREVA est dénommée "AREVA". Le "Groupe" ou le "groupe AREVA" désigne AREVA et ses filiales.

Un lexique définit les termes techniques auxquels il est fait référence à la fin du présent document de référence.

Chapitre 1

Responsable du rapport annuel et responsables du contrôle des comptes

1.1. Responsable du rapport annuel

Madame Anne Lauvergeon
Présidente du Directoire d'AREVA

1.2. Attestation du responsable du rapport annuel

A ma connaissance, les données du présent prospectus 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 d'AREVA ; elles ne comportent pas d'omission de nature à en altérer la portée.

Fait à Paris, le 15 avril 2005

Madame Anne Lauvergeon
Présidente du Directoire d'AREVA

1.3. Responsables du contrôle des comptes 2002, 2003, 2004

Les mandats des Commissaires aux Comptes sont d'une durée de six exercices.

1.3.1. Commissaires aux Comptes titulaires

Mazars & Guérard

Le Vinci - 4, allée de l'Arche - 92075 La Défense Cedex

- Date de début de mandat : premier mandat conféré par l'Assemblée Générale Ordinaire du 26 juin 1989 et renouvelé lors de l'Assemblée Générale Mixte en date du 18 juin 2001.
- Date de fin de mandat : Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2006.

Deloitte & Associés

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

- Date de début de mandat : mandat conféré par l'Assemblée Générale Ordinaire du 31 mai 2002 en remplacement de Barbier Frinault et autres, démissionnaire.
- Date de fin de mandat : Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2006.

Salustro Reydel

8, avenue Delcassé - 75378 Paris Cedex 08

- Date de début de mandat : mandat conféré par l'Assemblée Générale Ordinaire du 31 mai 2002.
- Date de fin de mandat : Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2007.

1.3.2. Commissaires aux Comptes suppléants

Max Dusart

Espace Nation, 125, rue de Montreuil - 75011 Paris

- Date de début de mandat : mandat conféré par l'Assemblée Générale Ordinaire en date du 18 juin 2001.
- Date de fin de mandat : Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2006.

BEAS

7-9, villa Houssay - 92524 Neuilly-sur-Seine Cedex

- Date de début de mandat : mandat conféré par l'Assemblée Générale Ordinaire du 31 mai 2002 en remplacement de Alain Gouverneyre, démissionnaire.
- Date de fin de mandat : Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2006.

Jean-Claude Reydel

8, avenue Delcassé - 75378 Paris Cedex 08

- Date de début de mandat : mandat conféré par l'Assemblée Générale Ordinaire du 31 mai 2002.
- Date de fin de mandat : Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2007.

1.4. Attestation des Commissaires aux Comptes sur le document de référence 2004

En notre qualité de Commissaires aux comptes de la société AREVA et en application de l'article 211-5-2 du livre II 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 figurant dans le présent document de référence.

Ce document de référence a été établi sous la responsabilité du Directoire. 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, 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 référence, 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.

Les données prospectives présentées sous la rubrique “Perspectives” du rapport de gestion du Groupe correspondent à des objectifs des dirigeants, et non des données prévisionnelles isolées résultant d’un processus d’élaboration structuré.

Les comptes annuels et les comptes consolidés pour les exercices clos au 31 décembre 2002, 2003 et 2004 arrêtés par le Directoire d’AREVA ont fait l’objet d’un audit par nos soins, selon les normes professionnelles applicables en France.

Les comptes annuels et consolidés pour l’exercice clos le 31 décembre 2002 ont été certifiés sans réserve et avec deux observations relatives à deux informations décrites respectivement dans la Note 1.1 et la Note 21 de l’annexe aux comptes consolidés.

Il s’agit :

- d’une part, de l’incidence des changements de présentation concernant les provisions pour charges restant à encourir, les actifs financiers dédiés au démantèlement des installations et les avances rémunérées des clients,
- et d’autre part, des incertitudes inhérentes à l’évaluation des coûts de fin de cycle et la part qui incombe aux clients, en particulier à EDF.

Les comptes annuels et consolidés pour l’exercice clos le 31 décembre 2004 ont été certifiés sans réserve et avec deux observations relatives à deux informations décrites respectivement dans la Note 1.1 et la Note 22 de l’annexe aux comptes consolidés.

Il s’agit :

- d’une part de l’incidence des changements de présentation concernant les provisions pour pertes à terminaison, la non consolidation des OPCVM dédiés et la consolidation de l’entité portant le TSDI,
- et d’autre part des incertitudes relatives à l’évaluation des coûts de stockage des déchets ultimes et la part qui incombe à EDF sur l’aval du cycle.

Les comptes consolidés retraités selon le référentiel IFRS pour l’exercice clos le 31 décembre 2004, présentés au sein du rapport de gestion du groupe, ont été établis sous la responsabilité du Directoire, 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. Nous avons conclu nos vérifications sur ces comptes, dont les retraitements ont fait l'objet d'un audit par nos soins selon les normes professionnelles applicables en France, par l’absence d’observation à formuler sur leur sincérité, au regard des règles d'élaboration décrites, lesquelles précisent :

- les raisons pour lesquelles l’information comparative présentée dans les comptes consolidés de l’exercice 2005 pourrait être différente des comptes consolidés retraités,
- le fait que, s’agissant de préparer le passage au référentiel IFRS tel qu’adopté dans l’Union européenne pour l’établissement des comptes consolidés de l’exercice 2005, les comptes consolidés retraités n’incluent pas l’information comparative relative à l’exercice 2003, ni toutes les notes annexes exigées par ce référentiel IFRS.

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

Neuilly-sur-Seine, La Défense et Paris, le 18 avril 2005

Les Commissaires aux Comptes

Deloitte & Associés		**Mazars & Guérard**		**Salustro Reydel**	
Pascal Colin	Jean-Paul Picard	Thierry Blanchetier	Michel Rosse	Denis Marangé	Hubert Luneau

1.5. Responsables de l'information

Les responsables de l'information sont :

- Gérald Arbola, Directeur Financier et membre du Directoire
  Adresse : 27-29, rue Le Peletier, 75009 Paris
  E-mail : gerald.arbola@areva.com
- Olivier Mallet, Directeur Financier Adjoint
  Adresse : 27-29, rue Le Peletier, 75009 Paris
  E-mail : olivier.mallet@areva.com
- Vincent Benoit, Directeur de la Communication financière
  Adresse : 27-29, rue Le Peletier, 75009 Paris
  E-mail : vincent.benoit@areva.com

1.6. Politique d'information et calendrier indicatif

L'objectif du Directoire est d'informer les porteurs d'actions et de certificats d'investissement de l'évolution des activités du Groupe. Ainsi, dès la création d'AREVA, une politique de communication financière a été mise en œuvre dont les buts sont de renforcer les liens avec les actionnaires et les porteurs de certificats d'investissement et de développer la présence du Groupe sur les marchés financiers en faisant mieux connaître ses activités.

1.6.1. Politique d'information

Les informations de caractère financier, commercial, organisationnel ou stratégique pouvant avoir un intérêt pour la communauté financière font l'objet de communiqués diffusés à la presse nationale et internationale et aux agences de presse. Toutes les informations délivrées aux marchés financiers (communiqués, présentations financières et stratégiques audio et vidéo) sont disponibles sur le site Internet du Groupe, www.areva.com dans la partie "Finance". Ce site permet également de s'abonner à la réception automatique des communiqués de presse par message électronique et contient le calendrier prévisionnel des publications et événements.

Conformément aux lois françaises, AREVA publie ses résultats semestriels et annuels et diffuse son chiffre d'affaires chaque trimestre. Il convient de souligner, dans le secteur nucléaire, que les comparaisons d'un trimestre d'une année par rapport au trimestre de l'année précédente peuvent faire apparaître des écarts significatifs très éloignés de l'évolution attendue sur l'année.

Le Groupe organise des réunions d'information, au moins deux fois par an, pour commenter l'évolution de son activité et de ses résultats. Ces réunions sont généralement retransmises en direct sur Internet.

1.6.2. Calendrier indicatif de la communication financière

Le calendrier indicatif de communication et d'événements est fourni ci-après. Il fait l'objet de mises à jour en temps réel sur le site Internet d'AREVA.

Date	Evénements
28/04/2005	Chiffre d'affaires du premier trimestre 2005
12/05/2005	Assemblée Générale Ordinaire Annuelle des actionnaires
30/06/2005	Paiement du dividende relatif à l'exercice 2004
28/07/2005	Chiffre d'affaires du second trimestre 2005
19/09/2005	Résultats du premier semestre 2005
20/09/2005	Réunion d'information sur les résultats du premier semestre 2005 (presse, analystes, investisseurs)
27/10/2005	Chiffre d'affaires du troisième trimestre 2005
Février 2006	Chiffre d'affaires de l'année 2005
Mars 2006	Résultats de l'année 2005

1.6.3. Information technique sur les métiers du Groupe

Afin de mieux faire connaître ses activités auprès de la communauté financière, AREVA a mis en place des présentations de ses différents métiers, visites de sites à l'appui, permettant de mieux en appréhender les aspects techniques ainsi que les enjeux économiques.

Le programme "AREVA Technical Days" (ATD) a été conçu dans cet objectif. En 2002, 2003 et 2004, cinq sessions de présentation des métiers ont été organisées à Paris (Présentation générale des métiers), à COGEMA-La Hague (Présentation du Pôle **Aval**), à Chalon-sur-Saône (Présentation du Pôle **Réacteurs et Services**), à Avignon (Présentation du Pôle **Amont**), à Istanbul et à Gebze en Turquie (Présentation du Pôle **Transmission & Distribution**) regroupant à chaque fois une centaine de participants.

D'autres sessions sont envisagées en 2005.

Pour éviter toute distorsion d'information entre les participants et les non-participants aux différentes sessions, les vidéos des conférences et les questions/réponses correspondantes peuvent être visionnées en différé sur le site Internet d'AREVA, dans l'espace réservé au programme ATD.

1.6.4. Contacts

Avec le Directeur de la Communication financière (voir paragraphe 1.5), l'équipe est également constituée de :

- Frédéric Potelle, Directeur adjoint des Relations Investisseurs
  Adresse : 27-29, rue Le Peletier, 75009 Paris
  E-mail : frederic.potelle@areva.com
- Anne Mills, Responsable de l'Information financière et de l'Actionnariat Individuel
  Adresse : 27-29, rue Le Peletier, 75009 Paris
  E-mail : anne.mills@areva.com
- Alice Gallardo, Relations Investisseurs
  Adresse : 27-29, rue Le Peletier, 75009 Paris
  E-mail : alice.gallardo@areva.com
- Pauline Briand, Marketing Relations Investisseurs
  Adresse : 27-29, rue Le Peletier, 75009 Paris
  E-mail : pauline.briand@areva.com

En 2004, le Groupe a également mis en place un service de Relations Actionnaires Individuels qui peut être joint au numéro AZUR : 0810 699 756.

Chapitre 2

Renseignements relatifs à l'opération

Sans objet

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 3

Renseignements de caractère général concernant AREVA et son capital

3.1. Renseignements concernant AREVA

3.1.1. Dénomination sociale (article 2 des statuts)

La dénomination sociale est : Société des Participations du Commissariat à l'Energie Atomique.
Le nom commercial est : AREVA.

3.1.2. Décret constitutif

Le décret n° 83-1116 du 21 décembre 1983 est le décret constitutif de la Société des Participations du Commissariat à l'Energie Atomique (CEA). Il a été modifié principalement par le décret n° 2001-342 du 19 avril 2001 puis par le décret n° 2003-94 du 4 février 2003. Ce décret prévoit notamment :

- l'approbation des modifications des statuts par décret, les augmentations de capital étant toutefois soumises à l'approbation conjointe du ministre chargé de l'Industrie et du ministre chargé de l'Economie (article 2, alinéas 2 et 3),
- le principe selon lequel la majorité du capital doit être conservée par le CEA (article 2, alinéa 1),
- l'approbation de toute cession ou échange d'actions d'AREVA détenues par le CEA dans les mêmes formes que les augmentations de capital (article 2, alinéa 2),
- la présence d'un contrôleur d'Etat aux séances du Conseil de Surveillance (article 4, alinéa 2),
- la soumission de la société aux dispositions du décret n° 53-707 du 9 août 1953 à l'exception de son article 2 (ce décret porte notamment sur les rémunérations des dirigeants des sociétés du secteur public) (article 5, alinéa 1),
- le principe selon lequel les délibérations du Conseil de Surveillance ne deviennent exécutoires de plein droit qu'à l'expiration d'un délai de 10 jours accordé au contrôleur d'Etat pour s'y opposer (article 5, alinéa 2),
- enfin, le principe d'agrément par le Conseil de Surveillance d'AREVA des cessions à des tiers d'actions d'AREVA qui ne sont pas admises aux négociations sur un marché réglementé (article 6).

3.1.3. Forme juridique d'AREVA (1er article des statuts)

Société anonyme à Directoire et Conseil de Surveillance régie par le livre II du Code de commerce et par le décret n° 67-236 du 23 mars 1967 sur les sociétés commerciales.

3.1.4. Objet social (article 3 des statuts)

La société a pour objet, en France et à l'étranger :

- la prise de participations et d'intérêts, directe ou indirecte, sous quelque forme que ce soit, dans toutes sociétés ou entreprises, tant françaises qu'étrangères, réalisant des opérations financières, commerciales, industrielles, mobilières et immobilières ;
- l'achat, la vente, l'échange, la souscription, la gestion de tous titres de participation et de placement ;
- la réalisation de toutes prestations de services, notamment au profit de toutes sociétés du Groupe ;
- la gestion de toutes activités industrielles et commerciales, notamment dans les domaines du nucléaire, de l'informatique, de l'électronique et de la connectique, et à ce titre ;
  - d'étudier tout projet relatif à la création, à l'extension ou à la transformation d'entreprises industrielles,
  - de réaliser ces projets ou de contribuer à leur réalisation par tous moyens appropriés et plus spécialement par prises de participations ou d'intérêts dans toutes entreprises existantes ou à créer,
  - de financer, notamment sous forme de participation à leur capital et de souscription à des emprunts, des entreprises industrielles.
- d'une manière générale, la société a pour objet, en France et à l'étranger, de réaliser toutes opérations industrielles, commerciales, financières, mobilières ou immobilières se rattachant directement ou indirectement à ce qui précède, et pouvant être utiles à l'objet social, ou en faciliter la réalisation et le développement.

3.1.5. Siège social (article 4 des statuts)

Le siège social se situe au 27-29, rue Le Peletier, 75009 Paris.

3.1.6. Durée (article 5 des statuts)

AREVA a été immatriculée au registre du commerce et des sociétés le 12 novembre 1971. Elle expirera le 12 novembre 2070, sauf cas de prorogation ou de dissolution anticipée.

La durée de la société est de quatre-vingt-dix-neuf ans à compter de son immatriculation au registre du commerce et des sociétés, sauf cas de prorogation ou de dissolution anticipée.

3.1.7. Registre du commerce, code APE, Siret

RCS Paris 712 054 923
Code APE 741J (administration d'entreprises)
Siret 712 054 923 00032

3.1.8. Lieu où les documents peuvent être consultés

Les documents juridiques peuvent être consultés au siège social d'AREVA : 27-29, rue Le Peletier, 75009 Paris.

3.1.9. Comptes annuels

3.1.9.1. Exercice social (article 43 des statuts)

L'exercice social a une durée de 12 mois qui commence le 1er janvier et finit le 31 décembre de chaque année.

3.1.9.2. Comptes sociaux (article 44 des statuts)

Le bilan, le compte de résultat et l'annexe ainsi que le rapport de gestion sont arrêtés, chaque année, par le Directoire, à la clôture de l'exercice. Le Conseil de Surveillance présente, lors de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle, ses observations sur le rapport du Directoire ainsi que sur les comptes de l'exercice écoulé.

Dans les conditions prévues par la réglementation en vigueur, tout actionnaire, porteur de certificats d'investissement et titulaire de certificats de droit de vote a le droit de prendre connaissance de ces documents ainsi que de tous ceux dont la communication est de droit. Il peut se faire adresser ces documents par AREVA dans les cas prévus par la réglementation.

3.1.9.3. Renseignements sur les filiales et participations (article 45 des statuts)

Le rapport présenté par le Directoire et, le cas échéant, par les Commissaires aux Comptes à l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle, mentionne les informations prévues par la loi en matière de filiales et participations.

Le rapport du Directoire, pour toutes les sociétés filiales, c'est-à-dire celles dans lesquelles la participation excède 50 % du capital, rend compte de l'activité de ces sociétés par branche d'activité, et fait ressortir les résultats obtenus.

Le Directoire annexe au bilan, dans les formes réglementaires prévues, un tableau faisant apparaître la situation desdites filiales et participations.

3.1.9.4. Bilan et comptes consolidés (article 46 des statuts)

Le Directoire établit le bilan, le compte de résultat, l'annexe et le rapport de gestion consolidés.

La méthode d'établissement des comptes consolidés doit être indiquée dans une note jointe à ces documents.

3.1.9.5. Affectation et répartition des bénéfices (article 48 des statuts)

1. La différence entre les produits et les charges de l'exercice, après déduction des amortissements et des provisions, constitue le bénéfice ou la perte dudit exercice.
2. Il est fait sur le bénéfice de l'exercice, diminué, le cas échéant, des pertes antérieures, un prélèvement de un vingtième au moins affecté à la formation d'un fonds de réserve dit "réserve légale". Ce prélèvement cesse d'être obligatoire lorsque la réserve atteint le dixième du capital social.
3. Le bénéfice distribuable est constitué par le bénéfice de l'exercice, diminué des pertes antérieures, ainsi que des sommes à porter en réserve en application de la loi et des statuts, et augmenté du report bénéficiaire.
4. Hors le cas de réduction du capital, aucune distribution ne peut être faite à l'ensemble des actionnaires ou titulaires de titres 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.

3.1.10. Renseignements concernant les Assemblées Générales d'actionnaires et de titulaires de certificats de droit de vote

3.1.10.1. Dispositions communes à toutes les Assemblées

Formes et délais de convocation (article 30 des statuts)

Les Assemblées sont convoquées dans les conditions prévues par la loi.

Admission aux Assemblées - Dépôt des titres (article 32 des statuts)

1. Tout actionnaire ou titulaire de certificats de droit de vote peut participer aux Assemblées Générales, personnellement ou par mandataire, dans les conditions fixées par la loi, sur justification de son identité et de la propriété de ses actions ou certificats de droit de vote sous la forme, soit d'une inscription nominative sur le registre de la société au moins

trois jours avant la réunion de l'Assemblée Générale, soit pour les titulaires de comptes d'actions au porteur lorsqu'il en existera, d'une attestation constatant l'indisponibilité des titres jusqu'à la date de l'Assemblée.

2. En cas de démembrement de la propriété du titre, seul le titulaire du droit de vote peut participer ou se faire représenter à l'Assemblée.
3. Les copropriétaires d'actions indivises ou/et de certificats de droit de vote sont représentés à l'Assemblée Générale par l'un d'eux ou par un mandataire unique qui est désigné, en cas de désaccord, par ordonnance du Président du Tribunal de commerce statuant en référé à la demande du copropriétaire le plus diligent.
4. Tout actionnaire ou titulaire de certificats de droit de vote propriétaire de titres d'une catégorie déterminée peut participer aux Assemblées Spéciales des actionnaires de cette catégorie, dans les conditions visées ci-dessus.
5. Deux membres du Comité d'Entreprise, désignés par le Comité et appartenant l'un à la catégorie des cadres, techniciens et agents de maîtrise, l'autre à la catégorie des employés et ouvriers, ou, le cas échéant, les personnes mentionnées aux troisième et quatrième alinéas de l'article L. 432-6 du Code du travail, peuvent assister aux Assemblées Générales.

Vote (article 35 des statuts)

1. Le droit de vote attaché aux actions de capital ou de jouissance ainsi que celui attaché aux certificats de droit de vote est proportionnel à la quotité du capital représentée et chacun de ces titres donne droit à une voix au moins.
2. Le droit de vote attaché à l'action ou au certificat de droit de vote appartient à l'usufruitier dans les Assemblées Ordinaires et au nu-propriétaire dans les Assemblées Extraordinaires ou à caractère constitutif.

Il est exercé par le propriétaire des actions remises en gage.

3.1.10.2. Règles propres aux Assemblées Générales Ordinaires

Quorum et majorité (article 39 des statuts)

L'Assemblée Générale Ordinaire ne délibère valablement, sur première convocation, que si les actionnaires et/ou les titulaires de certificats de droit de vote présents, représentés ou votant par correspondance, ou participant à l'Assemblée par visioconférence ou par un moyen de télécommunication permettant leur identification, possèdent au moins le quart des titres ayant le droit de vote. Sur deuxième convocation, aucun quorum n'est requis.

L'Assemblée Générale Ordinaire statue à la majorité des voix dont disposent les actionnaires et/ou titulaires de certificats de droit de vote présents, représentés ou votant par correspondance ou participant à l'Assemblée par visioconférence ou par un moyen de télécommunication permettant leur identification.

3.1.10.3. Règles propres aux Assemblées Générales Extraordinaires

Objet et tenue des Assemblées Extraordinaires (article 40 des statuts)

1. L'Assemblée Générale Extraordinaire est seule habilitée à modifier les statuts dans toutes leurs dispositions. Elle est aussi seule compétente pour décider l'augmentation ou la réduction du capital social. Elle ne peut toutefois augmenter les engagements des actionnaires ou porteurs de certificats d'investissement, sous réserve des opérations résultant d'un regroupement de titres régulièrement effectué, ou de l'existence de "rompus" en cas d'augmentation ou de réduction de capital.
2. Par dérogation à la compétence exclusive de l'Assemblée Générale Extraordinaire pour toutes modifications des statuts, les modifications aux clauses relatives au montant du capital social, au nombre des actions, des certificats d'investissement et des certificats de droit de vote qui le représentent, dans la mesure où ces modifications correspondent matériellement au résultat d'une augmentation, d'une réduction ou d'un amortissement du capital dûment autorisé, peuvent être apportées par le Directoire.

Quorum et majorité (article 41 des statuts)

Sous réserve des dérogations prévues par la loi, l'Assemblée Générale Extraordinaire ne délibère valablement que si les actionnaires et/ou les titulaires de certificats de droit de vote présents, représentés ou votant par correspondance ou participant à l'Assemblée par visioconférence ou par un moyen de télécommunication permettant leur identification conformément aux lois et règlements en vigueur, possèdent au moins, sur première convocation, un tiers et, sur deuxième convocation, le quart des titres ayant droit de vote.

A défaut de ce dernier quorum, la deuxième Assemblée peut être prorogée à une date postérieure de deux mois au plus à celle à laquelle elle avait été convoquée.

L'Assemblée Générale Extraordinaire statue, sous réserve des dérogations prévues par la loi, à la majorité des deux tiers des voix dont disposent les actionnaires et/ou les titulaires de certificats de droit de vote présents, représentés ou votant par correspondance ou participant à l'Assemblée par visioconférence ou par un moyen de télécommunication

permettant leur identification conformément aux lois et règlements en vigueur.

3.1.10.4. Règles propres aux Assemblées Spéciales des porteurs de certificats d'investissement (article 42 des statuts)

L'Assemblée Spéciale se compose de tous les porteurs de certificats d'investissement.

Elle statue sur la renonciation des porteurs de certificats d'investissement à leurs droits préférentiels de souscription dans les cas prévus par la loi. Elle est convoquée en même temps et dans les mêmes formes que les Assemblées Générales appelées à décider, soit d'une augmentation de capital, soit de l'émission d'obligations convertibles, soit de l'émission d'obligations à bons de souscription d'actions.

L'admission des porteurs de certificats d'investissement à cette Assemblée s'effectue dans les mêmes conditions que celle des actionnaires évoqués à l'article 32 des statuts.
L'Assemblée Spéciale des porteurs de certificats d'investissement statue selon les règles applicables à l'Assemblée Générale Extraordinaire des actionnaires.

3.2. Renseignements concernant le capital et les droits de vote

3.2.1. Capital social (article 6 des statuts)

3.2.1.1. Capital social émis

Le capital social est entièrement libéré et s'élève à la somme de un milliard trois cent quarante-six millions huit cent vingt-deux mille six cent trente-huit euros (1 346 822 638 euros), divisé en trente-quatre millions treize mille cinq cent quatre-vingt-treize (34 013 593) actions de trente-huit euros (38 euros) nominal, et un million quatre cent vingt-neuf mille cent huit (1 429 108) certificats d'investissement, de trente-huit euros (38 euros) nominal, et un million quatre cent vingt-neuf mille cent huit (1 429 108) certificats de droit de vote.

Toutes les actions sont de même catégorie.

3.2.1.2. Capital autorisé

Il n'existe pas de distinction entre capital autorisé et capital émis. Il n'y a pas en circulation de valeurs mobilières susceptibles d'entraîner la création, à terme, de nouvelles actions. La notion de capital potentiel n'est donc pas applicable pour AREVA.

Il n'existe pas à la date du dépôt du présent document de référence de résolution votée en Assemblée Générale autorisant l'émission de titres donnant accès au capital d'AREVA.

3.2.1.3. Modification du capital – Libération des actions

Sous réserve des dispositions réglementaires applicables à AREVA relatives à l'augmentation de son capital social, le capital social peut être augmenté ou réduit en une ou plusieurs fois dans les conditions prévues par les lois et règlements en vigueur et applicables aux sociétés anonymes.

En cas d'augmentation de capital en numéraire et tant qu'il existera des certificats d'investissement et à moins que les porteurs des certificats d'investissement n'aient renoncé à leur droit préférentiel de souscription dans les conditions légales, les propriétaires de certificats d'investissement ont, proportionnellement au nombre des titres qu'ils possèdent, un droit de préférence à la souscription d'actions de préférence qui comporteront les mêmes droits que les certificats d'investissement.

3.2.2. Evolution du capital depuis 1989 (article 7 des statuts)

Tableau d'évolution du capital depuis 1989*

Date de réalisation de l'opération	Opération	Nombre de titres de capital émis/annulés			Montant nominal de l'augmentation/ réduction de capital**	Prime globale d'émission/ de fusion/ d'apport**	Montant cumulé**	Nombre de titres de capital après opération			Valeur nominale**		Montant du capital social après opération**
		Actions	Certificats d'invest.	Total				Actions	Certificats d'invest.	Total	Actions	Certificats d'invest.	
29 mai 1989	**Augmentation** de capital (conversion de 3 112 titres participatifs)	0	12 448	12 448	3 112 000	311 200	3 423 200	27 985 200	12 448	27 997 648	250	250	6 999 412 000
31 mai 1990	**Augmentation** de capital (conversion de 17 088 titres participatifs)	0	68 352	68 352	17 088 000	1 708 800	18 796 800	27 985 200	80 800	28 066 000	250	250	7 016 500 000
23 mars 1992	**Augmentation** de capital (conversion de 337 077 titres participatifs)	0	1 348 308	1 348 308	337 077 000	33 707 700	370 784 700	27 985 200	1 429 108	29 414 308	250	250	7 353 577 000
23 juin 2000	**Réduction** du nominal (pour conversion en euros)	0	0	0	(3 301 883)	N/A	N/A	27 985 200	1 429 108	29 414 308	38	38	1 117 743 704
3 sept. 2001	**Augmentation** de capital (pour fusion-absorption de Biorisys et Framatome SA)*	5 279 748	0	5 279 748	200 630 424	1 540 164 350	1 740 794 774	33 264 948	1 429 108	34 694 056	38	38	1 318 374 128
3 sept. 2001	**Augmentation** de capital (en rémunération d'apports d'actions COGEMA)*	748 645	0	748 645	28 448 510	143 931 861	172 380 371	34 013 593	1 429 108	35 442 701	38	38	1 346 822 638

** Pour plus d'informations sur ces opérations, voir section 4.1.3.*

*** En francs, puis en euros à partir du 23 juin 2000.*

3.2.3. Répartition du capital et des droits de vote d'AREVA

Au 31 décembre 2004, le capital est composé de :

- 34 013 593 actions ;
- 1 429 108 certificats d'investissement ;
- 1 429 108 certificats de droits de vote.

Outre les actions ordinaires d'AREVA, il existe des certificats d'investissement d'une part, et des certificats de droit de vote d'autre part. L'action est recomposée de plein droit par la réunion d'un certificat d'investissement et d'un certificat de droit de vote.

Le CEA possède la totalité des certificats de droit de vote. Les certificats d'investissement sont cotés sur le compartiment B du marché *Eurolist by Euronext*™ et répartis dans le public.
Tous les titres, sauf les certificats d'investissement qui par nature sont dépourvus de droit de vote, procurent un droit de vote simple.

Les membres du Conseil de Surveillance d'AREVA, y compris les représentants du personnel salarié, disposent chacun d'une action, à l'exception de ceux nommés en tant que représentants de l'Etat. Les membres du Directoire ne possèdent pas d'actions.

Le tableau ci-dessous présente le pourcentage de capital et le pourcentage de droits de vote détenus par l'ensemble des actionnaires, des porteurs de certificats d'investissement et de certificats de droits de vote au 31 décembre 2004 :

	31/12/2000		31/12/2001		31/12/2002		31/12/2003		31/12/2004	
	% capital	% droits de vote	% capital	% droits de vote	% capital	% droits de vote	% capital	% droits de vote	% capital	% droits de vote
CEA	95,14	100*	78,96	82,99*	78,96	82,99*	78,96	82,99*	78,96	82,99*
Etat	-	-	5,19	5,19	5,19	5,19	5,19	5,19	5,19	5,19
Caisse des Dépôts et Consignations	-	-	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59
Erap	-	-	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21
EDF	-	-	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42
Framépargne (salariés)	-	-	1,58	1,58	1,18**	1,18**	1,06**	1,06**	0,86**	0,86**
Calyon	-	-	-	-	0,40**	0,40**	0,52**	0,52**	0,72**	0,72**
Société Total	-	-	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Porteurs de CI	4,86	-	4,03	-	4,03	-	4,03	-	4,03	-
Membres du Conseil de Surveillance	Non significatif	Non significatif	Non significatif	Non significatif	Non significatif	Non significatif	Non significatif	Non significatif	Non significatif	Non significatif
Total	**100,00**	**100,00**	**100,00**	**100,00**	**100,00**	**100,00**	**100,00**	**100,00**	**100,00**	**100,00**

** La différence entre le pourcentage de capital et le pourcentage de droits de vote détenus par le CEA dans AREVA s'explique par la détention de la totalité des certificats de droits de vote par le CEA.*

*** La banque Crédit Agricole Indosuez, devenue Calyon, a conclu avec Framépargne une garantie de liquidité aux termes de laquelle elle s'est engagée à acquérir les actions AREVA détenues par le FCPE Framépargne que ce dernier se trouverait obligé de vendre pour satisfaire les demandes de rachat de parts lorsqu'il ne dispose pas de liquidité suffisante. La mise en jeu de cette garantie de liquidité a entraîné à partir de juillet 2002 le rachat par Calyon d'une partie des actions AREVA.*

3.2.4. Actions en autocontrôle

AREVA ne détient pas d'actions en autocontrôle.

3.2.5. Forme des actions, des certificats d'investissement et des certificats de droit de vote (article 11 des statuts)

Sous la condition suspensive de leur admission aux négociations sur un marché réglementé, les actions d'AREVA et/ou les certificats d'investissement sont au gré de l'ayant droit sous la forme nominative ou au porteur. L'ensemble de ces titres fait l'objet d'une inscription en compte dans les conditions prévues par la réglementation en vigueur.

Sous réserve de l'admission aux négociations sur un marché réglementé de titres conférant immédiatement ou à terme le droit de vote dans les Assemblées d'actionnaires d'AREVA, celle-ci pourra, en vue de l'identification des détenteurs de titres, demander à tout moment, conformément aux dispositions légales prévues en la matière, à l'organisme chargé de la compensation des titres, le nom (ou, s'il s'agit d'une personne morale, la dénomination), la nationalité, l'année de naissance (ou, s'il s'agit d'une personne morale, l'année de constitution) et l'adresse des détenteurs de ces titres, ainsi que la quantité de titres détenue par chacun d'eux et, le cas échéant, les restrictions dont les titres peuvent être frappés.

Les certificats de droit de vote sont obligatoirement nominatifs.

3.2.6. Transmission des actions, des certificats d'investissement et des certificats de droit de vote (article 12 des statuts)

1. La cession des actions et des certificats d'investissement s'opérera par virement de compte à compte. Si les actions ou les certificats d'investissement ne sont pas entièrement libérés, l'ordre de mouvement doit être signé en outre par le cessionnaire. Les frais de transfert, s'il en existe, sont à la charge de l'acquéreur.

2. La cession à des tiers d'actions de la société non admises sur un marché réglementé, à quelque titre que ce soit, alors

même qu'elle ne porterait que sur la nue-propriété ou l'usufruit, est soumise à l'approbation préalable du Conseil de Surveillance dans les formes et les conditions ci-après :

a) la demande d'agrément indiquant les nom, prénoms et adresse du cessionnaire, le nombre des actions dont la cession est envisagée et le prix offert, est notifiée à la société par lettre recommandée avec avis de réception ;

b) si l'agrément est accordé, la société doit le notifier au cédant par lettre recommandée avec avis de réception. Toutefois, à défaut de cette notification dans les trois mois de la demande, celle-ci est considérée comme ayant été agréée ;

c) si le Conseil de Surveillance n'agrée pas le cessionnaire, et si le cédant ne renonce pas à la cession projetée, la société est tenue, dans les délais légaux, de faire acquérir les actions par un tiers ou par la société elle-même en vue d'une réduction de capital ; si, à l'expiration du délai prévu à l'alinéa précédent, l'achat n'est pas réalisé, l'agrément est considéré comme donné. Toutefois, ce délai peut être prolongé par décision de justice à la demande de la société ;

d) à défaut d'accord entre les parties et dans tous les cas de cession visés ci-dessus, le prix des actions est déterminé par voie d'expertise, dans les conditions prévues à l'article 1843-4 du Code civil.

3. Les certificats d'investissement sont librement cessibles.

Un certificat de droit de vote ne peut être cédé que s'il est accompagné d'un certificat d'investissement ou si le cessionnaire est titulaire d'un certificat d'investissement ; la cession ainsi réalisée entraîne la reconstitution définitive d'une action.

3.2.7. Droits et obligations attachés aux actions, aux certificats d'investissement et aux certificats de droit de vote (article 14 des statuts)

La possession d'une action ou d'un certificat d'investissement ou d'un certificat de droit de vote emporte de plein droit adhésion aux statuts de la société et aux résolutions régulièrement adoptées par toutes ses Assemblées Générales.
Les droits et obligations attachés à l'action, au certificat d'investissement et au certificat de droit de vote suivent les titres quel qu'en soit le propriétaire.

3.2.8. Nantissement

Les actions et les certificats d'investissement d'AREVA ne font l'objet d'aucun nantissement.

Il en est de même pour les actions des filiales du Groupe détenues par AREVA qui ne font l'objet d'aucun nantissement.

Aucun actif significatif détenu par AREVA ne fait l'objet d'un nantissement.

3.2.9. Franchissement de seuil

A la date du dépôt du présent document de référence, il n'existe pas de seuils statuaires dont le franchissement donne lieu à une quelconque obligation de déclaration.

3.3. Marché du titre

3.3.1. Place de cotation

Le certificat d'investissement est coté sur le compartiment B du marché *Eurolist by Euronext*™ sous le code EUROCLEAR 004540972 et le code ISIN FR 0004275832.

3.3.2. Service du titre

Le service du titre est assuré par :
Euro Emetteurs Finance
Service Financier Valeurs Françaises
48, boulevard des Batignolles
75850 Paris Cedex 17
Fax : 01 55 30 59 60

3.3.3. Données historiques

Récapitulatif des cours du certificat d'investissement et des volumes échangés depuis janvier 2002.

2002

(en euros)	Cours le plus haut*	Cours le plus bas*	Volume des transactions	Capitaux échangés
Janvier	171,3	160,0	80 861	13 382 871
Février	183,5	167,9	80 183	14 165 927
Mars	192,0	179,5	57 202	10 705 435
Avril	201,0	188,0	157 140	30 671 713
Mai	193,0	177,0	92 923	17 425 652
Juin	195,0	171,0	127 814	23 892 366
Juillet	182,0	156,1	70 984	12 269 050
Août	168,9	151,2	61 553	10 065 721
Septembre	167,5	135,1	47 658	7 526 030
Octobre	152,3	116,0	59 784	8 101 460
Novembre	170,0	143,0	31 460	4 834 870
Décembre	155,0	134,1	25 558	3 634 080

2003

(en euros)	Cours le plus haut*	Cours le plus bas*	Volume des transactions	Capitaux échangés
Janvier	150,0	134,2	96 171	14 030 000
Février	137,6	126,0	59 654	7 874 000
Mars	149,5	126,0	40 132	5 386 000
Avril	168,5	137,3	53 489	7 895 000
Mai	188,0	158,0	61 966	10 673 000
Juin	183,9	167,3	61 216	11 017 000
Juillet	177,7	165,0	39 301	6 785 000
Août	185,1	171,6	38 115	6 932 000
Septembre	193,9	180,1	93 271	17 432 000
Octobre	195,8	184,5	42 713	8 204 000
Novembre	194,4	187,6	37 075	7 127 000
Décembre	208,3	190,1	55 545	10 958 000

2004

(en euros)	Cours le plus haut*	Cours le plus bas*	Volume des transactions	Capitaux échangés
Janvier	224,0	200,1	98 264	20 905 200
Février	223,5	213,5	185 570	40 450 200
Mars	223,0	206,0	147 326	31 649 800
Avril	239,5	211,5	213 363	48 462 200
Mai	225,9	197,2	214 308	45 101 900
Juin	234,0	217,0	89 527	20 280 400
Juillet	245,0	226,8	179 425	42 381 700
Août	260,0	231,0	102 902	25 295 400
Septembre	302,6	251,0	275 848	76 340 800
Octobre	297,3	271,0	181 019	51 292 100
Novembre	295,0	273,0	173 545	49 385 800
Décembre	335,0	293,0	132 491	41 301 900

2005

(en euros)	Cours le plus haut*	Cours le plus bas*	Volume des transactions	Capitaux échangés
Janvier	339,5	305,0	123 980	39 990 600
Février	379,0	299,0	399 299	130 365 600
Mars	395,0	315,0	288 326	101 341 300

Source : Reuters.
** Cours intraday.*

Depuis la création d'AREVA, le 3 septembre 2001, jusqu'à fin mars 2005, le cours du certificat d'investissement a progressé de 127 % dans des conditions de marché difficiles, qui se sont traduites par des reculs de l'indice CAC 40 et de l'indice EuroStoxx50, de respectivement - 12,1 % et - 17,2 %.

Sur l'année 2004, le certificat d'investissement affiche une croissance de 66,7 %, à comparer à la croissance du CAC 40 de 6,2 % et la croissance de l'indice européen EuroStoxx50 de 5,5 %. La liquidité du certificat d'investissement a fortement augmenté avec une moyenne quotidienne d'échanges de 7 697 titres contre 2 653 en 2003 et 3 439 en 2002. En valeur, les échanges quotidiens moyens se sont élevés à 1 902 000 euros contre 447 000 euros en 2003 et 602 000 euros en 2002.Début 2004, le Conseil Scientifique des Indices a introduit le certificat d'investissement AREVA dans l'indice SBF 120 d'Euronext Paris. Auparavant, le certificat d'investissement appartenait à l'indice SBF 250.

≫ 3.4. Dividendes

3.4.1. Paiement des dividendes (article 49 des statuts)

Le paiement des dividendes se fait annuellement à l'époque et aux lieux fixés par l'Assemblée Générale ou, à défaut, par le Directoire dans le délai maximal de neuf mois à compter de la clôture de l'exercice.

Les dividendes régulièrement perçus ne peuvent être l'objet de répétition. Ceux non touchés dans les cinq ans de la date de mise en paiement sont prescrits au profit de l'Etat.

3.4.2. Dividendes des derniers exercices

(en euros)	Dividende	Avoir fiscal	Revenu réel
Exercice 2000	22,85	11,42	34,27
Exercice 2001	6,20	3,10	9,30
Exercice 2001 (dividende exceptionnel)	12,28	6,14	18,48
Exercice 2002	6,20	3,10	9,30
Exercice 2003	6,20	3,10	9,30
Exercice 2004*	9,59	-	9,59

** Proposé par le Directoire à l'Assemblée Générale Ordinaire du 12 mai 2005.*

3.4.3. Politique de dividendes

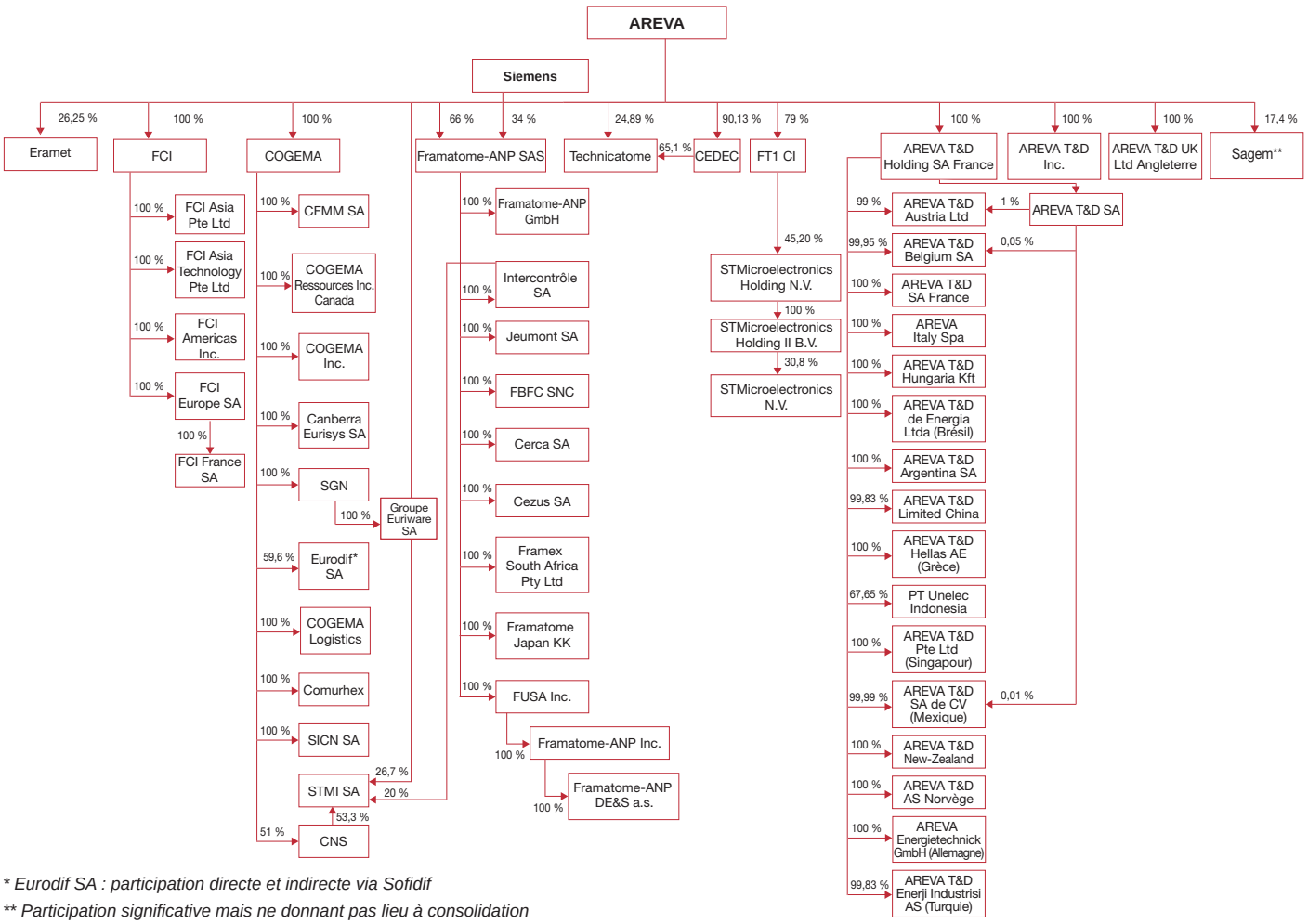
Les exercices 2002, 2003 et 2004 représentent une période de transition et aucune politique de distribution de dividendes n'a été établie à ce jour.

Le montant du dividende versé annuellement est fixé avec les représentants de l'Etat français et du CEA, majoritaires dans le capital du Groupe. Les taux de distribution se sont élevés à 92 % en 2002, 57 % en 2003 et 80 % en 2004 du résultat net consolidé part du Groupe (sous réserve pour 2004, du vote de la résolution par l'Assemblée Générale Ordinaire Annuelle du 12 mai 2005). Ces taux ne sont pas représentatifs de ce que pourrait être la future politique de dividende du Groupe.

A terme, une politique de distribution de dividendes sera établie. Le montant des dividendes distribués sera un pourcentage du résultat net dégagé par le Groupe, proche des taux de distribution des sociétés du secteur.

≫ 3.5. Organigramme juridique du groupe AREVA

La structure juridique simplifiée du Groupe se présente de la façon suivante au 31 décembre 2004 :



** Eurodif SA : participation directe et indirecte via Sofidif*

*** Participation significative mais ne donnant pas lieu à consolidation*

3.6. Participations

Les participations significatives du groupe AREVA sont les suivantes à la date de dépôt du présent document de référence :

• ***STMicroelectronics NV :***
- pourcentage de détention indirecte, via holdings : 11 % ;
- activité : STMicroelectronics se positionne parmi les plus grandes entreprises mondiales de semi-conducteurs. Elle a réalisé un chiffre d'affaires en 2004 de 8 760 millions de dollars américains.
- historique de la participation du groupe AREVA : le laboratoire du CEA, le LETI a collaboré dès sa création avec STMicroelectronics pour le développement de la technologie applicable aux circuits intégrés. En 1993, STMicroelectronics était contrôlée paritairement par, d'une part, la société italienne STET et des actionnaires publics italiens et, d'autre part, la société Thomson-CSF. STMicroelectronics, alors dans une situation financière difficile, a été recapitalisée par une structure française, FT1CI, créée conjointement par CEA-Industrie (devenue AREVA) et France Télécom, et qui détient la participation dans STMicroelectronics par l'intermédiaire de sociétés holdings communes avec des italiens, STMicroelectronics Holding NV et STMicroelectronics Holding II BV. STMicroelectronics Holding II BV a été l'actionnaire majoritaire et demeure aujourd'hui l'actionnaire de référence de STMicroelectronics.
- consolidation : mise en équivalence (le Groupe consolide par mise en équivalence la totalité du pourcentage détenu par FT1CI, soit 13,9 % et déduit en intérêts minoritaires, la partie attribuable à France Télécom, soit 2,9 %) ;
- places de cotation : compartiment A d'Eurolist by Euronext™, New York Stock Exchange et Milan ;
- capitalisation boursière au 31 décembre 2004 : 12 985 millions d'euros.

• ***Eramet :***
- pourcentage de détention : 26,28 % du capital et 30,99 % des droits de vote ;
- activité : Eramet est un groupe minier et métallurgique qui produit des métaux non ferreux, des aciers spéciaux à hautes performances et des alliages. Eramet a réalisé en 2004 un chiffre d'affaires de 2 521 millions d'euros ;
- historique de la participation du groupe AREVA : dans le cadre de la réorganisation des participations minières de l'Etat, il a été envisagé de procéder à une recomposition de la représentation publique au sein de l'actionnariat d'Eramet. Cette recomposition a été réalisée en particulier par l'échange de titres Eramet détenus par l'Erap et représentant 22,5 % du capital d'Eramet contre des titres COGEMA, et le rachat par COGEMA des titres Eramet détenus par le BRGM et représentant 1,5 % du capital d'Eramet ;
- consolidation : mise en équivalence ;
- place de cotation : compartiment A d'Eurolist by Euronext™ ;
- capitalisation boursière au 31 décembre 2004 : 1 693 millions d'euros.

• ***Sagem :***
- pourcentage de détention : 17,40 % du capital et 23,32 % des droits de vote, dont 0,06 % du capital et 0,04 % des droits de vote sont détenus par le biais de Cogerap (société de gestion de portefeuille), filiale d'AREVA ;
- activité : Sagem est un groupe de haute technologie opérant dans deux branches : la communication et la défense. Deuxième groupe français de télécommunications, troisième groupe européen en électronique de défense et de sécurité, Sagem a réalisé en 2004 un chiffre d'affaires de 3 570 millions d'euros ;
- historique de la participation du groupe AREVA : COGEMA détenait une participation à hauteur de 5,10 % du capital de Sagem. Suite à la fusion-absorption de Coficem (dont le Groupe avait racheté 20 % en 2002) par Sagem en décembre 2003, la participation du groupe AREVA dans Sagem a été augmentée mécaniquement. La participation du groupe AREVA dans Sagem devrait par ailleurs être diluée dans le cadre de la fusion-absorption de Snecma par Sagem (à l'issue de la fusion-absorption projetée pour mai 2005, AREVA devrait détenir environ 7,40 % du capital et environ 11,70 % des droits de vote de Sagem).
- consolidation : cette participation ne donne pas lieu à consolidation et apparaît pour sa valeur historique d'acquisition dans les immobilisations financières, dans la mesure où le Groupe n'exerce pas d'influence notable ;
- place de cotation : compartiment A d'Eurolist by Euronext™ ;
- capitalisation boursière au 31 décembre 2004 : 2 783 millions d'euros.

3.7. Pactes d'actionnaires

Les pactes d'actionnaires relatifs à AREVA sont décrits au paragraphe 3.7.1. ci-après et les principaux pactes d'actionnaires relatifs aux sociétés dans lesquelles le Groupe possède des participations significatives sont décrits au paragraphe 3.7.2. ci-après.

3.7.1. Pactes d'actionnaires au niveau d'AREVA

A l'exception des protocoles décrits ci-après aux paragraphes 3.7.1.1. et 3.7.1.2., il n'existe pas, à la connaissance d'AREVA, de convention comportant des clauses préférentielles de cession portant sur les certificats d'investissement ou sur au moins 0,5 % du capital ou des droits de vote d'AREVA.

3.7.1.1. Protocole d'accord entre la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) et le Commissariat à l'Energie Atomique (CEA)

Un accord a été conclu le 28 décembre 2001 entre la CDC et le CEA aux termes duquel les parties sont convenues notamment qu'en cas d'admission d'AREVA aux négociations sur un marché réglementé par cession de titres AREVA détenus par le CEA, le CEA s'engage à ce que la CDC puisse, si elle le désire, vendre dans l'opération de mise sur le marché un nombre de titres AREVA égal à celui mis en vente par le CEA. Le CEA s'est par ailleurs engagé à faire ses meilleurs efforts pour permettre à la CDC de vendre ses titres dans le cas où cette dernière souhaiterait se retirer du capital d'AREVA et dans certaines circonstances spécifiques, en particulier dans le cas où (i) les actions d'AREVA ne seraient pas admises aux négociations sur un marché réglementé le 31 décembre 2004, (ii) les actions d'une filiale importante d'AREVA (autre que FCI), dont AREVA détient plus de la moitié du capital et des droits de vote, viendraient à être admises aux négociations sur un marché réglementé en France, (iii) le CEA viendrait à ne plus détenir une participation majoritaire en capital ou en droits de vote dans AREVA.

3.7.1.2. Protocole d'accord entre Total Chimie, Total Nucléaire, AREVA et COGEMA

Aux termes de protocoles d'accord séparés en date du 27 juin 2001, Total Chimie et Total Nucléaire ont convenu de céder au CEA les 5/6e de leur participation dans COGEMA et d'apporter à AREVA (anciennement dénommée CEA-Industrie), préalablement à l'apport scission et à la fusion réalisés en septembre 2001 par décision prise en Assemblée Générale Mixte, les titres qu'ils détiendraient encore. Cette cession et cet apport sont intervenus en septembre 2001.

Ce protocole prévoit également l'engagement de Total Chimie et de Total Nucléaire de conserver leurs titres AREVA obtenus en contrepartie de leurs apports jusqu'à l'admission des actions d'AREVA aux négociations sur un marché réglementé. A défaut d'une telle admission le 30 septembre 2004 au plus tard, dans l'hypothèse où Total Chimie ou Total Nucléaire voudrait mettre fin à sa présence dans le capital d'AREVA, Total Chimie, Total Nucléaire et AREVA se sont engagés à faire leurs meilleurs efforts pour que la cession de la participation de Total Chimie ou de Total Nucléaire soit effectuée dans les meilleurs délais et dans des conditions acceptables pour les parties.

3.7.2. Principaux pactes d'actionnaires relatifs aux participations d'AREVA

Les principaux pactes d'actionnaires relatifs aux participations d'AREVA sont les suivants :

• ***Framatome-ANP***

Un protocole d'accord entre Framatome SA (absorbée depuis par AREVA) et Siemens AG a été conclu en juillet 2000 afin d'arrêter les conditions d'un regroupement de leurs activités nucléaires dans la société Framatome-ANP. L'apport effectif des activités de Siemens AG à Framatome-ANP est intervenu en deux temps : le 30 janvier 2001 pour les activités allemandes et le 19 mars 2001 pour les activités américaines.

Cet apport a été complété par un apport en numéraire de Siemens AG à Framatome-ANP afin de permettre à Siemens AG de détenir 34 % du capital de Framatome-ANP. Les activités nucléaires de Siemens ont été intégrées en 2001 environ pour moitié dans le Pôle **Amont** et pour moitié dans le Pôle **Réacteurs et Services** d'AREVA.

Framatome-ANP est une société par actions simplifiée administrée par un Président nommé par un Comité des Directeurs composé de six membres, nommés par les actionnaires à la majorité simple, pour une durée de cinq ans.

Les statuts de Framatome-ANP prévoient une inaliénabilité des actions de la société à l'égard des tiers pendant une période de dix ans à compter du 1er décembre 2002, sauf accord unanime des actionnaires. A l'issue de cette période d'inaliénabilité, toute cession d'actions par un des actionnaires au profit de tiers sera soumise à un droit de préemption et à l'agrément préalable des autres actionnaires de la société.

Le pacte d'actionnaires conclu le 30 janvier 2001 entre Framatome SA (désormais absorbée par AREVA) et Siemens AG prévoit une clause de "put & call" (options de vente et d'achat), selon laquelle Siemens AG aura le droit d'exercer son option de vente (obligeant AREVA à acquérir toutes les actions Framatome-ANP détenues par Siemens AG) et selon laquelle AREVA aura en parallèle le droit d'exercer son option d'achat (obligeant Siemens AG à lui vendre toutes ses actions dans Framatome-ANP). Ces options pourront être exercées par les parties dans les cas suivants :

- en cas de désaccord manifeste et définitif des parties sur certaines décisions relevant de la compétence du Comité des Directeurs (notamment l'agrément des nouveaux action-

naires de la société ou la nomination du Président de la société) ;

- en cas de désaccord manifeste et définitif portant sur une modification des statuts de Framatome-ANP ou du pacte d'actionnaires ;
- en cas de désapprobation par Siemens AG et à défaut d'accord avec AREVA du business plan de la société ou de ses comptes sociaux pendant deux années consécutives.

Ces options peuvent également être exercées en cas de prise de contrôle de l'une des parties par un concurrent, ou en cas de changement de contrôle de l'une des parties entraînant une baisse significative de la valeur de marché de Framatome-ANP.

Enfin, les parties peuvent également résilier le pacte d'actionnaires et lever ces options, au plus tôt, le 11e anniversaire de la conclusion du pacte – soit le 30 janvier 2012 – ou ultérieurement à chaque date anniversaire du pacte. A compter de chacune de ces dates, l'exercice par Siemens AG de son "put" et par AREVA de son "call" impliquera le respect d'un préavis de trois ans.

Aux termes du pacte, à défaut d'accord entre les parties, le prix des actions à céder dans le cas d'exercice des options de vente ou d'achat visées ci-dessus sera fixé à dire d'expert selon les modalités prévues par le pacte.

• *Eurodif*

- Protocole relatif à la création d'Eurodif

Aux termes d'un protocole d'accord en date du 9 octobre 1973 signé entre le CEA et le Comitato Nazionale per l'Energia Nucleare (Italie), l'AGIP Nucleare, l'ENUSA (Empressa Nacional del Uranio) (Espagne), l'AB Atomenergi (Suède), SYNATOM et le Centre d'Etude de l'Energie Nucléaire (Belgique), il a été décidé de constituer une société commune (société anonyme à Directoire et Conseil de Surveillance) dénommée Eurodif pour les études et recherches dans le domaine de l'enrichissement par diffusion gazeuse, ainsi que la réalisation et l'exploitation d'usines et la commercialisation d'uranium enrichi.

Le capital de cette société était principalement détenu par le CEA, les autres actionnaires étant minoritaires. La participation du CEA a été apportée à COGEMA lors de sa création en 1976. COGEMA détient à la date du dépôt du présent document de référence, directement et indirectement via SOFIDIF, 59,6 % du capital d'Eurodif.

A la date du dépôt du présent document de référence sont actionnaires d'Eurodif :

• COGEMA : (44,65 %)
• Sofidif : (25 %)
• Synatom : (11,11 %)
• Enusa : (11,11 %)
• Enea : (8,13 %)

Au deuxième semestre 2004, Synatom, filiale d'Electrabel, actionnaire minoritaire d'Eurodif à hauteur de 11,11 %, a exprimé son intention de céder sa participation. La procédure est en cours.

- Protocole relatif à la création de Sofidif

La France et l'Iran, dans le cadre d'un accord intergouvernemental pour la coopération dans le domaine de l'enrichissement, ont conclu un protocole en 1974.

Ce protocole a conduit à la création de la société Sofidif.

En vertu des accords en vigueur, le capital de Sofidif est détenu à hauteur de 40,4 % par un actionnaire iranien, OEAI (Organisation de l'Energie Atomique de l'Iran). Le reste du capital, soit 59,6 %, est détenu par COGEMA.

Le seul actif de Sofidif consiste en une participation de 25 % dans la société Eurodif. L'activité de Sofidif est limitée à participer aux travaux du Conseil de Surveillance d'Eurodif, à recevoir sa part des dividendes distribués par Eurodif et en assurer la redistribution à ses propres actionnaires.

• *Technicatome*

- Protocole du 28 décembre 1993 sur Cedec

CEA-Industrie (devenue AREVA) a conclu, le 28 décembre 1993, un protocole avec DCN International (DCN-I) ayant pour objet de créer une société commune, dénommée Cedec, appelée à détenir 65,1 % de la société Technicatome.

A la date du dépôt du présent document de référence, Cedec est contrôlée à 90,13 % par AREVA et 9,87 % par DCN-I.

Le protocole du 28 décembre 1993 prévoit notamment un droit de préemption réciproque entre les parties en cas de cession de leurs actions. En cas de non-exercice du droit de préemption, toute cession d'actions au profit de tiers est soumise à une procédure d'agrément préalable par le Conseil d'Administration statuant à la majorité des deux tiers.

Le pacte prévoit également que le Conseil d'Administration de Cedec soit composé de sept membres, dont quatre nommés sur proposition d'AREVA et trois sur proposition de DCN-I.

- Protocole du 12 mars 1993 sur Technicatome

Technicatome est détenue à 24,89 % par AREVA, à 65,1 % par Cedec et le solde des actions, soit 10 %, est détenu par le groupe EDF.

Un protocole d'accord portant sur l'évolution de l'actionnariat de Technicatome a été conclu entre CEA-Industrie (AREVA) et DCN-I le 12 mars 1993 lequel a fait l'objet d'un avenant le 5 octobre 2000.

Ce protocole d'accord prévoit notamment que le Conseil d'Administration de Technicatome est composé de quinze membres dont cinq élus par les salariés conformément à la loi du 26 juillet 1983 de démocratisation du secteur public, les autres étant nommés sur proposition de Cedec (six membres), AREVA (trois membres) et EDF (un membre). Le Président du Conseil d'Administration est nommé par le Conseil d'Administration après concertation des parties et sur proposition de Cedec, faite avec l'accord d'AREVA. Certaines décisions du Conseil d'Administration (telles que notamment : l'arrêté des comptes annuels, les augmentations et réductions de capital, les modifications des statuts, les prises ou cessions de participations, l'agrément de nouveaux actionnaires, les autorisations des conventions réglementées, les investissements pour un montant supérieur à 1,5 million d'euros, etc.) nécessitent un vote à la majorité des deux tiers, étant précisé que, pour ces décisions, l'accord exprès des administrateurs proposés par Cedec et AREVA devra avoir été recueilli.

Au cas où le groupe EDF souhaiterait céder tout ou partie de sa participation dans Technicatome, AREVA bénéficie des autres parties (Cedec) de la priorité pour l'acquérir à des conditions déterminées d'un commun accord.

Dans l'hypothèse où Cedec ou AREVA envisagerait la cession de tout ou partie de leurs actions ou droits dans Technicatome, Cedec et AREVA se sont engagées réciproquement et de manière irrévocable à en proposer prioritairement l'acquisition à l'autre (sauf dans l'hypothèse d'une cession d'actions par AREVA au CEA).

Il est en outre prévu que si le CEA vient à détenir moins de 51 % d'AREVA, le CEA devra acquérir les actions Cedec détenues par AREVA (soit 90,13 % du capital social de Cedec).

• ETC

Dans le but de coopérer dans le domaine de la technologie de l'enrichissement d'uranium par centrifugation, un accord a été signé le 24 novembre 2003 entre AREVA, la société Urenco et ses actionnaires pour l'acquisition par AREVA de 50 % des parts de la société Enrichment Technology Company Ltd (ETC) qui regroupe l'ensemble des activités d'Urenco dans le domaine de la conception et de la construction d'équipements et d'installations d'enrichissement de l'uranium par centrifugation ainsi que des activités de recherche et développement y afférentes.

Cette acquisition a été soumise aux autorités européennes de la concurrence qui ont donné leur accord officiel le 6 octobre 2004. Toutefois, à la date du dépôt du présent document de référence, il reste à obtenir, au plus tard avant le 31 décembre 2005, sauf prolongation de ce délai, la signature et la ratification du traité quadripartite intergouvernemental entre l'Allemagne, les Pays-Bas, le Royaume-Uni et la France ainsi que l'autorisation formelle du comité devant être institué par ledit traité pour que cet accord puisse être mis en œuvre (se reporter également au paragraphe 4.14.3.1. ci-après).

ETC sera le véhicule exclusif d'Urenco et d'AREVA dans le domaine de la technologie de l'enrichissement d'uranium par centrifugation.

A compter de la réalisation de l'acquisition par AREVA de 50 % des parts d'ETC, un pacte d'actionnaires définira les relations entre AREVA et Urenco dans ETC, notamment concernant la composition du Conseil d'Administration (*Board of Directors*), les prises de décisions requérant l'unanimité des administrateurs présents et des restrictions aux cessions des titres ETC.

• Eramet (société cotée, voir paragraphe 3.6 ci-dessus)

La participation d'AREVA dans Eramet fait l'objet d'un pacte d'actionnaires en date du 17 juin 1999 conclu à l'origine entre les sociétés Sorame, Ceir et l'Erap et les actionnaires de Sorame. La participation de l'Erap dans Eramet a été apportée à COGEMA le 1er décembre 1999, puis à CEA-Industrie (devenue AREVA) le 4 septembre 2001. AREVA a ainsi été substituée dans les droits et obligations initiaux de l'Erap. Au titre de ce pacte, AREVA agit de concert avec les sociétés Sorame et Ceir et détient de concert le contrôle d'Eramet. Ce pacte expire le 30 juin 2006 et se prorogera ensuite par tacite reconduction pour des périodes d'une année, à défaut de dénonciation un mois avant l'expiration de la période en cours.

Le pacte d'actionnaires prévoit notamment (i) la répartition des quinze sièges du Conseil d'Administration d'Eramet, étant précisé que AREVA bénéficie de la possibilité de demander la nomination en qualité d'administrateur de trois personnes proposées par elle ainsi que de deux personnes qualifiées proposées par elle en considération de leur compétence et de leur indépendance vis-à-vis d'AREVA et d'Eramet et (ii) un droit réciproque de premier refus sur toute cession d'actions Eramet par l'une des parties portant sur un bloc d'au moins vingt-cinq mille actions ou sur toute cession d'actions par l'une des parties, en une ou en plusieurs fois sur une période de 12 mois, pour un prix global de 7,5 millions d'euros.

Ce pacte a fait l'objet de plusieurs décisions du Conseil des marchés financiers (décisions n° 199C1045 du 3 août 1999, n° 199C2064 du 29 décembre 1999, n° 201C0921 du 25 juillet 2001 et n° 201C1140 du 12 septembre 2001).

Au titre de sa déclaration d'intention en date du 12 septembre 2001, AREVA a précisé qu'elle n'augmentera pas sa participation dans Eramet, en capital et en droits de vote, de plus de 2 % au cours d'un même exercice social et ne franchira pas le seuil de 33,32 % du capital d'Eramet, sauf en cas d'exercice du droit de premier refus ou de l'option d'achat dont bénéficie AREVA au titre du pacte.

• FT1CI

FT1CI est une holding détenue à ce jour à 21 % par France Télécom et à 79 % par AREVA, et détenant 45,2 % en intérêts de STMicroelectronics Holding N.V. (STH), dont les 54,8 % restants sont détenus par Finmeccanica et Cassa Depositi et Prestiti. STH détient 100 % de STMicroelectronics Holding II B.V. (STH II), qui détient elle-même 30,8 % de STMicroelectronics.

France Télécom et AREVA ont signé un pacte d'actionnaires en date du 28 décembre 2001 afin de définir leurs relations en tant qu'actionnaires de FT1CI et de préciser entre elles les modalités de mise en œuvre du pacte d'actionnaires de STMicroelectronics conclu avec Finmeccanica (voir ci-dessous) et notamment les modalités d'appréhension par chaque actionnaire de FT1CI du produit de cession de sa participation indirecte dans STMicroelectronics.

Ce pacte prévoit également la répartition des sièges au sein du Conseil d'Administration de FT1CI (depuis la fin 2004, le Conseil d'Administration de FT1CI est composé de quatre membres dont trois nommés sur proposition d'AREVA et un sur proposition de France Télécom, depuis que la participation de cette dernière est inférieure à 30 % du capital de FT1CI), les modalités de prise de certaines décisions au sein de FT1CI (notamment concernant la désignation des organes sociaux de STH, STH II et STMicroelectronics) ainsi qu'un droit de préemption de chaque partie en cas de cession d'actions FT1CI par l'autre partie et un droit de sortie conjointe de France Télécom en cas de perte de la majorité du capital de FT1CI par AREVA.

Certaines décisions de FT1CI sont subordonnées à l'accord du ou des administrateurs de France Télécom au Conseil d'Administration et, notamment, les emprunts supérieurs à 2 millions d'euros, les prêts et avances consentis au moyen des deniers de FT1CI à des personnes autres que des sociétés du groupe AREVA dans le cadre d'une gestion centralisée de la trésorerie, la constitution de cautions et garanties, la conclusion ou la modification d'un accord d'actionnaires conclu par FT1CI, la distribution de dividendes ou autres et l'agrément de nouveaux actionnaires.

Le 17 mars 2004, France Télécom et AREVA ont signé un accord, modifiant le pacte du 28 décembre 2001 afin d'y apporter toutes les modifications nécessaires pour tenir compte de la situation nouvelle créée par la signature du nouveau pacte d'actionnaires (décrit ci-dessous), entre Finmeccanica, France Télécom et AREVA relatif à leur participation indirecte dans STMicroelectronics. Le pacte d'actionnaires du 28 décembre 2001 demeure en vigueur pour l'ensemble de ses dispositions non modifiées par cet accord. L'accord prévoit notamment, sous certaines conditions, la suppression du droit de préemption de France Télécom en cas de cession d'actions FT1CI par AREVA.

• STMicroelectronics
(société cotée, voir paragraphe 3.6 ci dessus)

STMicroelectronics ("STM") fait l'objet d'un pacte entre AREVA, France Télécom, FT1CI et Finmeccanica, actionnaires indirects par l'intermédiaire des sociétés STMicroelectronics Holding N.V. et STMicroelectronics Holding II B.V. (ci-après, ensemble, "STH")[1]. Cet accord permet d'établir des règles entre les quatre parties et a été renouvelé le 17 mars 2004. Ce renouvellement vise à améliorer la liquidité de leurs participations indirectes dans la société, et à préserver un actionnariat stable et équilibré afin de favoriser le développement de la société ainsi que son indépendance. Il permet de préserver un contrôle paritaire franco-italien, indépendamment des intérêts économiques dans STH résultant des opérations de monétisation.

[1] STMicroelectronics Holding N.V. détient 100 % du capital de STMicroelectronics Holding II B.V., qui détient 30,8 % du capital de STMicroelectronics.

En décembre 2004, Finmeccanica a cédé une partie de sa participation indirecte dans STM à Cassa Depositi et Prestiti, qui a adhéré au pacte d'actionnaires susvisé en date du 23 décembre 2004.

Le pacte prévoit également des dispositions anti-offre publique dont l'activation permet l'émission d'actions préférentielles au bénéfice de STH.
Il prévoit principalement :

- la poursuite d'une gouvernance paritaire franco-italienne, avec une représentation égale des deux parties au sein du Conseil de Surveillance, conditionnée au maintien d'une participation minimale en droits de vote de STM,
- la simplification de la cession des participations indirectes détenues par les parties dans STM,
- la possibilité d'acquérir des actions STM supplémentaires dans certaines circonstances.

1. Structure actuelle de détention

Les participations indirectes d'AREVA, Finmeccanica, Cassa Depositi et Prestiti et France Télécom dans STM, détenues par l'intermédiaire de STH, sont au 31 décembre 2004, respectivement, de 11 %, 6,6 %, 10,3 % et 2,9 %. Les participations indirectes d'AREVA et de France Télécom sont regroupées au sein de FT1CI. STH est détenue à parité par FT1CI, d'une part (la "Partie Française"), et par Finmeccanica et Cassa Depositi et Prestiti, d'autre part (la "Partie Italienne").

Au sein de ces participations :

- 20 000 000 actions STM, parmi celles détenues indirectement par Finmeccanica, sont des actions sous-jacentes d'obligations échangeables émises par Finmeccanica ;
- toutes les actions STM détenues indirectement par France Télécom (soit 26 423 404 actions STM) sont des actions sous-jacentes d'obligations échangeables émises par France Télécom, à échéance au 6 août 2005. Par ailleurs, France Télécom a cédé le 3 décembre 2004 une partie de sa participation indirecte dans STM, à hauteur de 30 000 000 actions STM, représentant 3,3 % du capital de STM, sous forme de cession de bloc.

2. Gouvernance

La gouvernance de STM restera exercée de façon paritaire entre la "Partie Française" et la "Partie Italienne" pendant une période de quatre ans à compter de la signature du nouveau pacte d'actionnaires, soit à compter du 17 mars 2004, sous réserve que chacune des deux parties détienne indirectement à tout moment au moins 9,5 % (soit au moins 19 % pour les deux parties réunies) des droits de vote de STM (en prenant en compte les actions STM sous-jacentes d'instruments échangeables émis par chacune des parties, tant que les droits de vote correspondant auxdites actions restent détenus par STH).

Pendant cette période, les deux parties proposeront à l'Assemblée Générale des actionnaires la nomination d'un nombre identique de représentants au Conseil de Surveillance de STM et toutes les décisions importantes concernant STM nécessiteront l'accord unanime des deux parties.

Si la participation de l'une des deux parties vient à descendre en dessous du seuil de 9,5 % des droits de vote de STM en raison d'une augmentation de capital de STM ou de l'échange d'instruments échangeables, cette partie aura le droit de faire acquérir par STH des actions STM de manière à augmenter sa participation indirecte jusqu'à hauteur de 9,5 %.

Si chacune des deux parties a maintenu sa participation indirecte au-dessus du seuil de 9,5 % des droits de vote de STM jusqu'à la fin de la période de quatre ans, la gouvernance restera exercée de façon paritaire, dans les mêmes conditions, à compter de la fin de ladite période, sous la seule condition du maintien de la participation indirecte en droits de vote des deux parties d'au moins 47,5 % des droits de vote détenus par STH dans STM.

Si la participation de l'une des deux parties est inférieure au seuil de 47,5 % avant l'expiration de la période de quatre ans, cette partie aura le droit de faire acquérir par STH des actions STM de manière à rétablir l'équilibre entre les participations des parties.

Si la participation indirecte de l'une des deux parties vient à descendre en dessous du seuil de 9,5 % des droits de vote de STM (pendant la période initiale de quatre ans) ou en dessous du seuil de 47,5 % des droits de vote détenus par STH dans STM (après l'expiration de ladite période de quatre ans), la gouvernance cessera d'être exercée de façon paritaire. Toutefois, la partie minoritaire disposera d'un droit de veto sur certaines décisions spécifiques, sous réserve que sa participation indirecte dépasse certains seuils.

3. Cession d'actions STM

Chacune des parties au pacte d'actionnaires a le droit de faire céder par STH sa participation indirecte dans STM, sous réserve de l'application d'un droit de premier refus et d'un droit de sortie conjointe de l'autre partie. Toutefois, le droit de premier refus ne s'applique (entre autres conditions) qu'aux transferts

d'actions ayant pour effet que la partie cédante détienne une participation inférieure à 7 % du capital de STM.

Ces cessions d'actions STM peuvent notamment être mises en œuvre par l'émission d'instruments financiers échangeables en actions STM, par l'intermédiaire d'*equity swaps* ou *structure finance deal*. En cas d'émission de titres échangeables, le droit de sortie conjointe et, s'il est applicable, le droit de premier refus, s'appliquent à la date d'émission des instruments échangeables. Si tout ou partie des instruments financiers n'a pas encore été échangé à la date à laquelle ils ne sont plus échangeables en actions STM, la partie concernée pourra faire céder par STH les actions STM correspondantes sans que l'autre partie ne bénéficie du droit de premier refus ou du droit de sortie conjointe. Ces restrictions sont notamment applicables aux actions STM sous-jacentes des obligations échangeables émises par Finmeccanica et par France Télécom, si celles-ci restent non échangées.

4. Acquisition d'actions STM

En cas d'offre hostile ou d'opération similaire sur les titres de STM, les parties bénéficient par ailleurs des dispositions d'un *"option agreement"* conclu par STM et STH, dont l'exercice permet à STH, sous réserve de l'accord préalable du Conseil de Surveillance de STM, d'acquérir des actions préférentielles de STM jusqu'à 50 % des droits de vote de STM plus une action. La mise en œuvre de l'*"option agreement"* est conditionnée à la détention d'un certain pourcentage des droits de vote de STM qui, conformément au nouveau pacte, a été réduit de 30 % à 19 %.

Sous la condition qu'un tiers, agissant seul ou de concert, détienne une participation de plus de 2 % du capital de STM ou annonce son intention de prendre le contrôle de STM, chaque partie aura le droit d'augmenter sa participation indirecte dans STM, par l'acquisition d'actions STM par STH. Cette acquisition sera soumise au droit de veto de l'autre partie, tant que la gouvernance de STM restera exercée de façon paritaire (sauf en cas d'offre publique hostile visant STM). Toutefois, si cette acquisition fait l'objet d'un veto, chacune des parties disposera du droit d'acquérir directement (sans passer par l'intermédiaire de STH) le même nombre d'actions STM.

Si une telle acquisition directe a lieu, la partie concernée s'engage à exercer les droits de vote correspondant auxdites actions de façon conforme au vote émis par STH au sein de STM.

• Sagem (société cotée voir paragraphe 3.6 ci-dessus)

Le 12 décembre 2003, BNP Paribas, Club Sagem et COGEMA, ont signé un pacte d'actionnaires qui est entré en vigueur le 18 décembre 2003 à l'issue de la fusion-absorption par Sagem de Coficem (société holding de rachat par ses salariés de Sagem). L'objectif des parties était d'accompagner Sagem dans la période de transition suivant l'opération de fusion–absorption.

Ce pacte prévoit en particulier que :

- BNP Paribas et COGEMA s'interdisent (i) pendant une période de vingt mois à compter de l'entrée en vigueur du pacte (période expirant le 18 août 2005), de procéder au transfert[1] des titres remis en échange de leurs titres Coficem lors de l'opération de fusion-absorption de Coficem par Sagem et (ii) d'apporter leurs titres dans le cadre d'une offre publique portant sur les titres de Sagem qui n'aurait pas reçu l'aval du Conseil de Surveillance de Sagem.
- Les parties se consentent réciproquement un droit de préemption (avec faculté de substitution) en cas de transfert de titres à un ou plusieurs tiers portant sur au moins 0,1 % des droits de vote de la société après fusion. Toutefois, ce droit de préemption ne s'appliquera pas dans le cadre d'une offre publique d'acquisition ou d'échange portant sur les titres de la société.

Le pacte d'actionnaires demeure en vigueur jusqu'au 18 décembre 2008. Toutefois, il peut prendre fin par anticipation (i) à l'égard d'une des parties sur son initiative, en cas de non-paiement à cette dernière du prix de cession d'actions acquises dans le cadre de l'exercice du droit de préemption ou (ii) au cas où la participation de Club Sagem et des FCP des salariés de Sagem deviendrait inférieure à 10 % du capital pendant une durée de six mois consécutifs. A ce titre, il convient de mentionner que la fusion-absorption de Snecma par Sagem prévue pour le mois de mai 2005 pourrait faire baisser la participation de Club Sagem et des FCP des salariés en dessous du seuil de 10 % et ainsi entraîner la caducité du pacte d'actionnaires six mois après l'opération de fusion précitée.

Ce pacte d'actionnaires a fait l'objet d'un avis de l'Autorité des marchés financiers publié le 15 décembre 2003 (décision n° 203C2129).

[1] C'est-à-dire à la cession, à l'apport, à l'échange ou à la transmission de ces titres sous quelque forme que ce soit.

Chapitre 4

Renseignements concernant l'activité, l'évolution et les perspectives d'avenir de la société

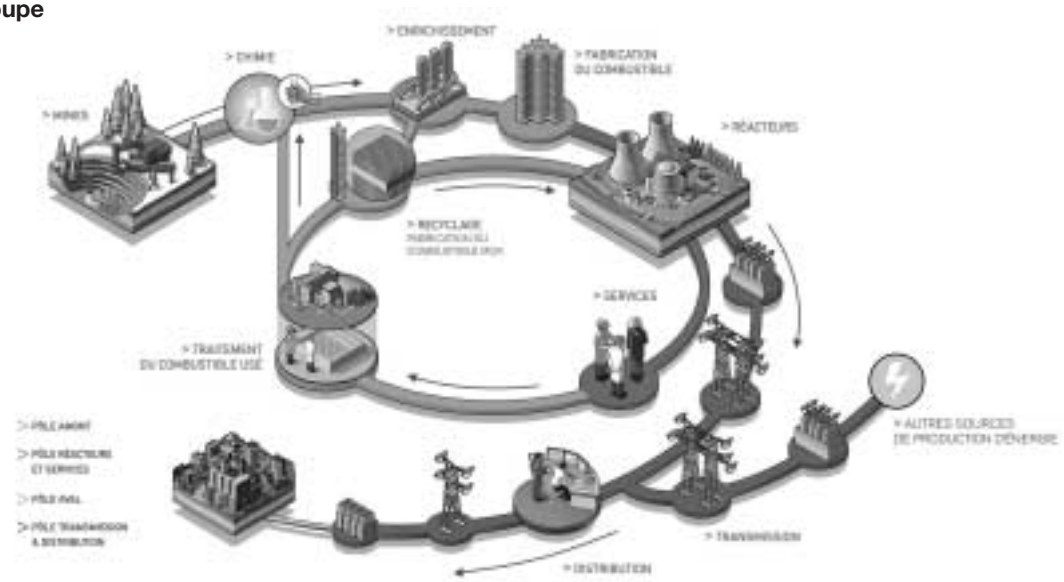
4.1. Présentation générale du Groupe et de sa stratégie

4.1.1. Présentation générale

Le groupe AREVA est un leader mondial des solutions pour la production d'énergie sans CO_2 et l'acheminement d'électricité. En 2004, son chiffre d'affaires consolidé s'est élevé à 11,1 milliards d'euros et son résultat net part du Groupe à 428 millions d'euros. Il emploie plus de 70 000 personnes avec une présence industrielle dans près de 40 pays.

Le métier principal du groupe AREVA est l'énergie. Le Groupe est le numéro un mondial dans les solutions pour la production d'énergie nucléaire et le numéro trois mondial de la transmission et la distribution d'électricité. Il est le seul groupe présent sur l'ensemble du cycle nucléaire. Les clients du Groupe incluent les électriciens parmi les plus importants du monde, avec lesquels AREVA exerce une large part de son activité sur la base de contrats à moyen/long terme. Les métiers du Groupe sont illustrés par le schéma suivant :

Les métiers du Groupe



Les activités du Groupe dans le secteur de l'Energie s'articulent autour de quatre grands pôles, dont les trois premiers relèvent du Nucléaire :

- **le Pôle Amont représente 23 % du chiffre d'affaires consolidé 2004 d'AREVA,** soit 2 524 millions d'euros et regroupe les activités liées à l'exploration et l'exploitation des mines d'uranium, à la conversion et l'enrichissement de l'uranium ainsi qu'à la conception et la fabrication du combustible nucléaire. AREVA est le numéro un mondial de l'amont du cycle nucléaire et dispose d'un portefeuille diversifié d'exploitations minières (Canada, Kazakhstan et Niger) ainsi que d'implantations industrielles de premier plan principalement en Europe (France, Allemagne et Belgique) et en Amérique du Nord (Etats-Unis).
- **le Pôle Réacteurs et Services représente 19 % du chiffre d'affaires consolidé 2004 d'AREVA,** soit 2 145 millions d'euros et regroupe les activités de conception et de construction de réacteurs nucléaires ainsi que des produits et services nécessaires à la maintenance, au fonctionnement, à la modernisation et à l'amélioration des capacités des centrales nucléaires. AREVA est le premier constructeur mondial de centrales à eau légère en puissance installée et le leader du marché de remplacement des équipements lourds pour les centrales nucléaires. L'ensemble des activités récurrentes du Pôle représente 90 % de son activité totale. A partir d'une base historique très forte en France et en Allemagne, tant en ingénierie qu'en production industrielle, le Pôle a réussi son implantation aux Etats-Unis où il est le leader sur le marché des composants lourds et des services. Le Groupe est actuellement le seul constructeur de centrales nucléaires à avoir obtenu un contrat pour la construction d'un réacteur de troisième génération (EPR- cf. lexique).
- **le Pôle Aval représente 17 % du chiffre d'affaires consolidé 2004 d'AREVA, soit 1 946 millions d'euros** et regroupe les activités de traitement et de recyclage des combustibles après leur utilisation dans les centrales nucléaires ainsi que des services de logistique, d'ingénierie et d'assainissement. AREVA est le numéro un mondial de l'aval du cycle nucléaire proposant toutes les options de gestion des combustibles usés, que ce soit en cycle "ouvert" (entreposage à sec) ou en cycle "fermé" (traitement et recyclage). Le Groupe déploie ses activités au profit de clients principalement européens et a conclu des contrats de transfert de technologie au Japon et aux Etats-Unis dans le cadre des travaux préalables aux solutions de fin de cycle.

- **le Pôle T&D représente 29 % du chiffre d'affaires consolidé 2004 d'AREVA soit 3 186 millions d'euros** et regroupe les activités de production, d'installation et de maintenance des équipements et systèmes pour la transmission et la distribution d'électricité en haute et moyenne tension. Le Pôle **T&D**, l'un des seuls acteurs globaux de transmission et distribution d'électricité, est le numéro trois mondial du secteur et le numéro deux auprès des clients électriciens. Le Groupe bénéficie d'une présence mondiale avec 61 sites industriels répartis dans 20 pays et d'une forte expertise technologique, en particulier dans le domaine de la haute tension.

La présence du Groupe sur l'ensemble des activités nucléaires est un atout important. Le Groupe est le seul acteur à pouvoir intervenir chez ses clients à chaque étape de la chaîne de valeur (fourniture de matières nucléaires et de combustibles, équipements et services, et solutions pour recycler et entreposer le combustible usé) et répondre à leurs demandes de solutions globales, dans le respect des règles fondamentales de sûreté.

Le Groupe dispose d'une maîtrise technologique reconnue sur l'ensemble de la chaîne nucléaire, fondée sur 30 ans de recherche et de retour d'expérience et sur un réseau de plus de 1 500 chercheurs, qui lui confère un avantage concurrentiel important et constitue une forte barrière à l'entrée, notamment dans les réacteurs de nouvelle génération et dans l'aval du cycle du combustible.

AREVA développe ses activités essentiellement en Europe, en Amérique et en Asie dans une logique de développement durable soucieuse d'une croissance rentable de ses activités dans le plus grand respect de l'environnement et des valeurs de responsabilité sociétale. Ainsi, les activités nucléaires du Groupe sont exercées uniquement dans les pays signataires de l'intégralité du Traité de Non Prolifération qui implique notamment un contrôle permanent de l'Agence Internationale de l'Energie Atomique (AIEA).

AREVA bénéficie également d'un socle d'activités offrant une forte visibilité. Dans les pôles nucléaires qui représentent environ 60 % de son chiffre d'affaires, le Groupe exerce une large part de son activité sur la base de contrats à moyen/long terme ou de services récurrents. Le Pôle **T&D** dispose également d'une bonne visibilité sur son activité grâce à un carnet de commandes contractées auprès de clients très diversifiés et attachés à maintenir une relation de long terme.

AREVA exerce ses activités sur le marché porteur de l'Energie. En effet, la consommation mondiale d'Electricité est vouée à une croissance structurelle en raison, notamment, du développement économique soutenu de nombreux pays émergents, en particulier de la Chine et de l'Inde. Dans ce contexte, AREVA considère que l'énergie nucléaire, 16 % de la production mondiale d'électricité en 2004, produite à des prix compétitifs, peu sensible au coût des matières premières et sans les effets néfastes des émissions de CO_2, constituera une composante incontournable du mix énergétique dans les années à venir.

En conséquence, le parc des réacteurs électronucléaires est appelé à être renouvelé, voire accru à moyen et long terme, et en tous cas à connaître des opérations de modernisation ou d'augmentation de puissance, comme cela est déjà le cas aux Etats-Unis par exemple. Ainsi, la Finlande et la France ont décidé la construction d'un EPR et la Chine a lancé plusieurs appels d'offres pour l'extension de son parc de centrales nucléaires. Au-delà de l'activité de construction et de modernisation de réacteurs qui profiterait directement aux activités du Pôle **Réacteurs et Services**, le renouvellement et l'extension de la base installée dans le monde devraient représenter une source de croissance pour le reste des activités nucléaires du Groupe (des pôles Amont et Aval). De même, les réseaux de transmission et de distribution d'électricité devraient être modernisés ou renouvelés. Ils devront également être interconnectés en raison de l'ouverture des marchés et développés en lien avec la croissance des moyens de production d'électricité.

AREVA dispose donc, grâce à sa présence sur les zones où les capacités de production sont appelées à croître, de l'expérience et des atouts pour répondre aux principaux enjeux de ses clients électriciens : la production d'énergie à un coût compétitif et sans impact climatique négatif (absence de rejet de gaz à effet de serre - CO_2) et l'acheminement de l'électricité.

Enfin, en dehors de son cœur de métier, le Groupe intervient également dans le domaine de la Connectique. Cette activité de développement et de production de systèmes d'interconnexion, principalement pour les secteurs des Télécommunications, de l'Electronique grand public, de l'Informatique et de l'Automobile, est regroupée dans le Pôle **Connectique** qui représente 12 % du chiffre d'affaires consolidé du Groupe en 2004, soit 1 289 millions d'euros.

4.1.2. Stratégie

L'énergie est au cœur des activités du groupe AREVA. Le Groupe s'est donné pour mission de contribuer à une production et à un acheminement de l'électricité toujours plus propres, plus sûrs et plus économiques, par la qualité et l'avance technologique de ses prestations mises au service du client. Cette démarche s'inscrit dans un contexte de croissance structurelle des besoins en électricité dans le monde qui devrait profiter aux deux métiers de l'énergie sur lesquels le Groupe est positionné. En particulier, la conviction du Groupe est que le nucléaire est une solution incontournable pour répondre aux défis énergétiques et environnementaux de la planète.

La stratégie de développement d'AREVA vise donc à conforter ou développer les positions de premier plan du Groupe et s'articule autour de plusieurs axes :

- **Conforter la position de numéro un mondial dans les solutions pour la production d'énergie nucléaire,** grâce à la mise en œuvre des objectifs suivants :
  - **Le maintien d'une présence forte sur l'ensemble des métiers du nucléaire** permettant de répondre aux demandes des électriciens en leur offrant des solutions globales. Ces solutions ont pour objectif d'optimiser leurs infrastructures énergétiques en termes de durée de vie et de coût, et dans le respect des règles fondamentales de sûreté.
  - **La consolidation de la position de numéro un dans l'amont du cycle** qui doit s'appuyer sur le renouvellement de l'appareil industriel et l'accroissement des efforts d'exploration dans une perspective de développement des ressources minières.
  - **La réalisation des projets EPR en Finlande et en France et la poursuite de la promotion des technologies de troisième génération en Europe et dans le reste du monde.** Ceci suppose le renforcement du Groupe dans l'ingénierie des nouvelles centrales, avec le développement d'une base de compétence locale en Chine et la certification sur le continent Nord-Américain de modèles de réacteurs de nouvelle génération, de type EPR.
  - **L'anticipation active des évolutions en matière de politiques nationales de gestion des combustibles usés,** en particulier aux Etats-Unis et au Japon où le Groupe fournit déjà des solutions.
  - **Le maintien d'un leadership par le renouvellement des compétences et le développement des technologies futures,** en particulier dans les réacteurs et les cycles de combustibles de future génération.
  - **La capitalisation sur l'historique solide en matière de sûreté,** de sécurité et de prévention des risques.

- **Accélérer le développement du Pôle T&D, tout en restaurant une performance opérationnelle et financière satisfaisante,** de la manière suivante :
  - **Conduire la mise en œuvre du plan d'optimisation lancé en 2004.** Ce plan de redéploiement industriel et d'amélioration de la profitabilité est articulé autour de quatre principaux leviers : contrôle et centralisation accrue des achats, amélioration des processus, redéploiement de l'outil industriel et optimisation du portefeuille d'activités. Il se poursuivra en vue de restaurer la performance financière du Pôle **T&D** au niveau des acteurs les plus performants du secteur.
  - **Accélérer le développement dans les zones de croissance :** dans le cadre du plan d'optimisation, le Pôle **T&D** disposera au sein du Groupe des moyens pour accélérer son développement dans les zones de croissance et pour y accroître sa présence industrielle (Chine, Inde…).

- **Renforcer la présence internationale de manière équilibrée en confortant le tripode Europe, Amérique du Nord et Asie.** Le Groupe privilégie d'abord la croissance interne notamment au travers d'efforts constants d'investissements et d'innovation au service des clients. Le Groupe entend également se renforcer par des acquisitions ciblées ou des partenariats avec des acteurs régionaux afin d'accélérer la pénétration des marchés clés. L'intégration des métiers de la Transmission et de la Distribution permet à AREVA de compléter son offre et de renforcer sa proximité stratégique avec l'ensemble des électriciens mondiaux. Elle élargit ainsi le champ de compétences du Groupe et lui permet de développer son portefeuille clients ainsi que sa présence internationale.

- **Poursuivre l'amélioration des performances financières du Pôle Connectique :** le Pôle **Connectique** (FCI) a fait l'objet d'une restructuration réussie de ses activités dans un marché qui a reculé fortement entre 2001 et 2002. Le Groupe entend poursuivre l'amélioration de la rentabilité de FCI avec pour objectif de se rapprocher du niveau de rentabilité des meilleurs acteurs du secteur grâce aux actions engagées, à un rééquilibrage de son portefeuille de clients et au lancement de nouveaux produits. AREVA continuera à accompagner les efforts de cette activité dans une optique de gestion patrimoniale.

- **Promouvoir le développement durable comme valeur centrale du Groupe, clé de son excellence opérationnelle :** le Groupe continuera à intégrer le développement durable à ses modes de management pour l'ensemble de ses activités. A travers le programme AREVA Way, le Groupe poursuit la mise en œuvre d'une méthodologie qui permet à chaque unité d'auto-évaluer sa performance par rapport aux engagements de développement durable d'AREVA, en matières économique, sociale et environnementale. Chaque unité se fixe ainsi des objectifs de progrès validés par le Groupe. Le Groupe intègre dans ses budgets et ses plans d'actions stratégiques des indicateurs de développement durable faisant l'objet d'un examen systématique par la Direction Générale.

- **Maintenir une structure financière solide et de cash flows élevés :**
  - **La politique du Groupe est de maintenir la robustesse de son bilan.** Elle est un gage de sécurité auprès de ses clients et rend possible la conclusion de grands contrats, notamment dans le cadre de la vente de nouveaux réacteurs. Elle est également nécessaire au bon exercice des activités du Groupe et au financement de ses investissements futurs.
    AREVA a provisionné ses passifs de fin de cycle et constitué un portefeuille financier dédié, dès à présent dimensionné pour financer l'intégralité des dépenses estimées de fin de cycle à leur échéance. Un comité spécifique du Conseil de

Surveillance est chargé de suivre l'évolution du portefeuille d'actifs dédiés et la couverture des charges futures.

- **Conserver un niveau de cash flows opérationnels élevés et récurrents** en vue de financer ses investissements et de créer de la valeur pour ses actionnaires. Dans cette perspective, le Groupe entend maintenir des efforts constants de productivité et une forte visibilité sur son activité.

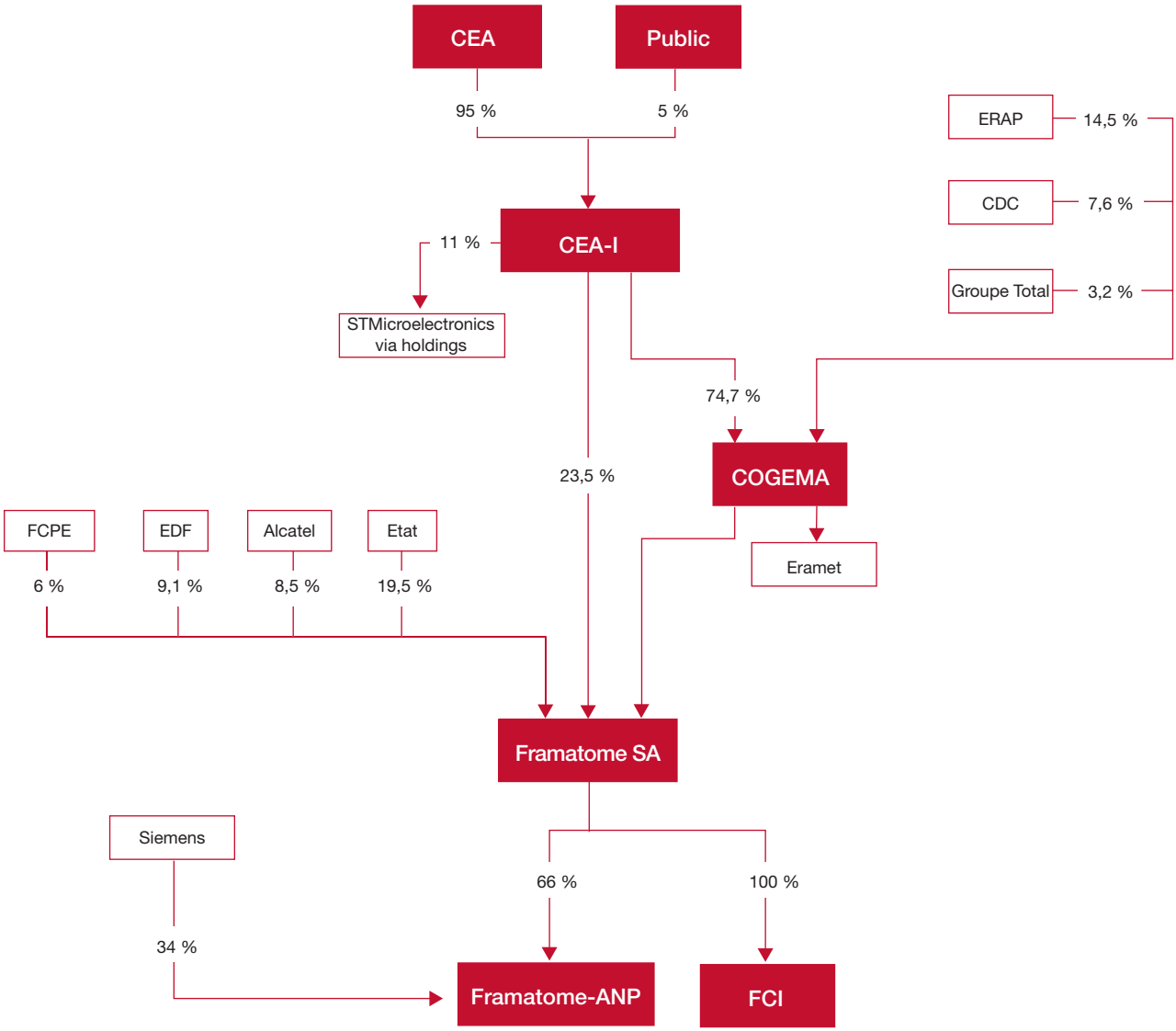
4.1.3 Historique du groupe AREVA

Le groupe AREVA a été créé le 3 septembre 2001 lors du rapprochement de deux acteurs majeurs du secteur de l'Energie nucléaire détenus majoritairement (directement et indirectement) par la société CEA-Industrie (ancien nom d'AREVA) :

- COGEMA (Compagnie Générale des Matières Nucléaires), créée en 1976 pour reprendre l'essentiel des activités de l'ancienne Direction de la production du CEA : exploitation minière, enrichissement de l'uranium et traitement des combustibles usés.
- Framatome, créée en 1958, est un des leaders mondiaux de la conception et de la construction de centrales nucléaires, du combustible nucléaire ainsi que de la fourniture des services associés à ces activités. Framatome a créé en 2001 avec Siemens AG la société Framatome-ANP (détenue à hauteur de 66 % par Framatome et 34 % par Siemens) pour fusionner les activités nucléaires des deux groupes.

Avant ce rapprochement, le groupe CEA-Industrie était organisé comme l'illustre l'organigramme ci-dessous :

Structure du groupe CEA Industrie, début 2001

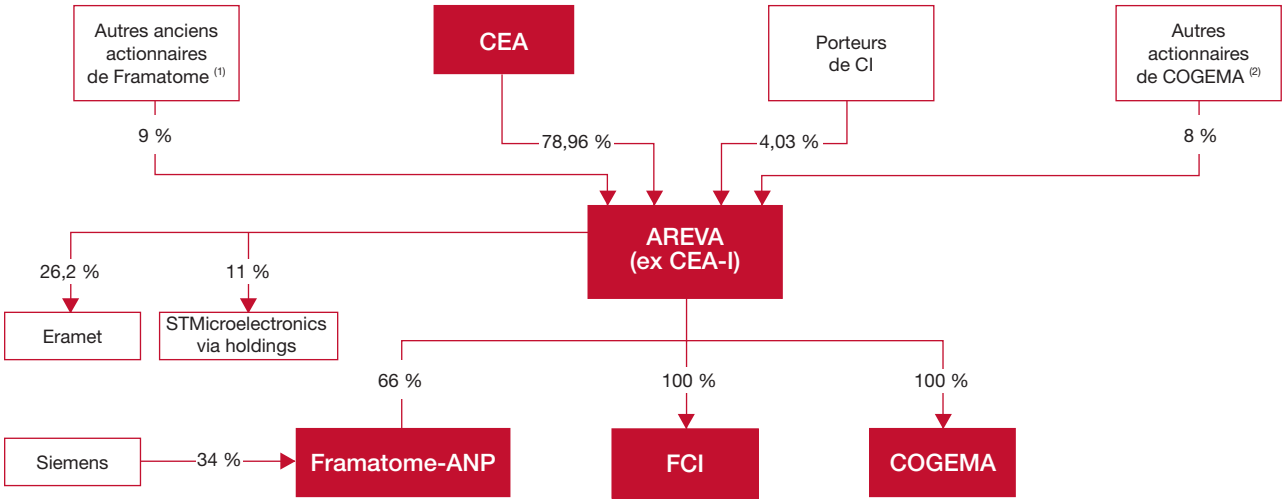


L'objectif de la création d'AREVA était de constituer un groupe industriel, leader mondial dans ses métiers, et de simplifier son organisation pour permettre :

- d'assurer une présence globale sur tous les métiers du cycle du nucléaire et de développer des stratégies cohérentes vis-à-vis de ses grands clients,
- de bénéficier d'une base de clients élargie pour l'ensemble de son offre de produits et services dans le nucléaire,
- de maîtriser ses coûts, en mutualisant les achats et une partie des charges de structure, et
- d'optimiser la gestion de ses ressources financières.

Cette restructuration a été réalisée par le biais d'opérations d'apport et de fusion qui ont permis la constitution du groupe AREVA, la structure du Groupe étant, après ladite restructuration, la suivante :

Structure du groupe AREVA immédiatement après les opérations de restructuration de 2001



** Consolidation par mise en équivalence – les pourcentages sont exprimés en pourcentages de détention.*
(1) : Etat, EDF, Framépargne
(2) : Total, CDC, Erap

AREVA a ainsi été créée à partir de la structure juridique de CEA Industrie et a conservé le bénéfice de la cotation sur le marché d'Euronext Paris S.A. d'une partie du capital de cette dernière sous la forme de certificats d'investissement.

Principaux faits marquants intervenus depuis la création d'AREVA en 2001 :

2002
- Acquisition de Duke Engineering & Services, société d'ingénierie et de services nucléaires aux Etats-Unis.
- Sélection par le gouvernement américain de la technologie d'AREVA pour recycler sous forme de combustibles Mox (cf. lexique) ses stocks excédentaires de plutonium militaire.

2003
- Conclusion d'un accord avec Urenco qui devrait permettre à AREVA d'accéder à la technologie d'enrichissement d'uranium la plus performante au monde : la centrifugation gazeuse.
- Pour la réalisation de son nouveau réacteur, l'électricien finlandais TVO choisit l'EPR d'AREVA.
- Cession de la division MAI (Military Aerospace Industrial) du Pôle **Connectique** à AXA Private Equity, participant au recentrage de l'activité.

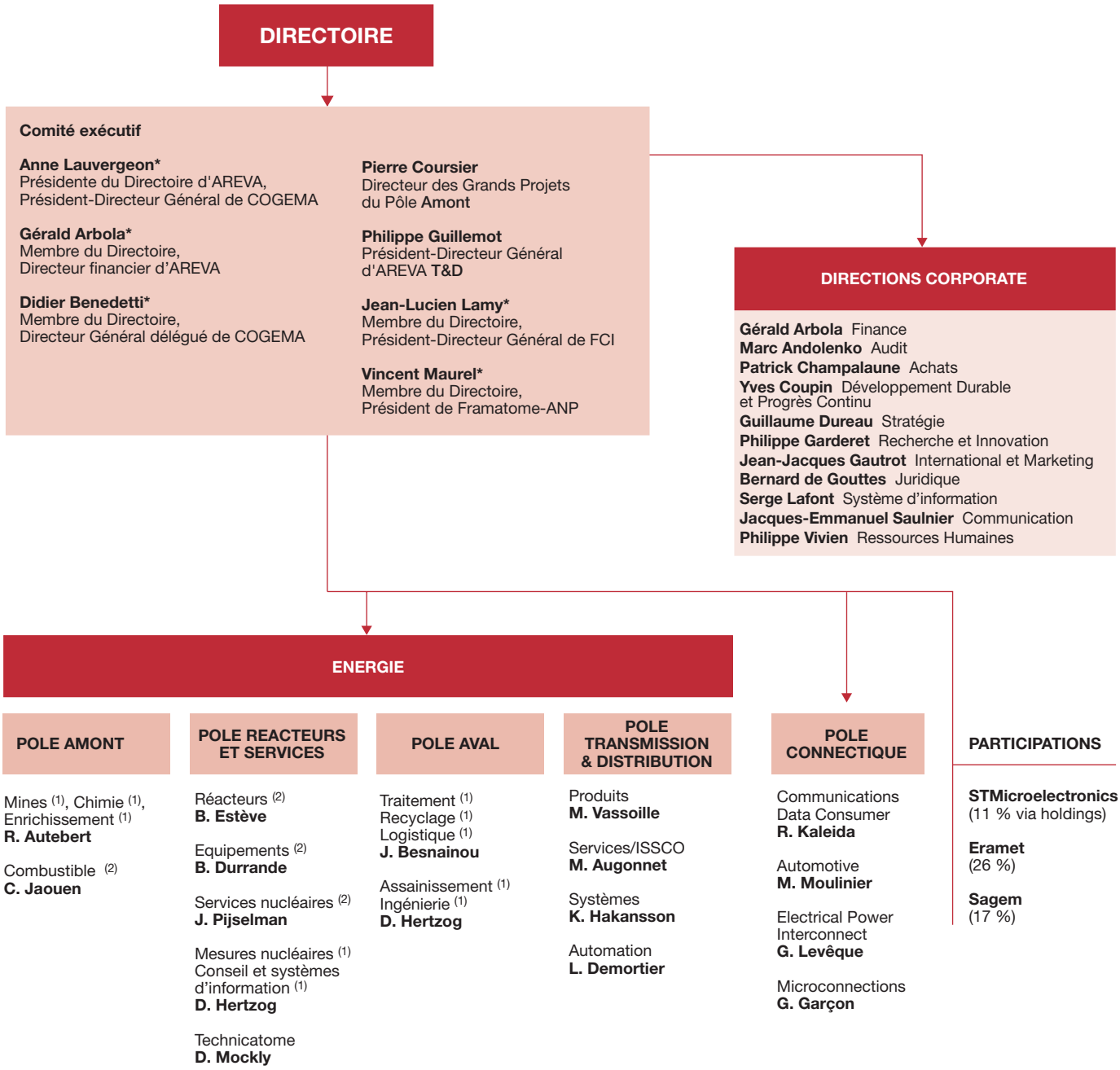
2004
- Acquisition de la division **Transmission & Distribution**. Le 9 janvier 2004, le groupe AREVA a signé avec le groupe Alstom l'accord définitif d'acquisition de ses activités Transmission & Distribution (**T&D**). Cette opération a reçu l'aval de la Commission européenne et des autres autorités de la concurrence concernées. Cette opération est entièrement financée sur les fonds propres du Groupe. En intégrant **T&D**, AREVA renforce son positionnement stratégique dans les métiers de l'énergie et élargit son offre.
- EDF décide la construction à Flamanville d'un réacteur de troisième génération EPR (conception AREVA). Pour EDF, il s'agit d'une tête de série pour permettre à terme le renouvellement du parc nucléaire français.
- Prise de contrôle de la société Katco au Kazakhstan (exploitation de minerais d'uranium) qui devrait apporter au Groupe environ 30 000 tonnes de ressources supplémentaires d'uranium.

2005
- Dans le cadre de la vente d'activités non stratégiques, AREVA signe un accord pour la vente de ses activités de Services électriques et de Télécommunication en Australie et Nouvelle-Zélande (Pôle **T&D**).

4.1.4. Organisation opérationnelle

Le groupe AREVA est organisé en 23 "Business Units" regroupées en cinq pôles (**Amont**, **Réacteurs** et **Services**, **Aval**, **T&D**, et **Connectique**).

L'organisation de la Direction du groupe AREVA, cohérente avec les différents marchés auxquels le Groupe apporte ses produits et ses services, est la suivante, étant précisé que l'organisation juridique du Groupe est décrite à la section 3.5 :



** Membres du Directoire*

(1) Business Units de COGEMA

(2) Business Units de Framatome-ANP

4.2. Les marchés du Nucléaire et de la Transmission & Distribution

4.2.1. Contexte énergétique global

La consommation mondiale d'électricité est vouée à une croissance structurelle à long terme, portée par le développement économique, conjuguée à une utilisation accrue de l'électricité.

Selon le dernier rapport World Energy Outlook de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) publié en octobre 2004, sous la pression conjuguée de la croissance démographique et de l'accès du plus grand nombre à l'énergie, la consommation d'énergie primaire dans le monde est passée de 6 Gtep (milliards de tonnes équivalent pétrole/tep[1]) en 1973 à 10 Gtep en 2001 et devrait atteindre 16,3 Gtep en 2030, soit une croissance moyenne en volume de 1,7% par an sur la période 2001 - 2030. Les pays en voie de développement seraient à l'origine des deux tiers des nouveaux besoins et les énergies fossiles (pétrole, gaz et charbon) devraient couvrir près de 85 % de la demande énergétique. Certains facteurs pourraient infléchir ces hypothèses, notamment l'évolution démographique, la disponibilité des énergies fossiles et la politique des gouvernements en matière d'économie d'énergie, d'énergie nucléaire et de réduction des gaz à effet de serre.

La production électrique mondiale s'élève pour 2004 à 17 294 TWh contre 5 217 TWh en 1971, soit une croissance annuelle moyenne en volume de 3,7%. Si la consommation moyenne d'électricité par personne était d'environ 6 000 kWh dans les pays de l'OCDE contre moins de 1 000 kWh dans les autres pays en 1990, ces niveaux devraient atteindre à horizon 2030, sur la base d'une hypothèse de croissance du PIB mondial de l'ordre 3%, 10 000 kWh environ dans les pays de l'OCDE et 2 000 kWh dans les autres pays. Ceci implique que la croissance mondiale électrique devrait se maintenir à un rythme moyen annuel proche de 2,5% par an sur la période 2001 - 2030 selon l'AIE.

Toujours selon ce même organisme, les investissements dans l'électricité sur cette période sont estimés à 10 000 milliards de dollars avec 4 400 milliards affectés à la production (installation de 4 600 GWe pour renouveler le parc électrogène et suivre l'augmentation de la consommation) et 5 600 milliards à l'acheminement (les réseaux de transmission & distribution devraient passer de 3,5 à 7,2 millions de km).

En outre, la libéralisation croissante du marché de l'énergie devrait accroître l'interdépendance des marchés électriques. Le marché de l'électricité devient un marché de plus en plus régional qui nécessite des capacités supplémentaires d'interconnexion entre réseaux électriques, pour améliorer leur efficience. L'interconnexion des réseaux est, en effet, une façon d'ajuster les écarts ponctuels entre consommation et production sans entretenir de capacités inutiles, et donc en réduisant les coûts sans pénaliser l'utilisateur final.

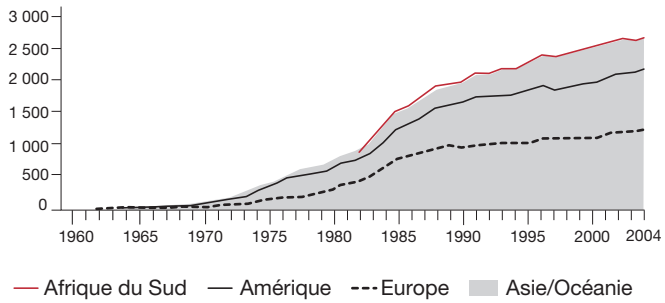
On note enfin une forte augmentation des prix des énergies fossiles (charbon, pétrole et gaz) au cours des deux dernières années. Sur la période 2002 - 2004, les tensions géopolitiques mais surtout la forte demande constatée dans les pays en développement comme la Chine ont contribué à la hausse importante des prix constatée sur les énergies fossiles (hausses d'environ 50 % pour le pétrole, 50 % pour le gaz en Europe et 100 % aux Etats-Unis, et 100 % pour le charbon), tirant les prix de l'électricité à la hausse en moyenne de 15 % à 20 %.

4.2.2. Place du nucléaire dans la production d'électricité

4.2.2.1. Historique du nucléaire dans la production d'électricité

Les premiers programmes nucléaires de production d'électricité ont débuté au milieu des années 1960 aux Etats-Unis et au début des années 1970 en Europe. Les craintes d'une raréfaction des énergies fossiles dans les années 1970 et la volonté d'un certain nombre d'états de réduire leur dépendance énergétique ont conduit ces derniers à se lancer dans le développement du nucléaire. Les années 1970 et 1980 ont ainsi connu une forte montée en puissance de ces programmes comme l'illustre le schéma ci-dessous.

Evolution de la production électronucléaire (en TWh)



Sources : IEA/OCDE (1990), Nucleonics Week (1995 - 2004)

Cette forte montée en puissance s'est ralentie avec les craintes de l'opinion publique sur le nucléaire à la suite des accidents de Three Mile Island en 1979 et surtout de Tchernobyl en 1986.

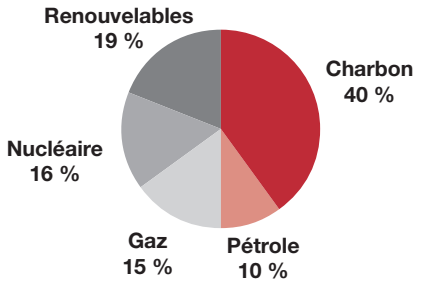
Ainsi, si 399 réacteurs ont été construits sur la période 1970-1990, la capacité installée n'a crû que de 1,2 % sur la période 1989-2004. Le développement du parc en Europe de

(1) 1 GWe = 1.10^9 Watt Electrique (unité mesurant la puissance nominale en électricité)
1 kWh = 86.10^{-9} tep (unité mesurant la consommation en électricité - source : Memento sur l'énergie CEA)
Tep = tonne équivalent pétrole mesurant la quantité d'énergie primaire toutes sources confondues

l'Est et en Asie a pris le relais des vastes programmes initiés à l'origine en Amérique du Nord et en Europe Occidentale. On constate cependant que la production électronucléaire a continué à croître de 2,1 % par an en moyenne sur la période 1989-2004, notamment grâce aux progrès réalisés sur la productivité des réacteurs existants. Ainsi, le taux d'utilisation moyen des centrales dans le monde est passé de 67% de la capacité maximum de production du parc installé en 1989 à plus de 80 % à fin 2004.

Avec une production de 2 744 TWh en 2004, en augmentation de 4,4 % par rapport à 2003, la production électronucléaire mondiale représente environ 16 % de l'électricité mondiale produite, comme l'illustre le schéma ci-dessous :

Génération Mondiale électrique 2004 par source



Source : World Nuclear Association (WNA), janvier 2005

Par ailleurs, comme le montre le tableau ci-après l'Europe est la zone géographique où la part de production nucléaire dans la production d'énergie électrique est la plus importante :

Part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité en 2004

Zones Géographiques	Production d'énergie nucléaire en 2004	Production d'énergie nucléaire / Production d'énergie électrique 2004 par zone
Europe	1267 TWh	25 %
Amériques	942 TWh	17 %
Asie-Pacifique	520 TWh	9 %
Afrique et Moyen-Orient	15 TWh	1 %

Source : AREVA d'après Nucleonics Week, Nucnet et IAEA

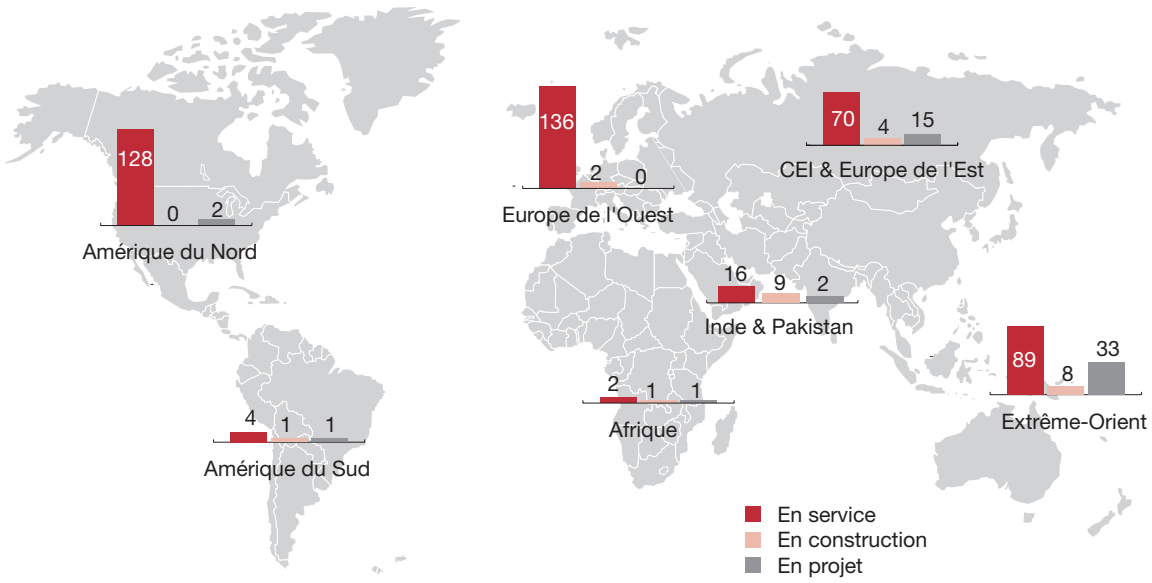
445 réacteurs représentant 387 GWe étaient en service au 31 décembre 2004 répartis dans 31 pays, parmi lesquels les principaux foyers de consommation d'énergie dans le monde. 437 réacteurs ont été exploités en 2004, représentant 379 GWe.

La base installée européenne reste prééminente (près de 50 % du parc mondial) devant l'Amérique du Nord (environ un tiers du parc).

C'est en revanche dans les pays asiatiques (Japon, Corée et maintenant la Chine) et dans une moindre mesure en CEI que se situe l'essentiel du potentiel de croissance à moyen terme (horizon 2015) du parc électronucléaire, comme illustré dans le schéma ci-dessous.

A fin 2004, 25 réacteurs sont en construction dans le monde et près d'une soixantaine sont en projet ou envisagés dans les années à venir.

Répartition des réacteurs en service, en construction et en projet dans le monde à fin 2004



Source : AREVA d'après CEA, AIE

Parmi ces réacteurs, on distingue principalement trois grandes familles :

- les réacteurs à eau légère qui représentent l'essentiel du parc mondial, se subdivisent en deux groupes, les Réacteurs à Eau sous Pression (REP ou PWR en anglais) et les Réacteurs à Eau Bouillante (REB ou BWR en anglais). Ces réacteurs représentent 361 unités en service dont 53 réacteurs russes de type VVER (REP),
- les réacteurs à eau lourde de conception canadienne (Candu) sont minoritaires avec 44 réacteurs en service en 2004,
- les réacteurs refroidis au gaz (Magnox et AGR) représentent 22 unités en service installées au Royaume-Uni.

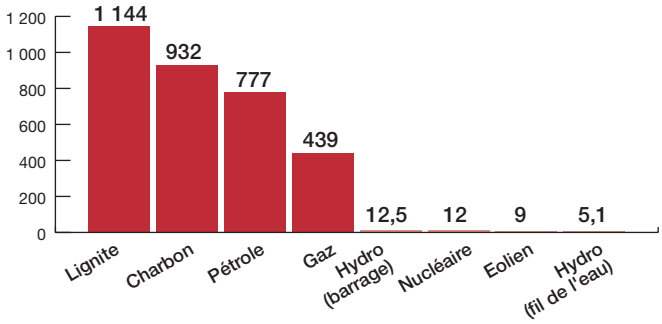
Il existe enfin d'autres types de réacteurs en service comme les réacteurs russes graphite - eau légère (type RMBK) et des réacteurs à neutrons rapides.

4.2.2.2. Contexte actuel du nucléaire

La forte croissance prévue des besoins en énergie aurait des conséquences profondes sur le changement climatique, puisqu'elle s'accompagnerait, selon l'AIE, d'une croissance de plus de 70 % des émissions en CO_2. Il s'agit là d'une des principales causes du changement climatique qui pourrait entraîner une hausse de la température de près de 1,5°C d'ici la fin du siècle selon le World Business Council for Sustainable Development (WBCSD).

Selon le rapport du Conseil Mondial de l'Energie (CME) de juillet 2004, le nucléaire est une source de production électrogène de masse qui ne génère pas d'émission significative de CO_2. Ce rapport compare (cf. diagramme ci-dessous) les émissions associées à chaque source d'énergie en tenant compte du bilan de l'ensemble de leur cycle de production, en tonnes d'équivalent CO_2 émis par unité d'électricité produite. On y distingue le partage entre énergies carbonées (lignite, charbon, fuel, gaz) et non carbonées (nucléaire, renouvelables), dans un rapport minimum de 1 à 5, voire beaucoup plus en absence de dispositif de récupération du CO_2.

Emission de CO_2 par source de production électrique

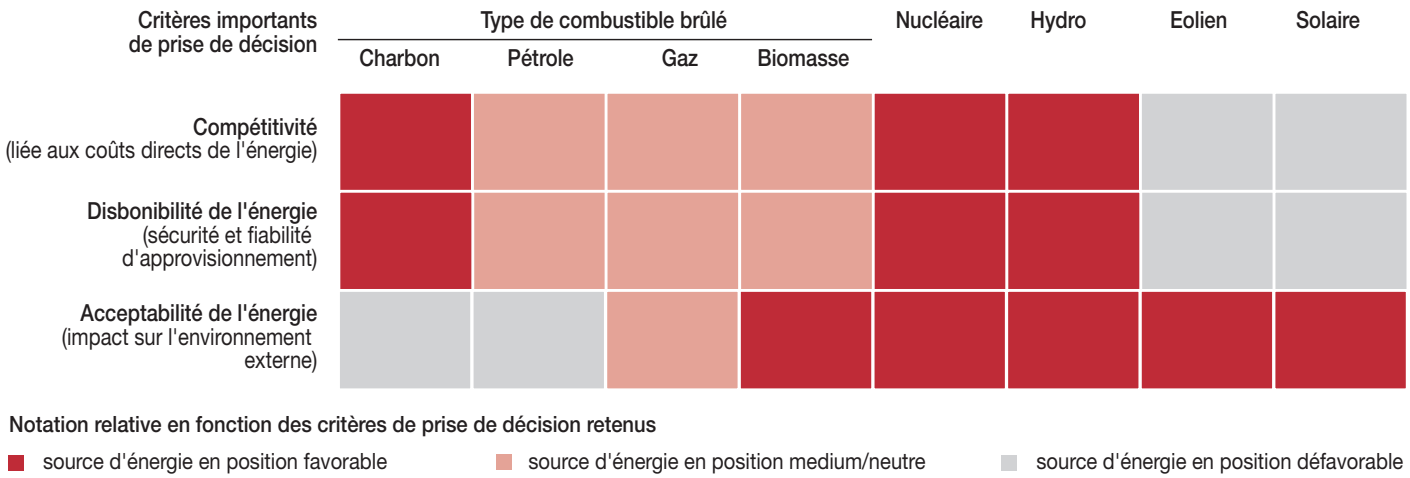


Source : AREVA d'après le Conseil Mondial de l'Energie juillet 2004 / analyse de cycle de vie de différentes sources de production d'électricité

Les pays ayant ratifié le protocole de Kyoto se sont engagés à abaisser leurs émissions de gaz à effet de serre entre 2008 et 2012 à des niveaux inférieurs à ceux de 1990. Simultanément, l'Union européenne a mis en place un système de plafonnement des émissions de CO_2 avec échanges de permis d'émission, qui a pris effet au 1er janvier 2005. Ces dispositions vont donner une valeur économique aux diminutions des rejets. Le nucléaire n'est pour l'instant pas reconnu parmi les sources d'énergie éligibles à ce système d'échange. Sa contribution efficace à la lutte contre le réchauffement climatique devrait en faire néanmoins une composante incontournable du mix énergétique.

Le rapport du CME constate aussi, comme le montre le schéma ci-après, qu'en fonction du triple critère de compétitivité (accessibilité à et disponibilité de l'énergie), de sécurité énergétique et d'impact sur l'environnement, le nucléaire apparaît avec l'hydroélectricité, comme la solution la plus avantageuse.

Comparaison des sources d'énergie pour la génération électrique

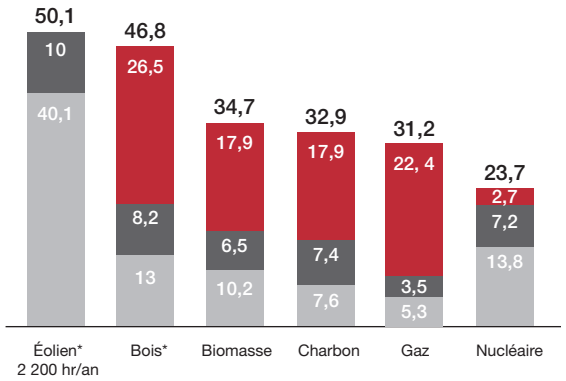


Source : Conseil Mondial de l'Energie (CME), juillet 2004

Enfin, en termes de coûts, selon une étude finlandaise réalisée en avril 2004 par l'université de technologie de Lappeenranta (Finlande) dont les conclusions sont globalement cohérentes avec l'étude de la DGEMP et de la DIDEME de juillet 2003 "coûts de référence de la production électrique", si des ressources fossiles à des niveaux durablement élevés rendent plus compétitives les autres sources d'électricité (nucléaire et énergies renouvelables comme l'illustre le graphique ci-dessous) le nucléaire présente aussi l'avantage, contrairement à ses concurrents fossiles, d'être peu sensible à une variation du prix du combustible qui représente environ 15 % du coût de production du kWh. La part de l'Unat (uranium naturel) représente quant à elle (sur la base des cours actuels) environ 5 % du coût de production du kWh.

Ainsi, selon cette étude, une hausse de 50 % du prix de l'Unat ferait passer le prix du MWh d'origine nucléaire de 23,7 euros à 24,3 euros alors qu'une hausse de 50 % du prix du gaz ou du charbon ferait passer le prix du MWh à partir de ces énergies de respectivement 31,2 euros et 32,9 euros à 42,4 euros et 41,85 euros.

Compétitivité du MWh d'origine nucléaire (en euros/MWh)



Combustible (y compris les coûts de démantèlement nucléaire)
Opération & Maintenance
Coût du capital

Hypothèses
Taux d'intérêt réel = 5,0 %
Base prix = mars 2004

** Hors subvention et exemption de taxes (éolien et bois)*

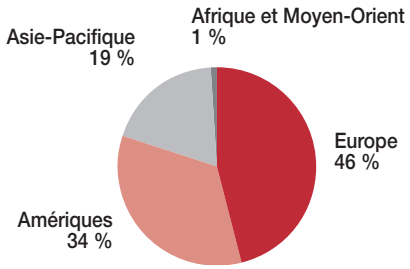
Source : Lappeenranta University of Technology, avril 2004

4.2.2.3. Les enjeux du marché du nucléaire dans les différentes régions du monde

La reconnaissance des avantages du nucléaire devrait d'abord se traduire par la modernisation, l'allongement de la durée de vie des réacteurs existants et leur optimisation pour en accroître la puissance disponible. Elle devrait également conduire à soutenir l'activité de construction de nouveaux réacteurs pour le renouvellement et l'extension de la base installée dans le monde, et constituer ainsi une source de croissance potentielle à long terme pour l'ensemble des activités du cycle nucléaire.

Le schéma ci-dessous démontre l'importance du tripode Europe, Amériques et Asie dans la répartition de la production d'énergie nucléaire en 2004 :

Répartition de la production 2004 d'énergie nucléaire par zone géographique



Le Groupe estime que les mouvements constatés sur ces dernières années témoignent de l'amorce d'une relance du nucléaire dans le monde. Sa vitesse de déploiement sera néanmoins tributaire des calendriers de prise de décisions politiques variables selon les régions :

En Europe, dans les pays où le parc nucléaire est plus récent, son renouvellement et son éventuelle extension ne sont envisageables qu'à partir de la prochaine décennie, sauf modification importante de la politique énergétique. La France a néanmoins commencé à préparer activement le remplacement de son parc en annonçant la construction d'une tête de série EPR à Flamanville. De même, la Finlande a commandé son premier EPR en 2003.

En Amérique du Nord, les électriciens ont démarré depuis 2000 l'allongement de la durée de vie du parc nucléaire, qui devrait se poursuivre jusqu'en 2015. Cette dynamique pourrait être relayée à partir de 2010 et sur la prochaine décennie, par la relance d'un programme de construction de nouvelles centrales dans le cadre de la politique " Nuclear Power 2010 " lancée par la première administration Bush.

En Asie, au-delà de la Corée, de l'Inde, du Japon et de Taiwan, la construction de centrales neuves devrait concerner prioritairement la Chine (programme 2005 – 2020) avec, dans un avenir proche une première phase d'extension de ce parc, et à terme la probable création d'une filière nationale.

Europe

En Europe, ce marché représente une capacité de production de 182 GWe avec 206 réacteurs nucléaires. En 2004, 1 267 TWh d'énergie nucléaire a été produite, en augmentation de 0,8 % par rapport à 2003. Ces chiffres sont à comparer avec une production d'électricité totale en Europe toutes sources confondues estimées à 5 060 TWh en 2004, qui augmenterait ainsi de 2,9 % par rapport à 2003.

En 2004, l'énergie nucléaire représenterait donc en moyenne 25 % de l'électricité produite, ce taux étant très variable suivant les pays. Ainsi, des pays comme la France et la Belgique sont fortement consommateurs d'énergie nucléaire qui représente respectivement environ 78 % et 55 % de l'électricité produite, tandis que la proportion en Allemagne, Finlande ou Russie est beaucoup plus réduite, avec respectivement des taux d'environ 32 %, 26 % et 16 %. Par principaux pays, les grands enjeux actuels du marché du nucléaire sont décrits ci-après.

Dans l'Union Européenne, malgré le maintien des décisions politiques de sortie du nucléaire dans certains pays, des points positifs ont été enregistrés en 2004 en matière de développement du marché du nucléaire. **En France,** à la suite du vote de la loi d'orientation sur l'énergie, EDF a choisi le site de Flamanville pour la construction d'un premier EPR. **En Belgique,** après la décision en 2003 d'abandon progressif du nucléaire, le gouvernement semble reconsidérer cette politique. Un rapport du Bureau Fédéral du Plan (2004) souligne que le pays aura besoin de prolonger la durée de vie des réacteurs, voire d'en construire de nouveaux à terme pour répondre à ses engagements de Kyoto en termes d'émission de CO_2. **En Allemagne,** malgré la loi de sortie progressive du nucléaire, les investissements de maintenance se poursuivent dans les centrales nucléaires. **En Finlande,** les travaux de construction du réacteur EPR d'Olkiluoto 3, ainsi que les travaux du site d'Onkalo de stockage en profondeur de combustibles nucléaires usés se poursuivent. C'est la première réalisation concrète d'un tel site au monde. **Au Royaume-Uni,** l'option du nucléaire reste ouverte et une nouvelle loi sur l'énergie a autorisé la création de la NDA (National Decommissioning Authority), organisme en charge de l'assainissement des sites nucléaires britanniques, dont les activités opérationnelles devraient débuter en 2005. **En Suède,** le gouvernement a confirmé la fermeture en 2005 du 2e réacteur de Barsebäck. Cette fermeture, acceptée avec quatre ans de retard, fait suite à la décision d'abandon du nucléaire prise dans les années 80. En parallèle, les investissements consacrés par les électriciens à leur outil de production et au stockage des combustibles usés se poursuivent. **En Espagne,** où le nucléaire représente 23 % de la production d'électricité, l'Etat a renoncé à son développement depuis 1997, tout en laissant l'option ouverte.

Par ailleurs, l'Union européenne intègre dix nouveaux pays, dont cinq disposent au total de 18 réacteurs nucléaires à fin 2004 : la République tchèque, la Hongrie, la Lituanie, la Slovaquie et la Slovénie. Les exigences de l'Union européenne en matière de niveau de sûreté ont nécessité soit des programmes de modernisation (auxquels les industriels occidentaux participent), soit des fermetures. Ces pays réfléchissent actuellement au renouvellement de leur capacité de production. **La Lituanie** a arrêté le premier des deux réacteurs de la centrale d'Ignalina le 31 décembre 2004, pour se conformer aux demandes de l'Union européenne en matière de sûreté (réacteur du type utilisé à Tchernobyl).
Dans le reste de l'Europe, on peut noter qu'**en Russie,** le programme de développement de l'énergie nucléaire se traduit par la mise en service fin 2004 du réacteur Kalinin 3 (VVER 1000) tandis que s'opère la réforme du secteur électrique avec la formation des premières "Gencos" (producteurs d'électricité indépendants). **En Ukraine,** les deux nouveaux réacteurs Rovno 4 et Khmelnitsky 2 ont été connectés au réseau. **La Roumanie** et **la Bulgarie** ont décidé la construction de nouveaux réacteurs nucléaires. **En Turquie,** trois réacteurs nucléaires sont envisagés à partir de 2011.

Amériques

Le marché du nucléaire en Amérique représente une capacité de production de 123 GWe avec 132 réacteurs nucléaires. En 2004, 943 TWh d'énergie nucléaire a été produite, en augmentation de 4,8 % par rapport à 2003. Ces chiffres sont à comparer avec une production d'électricité totale estimée à environ 5 650 TWh en 2004, en baisse de 0,1 % par rapport à 2003.

En 2004, sur la zone Amériques, l'énergie nucléaire a donc représenté en moyenne environ 17% de l'électricité produite, ce taux étant assez variable suivant les pays. Ainsi pour les Etats-Unis et le Canada, l'énergie nucléaire représente respectivement environ 20 % et 15 % de l'électricité produite, tandis que cette proportion n'est que d'environ 3 % au Brésil. Par principaux pays, les grands enjeux actuels du marché du nucléaire sont les suivants :

- **Aux Etats-Unis,** le renouvellement des licences des réacteurs nucléaires se poursuit pour allonger leur durée de vie à 60 ans (ainsi 30 centrales ont obtenu une extension de licence de 40 à 60 ans et 18 sont en cours d'obtention), tandis que trois consortiums ont été mis en place pour préparer une demande de licence combinée (COL) concernant la construction et l'exploitation d'un nouveau réacteur nucléaire, à l'horizon 2008/2010.

Parmi les autres faits marquants en 2004, sont à mentionner : la hausse des cours et des besoins en uranium qui entraîne une augmentation importante des recherches de prospection au Canada et aux Etats-Unis, et le report à 2005 de la demande de licence pour l'installation de stockage de combustibles usés de Yucca Mountain, en raison notamment d'incertitudes sur les règles de protection environnementale.

- **Au Canada,** les électriciens poursuivent la remise en service de leurs huit réacteurs nucléaires arrêtés en 1995 pour un programme de modernisation lourde afin de répondre à la demande croissante en électricité. Après Bruce 4 et Pickering 4 en 2003, celui de Bruce 3 a redémarré cette année. Des discussions sont également en cours sur la construction de nouveaux réacteurs en Ontario.

Asie-Pacifique

Le marché du nucléaire en Asie-Pacifique représente une capacité de production de 80 GWe avec 105 réacteurs nucléaires. En 2004, une quantité de 520 TWh d'énergie nucléaire a été produite, en augmentation de 13,3 % par rapport à 2003. Ces chiffres sont à comparer avec une production d'électricité totale estimée à environ 5 520 TWh en 2004, qui augmenterait ainsi de 9 % par rapport à 2003.
En 2004, l'énergie nucléaire représente donc en moyenne 9 % de l'électricité produite, ce taux étant assez variable suivant les pays. Ainsi, des pays comme la Corée du Sud ou le Japon sont assez consommateurs d'énergie nucléaire, qui représente respectivement environ 38 % et 28 % de l'électricité produite, tandis que la proportion en Inde et Chine est encore très réduite avec respectivement des taux d'environ 3 % et 2 %. De nombreux pays confirment et poursuivent le développement de leur programme électronucléaire. D'importants appels d'offres ont été lancés et l'on peut ainsi noter que :

- **Le Japon** a lancé son programme de redémarrage des réacteurs arrêtés en 2003, et poursuit la construction de centrales nucléaires (trois centrales en cours de construction, 13 en projet), avec notamment le lancement de la construction du nouveau réacteur de Tomari 3. De son côté, la Commission à l'Energie Atomique japonaise (AEC) s'est prononcée en faveur de la politique japonaise de traitement/recyclage du combustible usé. Cette annonce a entraîné l'accord des autorités pour un démarrage des essais à l'uranium de l'usine de traitement de Rokkasho-Mura. Le premier chargement en combustible Mox d'une centrale dans le pays est retardé d'au moins un an, à la suite d'un accident non nucléaire dans la partie conventionnelle de la centrale de Mihama.
- **La Chine** confirme le développement de l'énergie nucléaire pour satisfaire ses besoins croissants en électricité. Elle a lancé des appels d'offres pour des réacteurs et services nucléaires. La technologie retenue par les Chinois devrait servir de base au développement du programme nucléaire chinois, dont les besoins sont très importants à l'échelle du pays (32 000 MWe devant s'ajouter à l'horizon 2020 aux 8 500 MWe actuellement en exploitation ou en construction). Compte tenu de son ambitieux programme, la Chine prend des contacts dans le monde entier pour assurer son approvisionnement en uranium.
- **L'Inde** n'ayant pas signé à ce jour l'intégralité du traité de non-prolifération nucléaire, son programme nucléaire n'est pas accessible aux pays occidentaux qui en sont signataires, dont la France.

Afrique

En Afrique du Sud, seul pays producteur d'électricité nucléaire de la zone avec une consommation d'énergie nucléaire représentant environ 6 % de la consommation électrique avec les deux réacteurs de Koeberg, les besoins entraîneraient la construction ou la remise en exploitation de 2 000 à 5 000 MWe de centrales électriques d'ici 2010. D'autre part, le gouvernement confirme financièrement son soutien au projet de réacteur nucléaire à haute température PBMR (Pebble Bed Modular Reactor).

4.2.3. Contexte et enjeux régionaux de la transmission & distribution d'électricité

4.2.3.1. Contexte actuel de la transmission et distribution d'électricité

La croissance des investissements en Transmission & Distribution est principalement dictée par des considérations macro-économiques telles que l'évolution du PIB et de la consommation en électricité, notamment dans les pays émergents. Les moteurs de croissance supplémentaires sont principalement liés :

- aux effets de la dérégulation, même si celle-ci a un impact moins important, du moins à court terme, sur l'industrie T&D que sur la production d'électricité, en particulier s'agissant de nouvelles installations. Par ailleurs, cet impact varie de manière importante en fonction des pays et des caractéristiques des installations existantes ;
- à l'interconnexion entre zones de production et de consommation ;
- au remplacement des réseaux vieillissants, notamment en Europe et aux Etats-Unis ;
- au développement des énergies renouvelables.

Cependant, la pression sur les prix et le retard de certains programmes d'investissements, notamment pour des raisons de financement, viennent tempérer le potentiel de croissance.

4.2.3.2. Les enjeux du marché de la transmission & distribution d'électricité dans les différentes régions du monde

Europe

Une part significative des besoins d'investissements sur les réseaux électriques consiste à pallier le vieillissement des infrastructures existantes. A la suite de l'ouverture des marchés, le renforcement et l'interconnexion des réseaux électriques font également partie des besoins actuels.

L'Union européenne a ainsi identifié neuf projets prioritaires dont sept ont déjà été approuvés dans leur principe, en particulier le renforcement des interconnexions France-Allemagne-Benelux, de l'Italie et de l'Espagne avec leurs voisins respectifs et du rattachement de la Grande-Bretagne avec l'Europe continentale. Toutefois, le financement de ces projets n'est pas encore assuré. Enfin, un vaste projet d'interconnexion de l'ensemble des pays du bassin méditerranéen est actuellement à l'étude.

Au Royaume-Uni, le régulateur (OFGEM), souhaite investir 8 milliards d'euros pour les réseaux de distribution d'électricité dans les 5 années à venir, soit une augmentation de 48 % par rapport aux dépenses constatées en 2004. La trop faible capacité de production du pays entraîne en effet les autorités à anticiper l'éventualité de blackouts. **En France** et **en Allemagne,** l'âge des réseaux implique un renouvellement des équipements à moyen terme même si les grandes décisions d'investissements ne devraient pas être mises en œuvre dans les années à venir.

En Russie, compte tenu de l'importante vétusté du réseau électrique, le marché de remplacement pourrait devenir un marché important une fois la dérégulation électrique lancée. UES (Unified Energy System) estime que 55 milliards de dollars d'investissements sont requis d'ici à dix ans dans le secteur de l'énergie, comprenant la maintenance et la modernisation du réseau électrique.

Amériques

L'Amérique du Nord est un marché d'opportunités, où les besoins importants d'investissements de modernisation des réseaux électriques demeurent contraints par l'inadaptation du cadre réglementaire actuel. C'est avec la Chine le marché qui dispose du plus important potentiel de croissance. **Pour les Etats-Unis,** des incitations sont attendues et discutées au sein de l'"Energy Bill", qui devrait notamment préciser le cadre et les conditions de la régulation pour la rémunération des électriciens. En ce qui concerne la maintenance des systèmes de transmission, l'EPRI (Electric Power Research Institute) estime le besoin d'investissement total à 14 milliards de dollars dont 10 devraient aller aux systèmes d'automation et de sous-stations, les 4 restants étant destinés aux systèmes de contrôle, de surveillance et de communication. **Au Canada,** le grand projet de relier les réseaux électriques de l'Est et de l'Ouest du pays est en cours de discussion.

En Amérique du Sud, l'interconnexion des réseaux électriques entre les différents Etats est d'actualité. Le Pérou et l'Equateur ont débuté le projet d'interconnexion de leurs réseaux en décembre 2004. L'Uruguay discute avec le Brésil de la possibilité de construire une ligne interconnectant les deux pays.

Asie-Pacifique

La Chine offre le plus important potentiel de croissance pour l'ensemble des segments du marché de T&D. Selon l'AIE, sur les 5 600 milliards de dollars investis dans la T&D à horizon 2030, 66 % des montants seront investis hors OCDE, la Chine étant le principal contributeur avec 22 % du total des dépenses en T&D. Entre 1995 et 2003, la Chine a investi dans son réseau électrique un montant égal à 40 % du montant total investi dans le secteur de l'énergie électrique dans ce pays. La lenteur de développement du réseau pose maintenant de sérieux problèmes à ce pays pour répondre à la demande croissante d'énergie de sa population. Pour acheminer une production d'électricité en constante augmentation, des investissements significatifs en matière d'infrastructures et interconnexions entre régions seront nécessaires afin d'assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement électrique.

L'Inde est un marché émergent pour la transmission et la distribution, dont les besoins dans les domaines de la distribution secondaire et les systèmes haute tension devraient s'accroître. Le besoin de relier les zones rurales est réel. De plus, un plan de réduction de 19 000 MW de pertes de transmission est lancé pour les trois prochaines années.

Afrique et Moyen-Orient

En Afrique, le dernier plan envisagé et soutenu par le Nepad (the New Partnership for Africa's Development) est de constituer un réseau continental reliant l'Afrique du Sud et l'Egypte.

Au Moyen-Orient, les forts niveaux d'investissements en moyenne tension sont appelés à décroître, tandis que de grands projets de transport (interconnexions dans le golfe Persique) se mettent en place.

Les Etats du Golfe se sont mis d'accord pour un grand projet d'interconnexion dont la première phase consistera à relier le Koweït, l'Arabie Saoudite, le Bahrayn et le Qatar, puis Oman aux Emirats arabes dans une seconde phase.

4.3. Les métiers de l'énergie du groupe AREVA

4.3.1. Le nucléaire dans le groupe AREVA

4.3.1.1. Les notions indispensables pour comprendre les activités nucléaires du Groupe

Fission et réaction en chaîne : les mécanismes fondamentaux de l'énergie nucléaire

La fission et la réaction en chaîne sont deux phénomènes provoqués et valorisés dans le cœur des centrales nucléaires. Ils y produisent de l'énergie sous forme de chaleur.

Toute matière est formée d'atomes. Tous les atomes sont structurés de la même façon : l'essentiel de la masse est concentré dans le noyau central formé de neutrons et de protons, l'essentiel du volume est occupé par les électrons qui gravitent autour de ce noyau. Les protons et les électrons sont porteurs de charges électriques. Chaque proton est porteur d'une charge positive, chaque électron d'une charge négative. Les neutrons ne sont pas électriquement chargés. Dans chaque atome, il y a autant de protons que d'électrons, ainsi, l'atome est électriquement neutre. Par exemple, l'atome d'oxygène est formé de 8 électrons qui gravitent autour d'un noyau formé de 8 protons et de 8 neutrons. Celui de l'uranium 238 est formé de 92 électrons, 92 protons et 146 neutrons.

Un élément chimique peut présenter des variations quant au nombre de neutrons qui composent le noyau de ses atomes. On dit alors qu'il existe plusieurs isotopes de cet élément. L'uranium 238 et l'uranium 235 sont les deux isotopes les plus abondants de l'uranium. A l'état naturel, l'uranium 238 est aujourd'hui associé en proportion constante à 0,7 % d'uranium 235. Le noyau de ce dernier comporte 92 protons, mais seulement 143 neutrons contre 146 pour l'uranium 238.

L'uranium 235 est un élément naturel aux propriétés uniques. L'atome d'uranium 235 est peu abondant dans l'uranium naturel (0,7 %), mais il est le seul élément à posséder une très grande réactivité aux neutrons quand ils sont lents. Sous l'impact d'un neutron, l'atome se divise en deux atomes plus petits, en expulsant des neutrons et en libérant de l'énergie : c'est le phénomène de fission.

La fission est une réaction qui produit une grande quantité d'énergie. Chacun des neutrons expulsés lors de la fission d'un atome d'uranium 235 peut percuter un autre atome, donc provoquer sa fission avec un nouveau dégagement d'énergie et l'expulsion de neutrons qui vont à leur tour percuter d'autres atomes : c'est la "réaction en chaîne". Grâce à sa réactivité neutronique, l'uranium 235 peut entretenir la réaction en chaîne, même lorsqu'il est en faible proportion. Cette réaction se transmet à très grande vitesse d'un atome à l'autre et permet ainsi d'obtenir une énergie additionnée considérable : la réaction de fission d'un kilo d'uranium enrichi peut fournir autant d'énergie que la combustion de dix tonnes de pétrole.

Ces deux phénomènes - fission nucléaire et réaction en chaîne - sont exploités dans un réacteur de centrale nucléaire. Dans le réacteur à eau, l'uranium est légèrement enrichi en uranium 235 (environ 4 %). L'énergie libérée par ce combustible lors de la fission va être récupérée sous forme de chaleur puis transformée en électricité par un cycle à vapeur d'eau.

Des centrales nucléaires pour valoriser l'énergie de fission

Une centrale nucléaire est une usine de production d'électricité qui comprend un ou plusieurs réacteurs. Elle se compose, comme toute centrale thermique conventionnelle, d'une chaudière qui transforme l'eau en vapeur. C'est la force motrice de cette vapeur qui actionne une turbine qui, à son tour, entraîne un alternateur pour produire de l'électricité.
Dans les centrales nucléaires, la seule partie où se manifeste la radioactivité est la chaudière qu'on appelle "réacteur".
Ce réacteur est confiné dans un solide bâtiment étanche répondant aux contraintes de la sûreté nucléaire. Le phénomène de fission mis en œuvre dans le cœur du réacteur, son entretien, son contrôle et son refroidissement nécessitent trois composants principaux : le combustible, le modérateur et le fluide caloporteur. La combinaison de ces trois composants détermine les différentes sortes de réacteurs ou les différentes filières. Plusieurs combinaisons ont été testées, mais seules quelques-unes ont passé le cap de l'installation prototype pour atteindre le stade de l'exploitation industrielle.

Une source chaude... et une source froide

Une centrale nucléaire, comme toutes les autres centrales, possède une "source chaude" (la chaudière nucléaire avec ses échangeurs de chaleur) et une "source froide" destinée à évacuer la chaleur dégagée. C'est la raison pour laquelle les centrales sont généralement construites en bord de mer ou de rivière, car l'eau est utilisée pour refroidir la vapeur. De nombreuses centrales sont également équipées de tours de réfrigération - ou aéroréfrigérantes - dans lesquelles de l'eau envoyée en pluie s'évapore et disperse ainsi la chaleur résiduelle.

Modérateur et fluide caloporteur

Lors de la fission, les neutrons sont libérés à une vitesse très élevée. En les ralentissant par choc sur des atomes légers, ils réagissent beaucoup plus avec les atomes d'uranium 235. Cette propriété est exploitée dans les réacteurs dits "à neutrons

thermiques" (lents) : elle réduit l'enrichissement en uranium 235 nécessaire pour la réaction en chaîne. Dans les réacteurs à eau, le matériau ralentisseur (modérateur) qu'est l'eau est également le fluide transporteur de la chaleur (caloporteur).

La filière à eau légère : la majorité de la puissance installée dans le monde

Dans les REP, le combustible est de l'uranium faiblement enrichi et l'eau est à la fois le modérateur et le fluide caloporteur.

L'eau sous pression du circuit primaire baigne le cœur du réacteur. Elle est chauffée par les réactions de fission et transmet sa chaleur par des échangeurs dans lesquels l'eau d'un circuit secondaire se transforme en vapeur. Le cœur et les générateurs de vapeur associés forment la chaudière nucléaire. Le circuit primaire et le circuit secondaire, dont la vapeur fait tourner le turboalternateur, sont séparés, renforçant ainsi la sûreté du système.

Les réacteurs de type REP possèdent une triple barrière empêchant la dispersion des produits de fission radioactifs : les tubes métalliques qui contiennent le combustible proprement dit, le circuit d'eau primaire isolé du circuit secondaire, et enfin l'ensemble de la chaudière nucléaire est enfermé dans une enceinte en béton capable de confiner les produits dangereux en cas de fuite. Les réacteurs REP équipent aujourd'hui l'intégralité du parc nucléaire français et la majorité du parc mondial.

Les REB sont globalement comparables aux REP, la différence fondamentale vient du fait que l'eau bout au contact du combustible et que les circuits d'eau primaires et secondaires ne sont pas séparés.

4.3.1.2. Les activités du nucléaire

A travers ses pôles **Amont**, **Aval** et **Réacteurs et Services**, le groupe AREVA est le seul acteur présent sur l'ensemble du cycle du nucléaire.

En **Amont** du cycle, il fournit le minerai d'uranium, le convertit et l'enrichit afin de pouvoir fabriquer les assemblages des combustibles qui alimentent le cœur du réacteur.

Dans son Pôle **Réacteurs et Services**, le Groupe maîtrise l'ensemble des technologies nécessaires à la conception, à la réalisation, ainsi qu'à la maintenance et à l'amélioration continue des performances des réacteurs. Son marché est principalement centré sur les réacteurs de type REP et REB.

En **Aval** du cycle, AREVA est le spécialiste de la gestion du combustible usé et en particulier du traitement de ce dernier, dont il extrait les matières valorisables afin de les recycler en combustible Mox utilisable dans les réacteurs REP et REB.

Le Pôle **Amont** est, en particulier, chargé :
- de la recherche, de l'extraction et de la concentration du minerai d'uranium,
- des services de conversion en Hexafluorure d'Uranium (UF_6),
- de l'enrichissement d'uranium,
- de la conception et de la fabrication du combustible nucléaire.

Le Pôle **Réacteurs et Services** est, en particulier, chargé :
- de la conception, de la réalisation et de la modernisation de centrales nucléaires,
- de la fourniture d'équipements aux centrales nucléaires,
- de la fourniture de prestations de services nucléaires notamment lors des périodes d'arrêt de tranches.

Le Pôle **Aval** est, en particulier, chargé :
- du traitement des combustibles usés, en vue de la récupération des matières valorisables et de leur recyclage sous forme de combustible Mox ou UO_2 destinés aux réacteurs nucléaires,
- de la conception et de la fabrication d'emballages pour le transport et l'entreposage de matières nucléaires,
- du transport des matières et de la logistique.

Ainsi le Groupe :
- vend de l'uranium à ses clients électriciens,
- fournit des services de transformation pour produire du combustible, conçoit et fabrique les assemblages combustibles,
- agit comme concepteur et réalisateur des constructions de centrales et d'opérations d'extension de vie,
- propose des prestations d'ingénierie, des équipements et des services permettant d'optimiser la performance des centrales et,
- recycle les combustibles usés des clients pour en extraire les matières valorisables et/ou les traite pour assurer le stockage des déchets nucléaires dans les meilleures conditions de sécurité.

En revanche, le Groupe n'est, de manière générale, pas propriétaire de l'uranium faisant l'objet de la transformation, des déchets ultimes issus du traitement des combustibles usés des clients ou de centrales nucléaires de production commerciale d'électricité. Enfin, le Groupe n'est pas exploitant de centrales nucléaires de puissance.

Les positions concurrentielles d'AREVA

Par la spécificité des procédés mis en œuvre, chacune des étapes du cycle nucléaire constitue une industrie à part entière, avec ses technologies et son modèle économique propre. Le groupe AREVA a développé un savoir-faire qui le place au meilleur niveau mondial et a adopté une organisation industrielle cohérente avec ces différents secteurs d'activité. AREVA est leader mondial du nucléaire civil comme le montre le tableau ci-après.

Ordres de grandeur des positions concurrentielles estimées par AREVA au niveau mondial en 2003 - 2004

		2003 Market	Cameco*	Urenco	Usec	AREVA	BNFL Westinghouse	Minatom Group	General Electric*	Other
FRONT END	Minning/Natural uranium	70,000 t	20%			20%		10%		50%
FRONT END	Conversion/chemistry	55,000 t	20%			25%	5% *(shot down in 2006)*	20%		30%
FRONT END	Enrichment	37.5 MUTS**		20%	30%***	25%	*BNFL shareholder of Urenco*	20%****		5%
FRONT END	Natural Uranium fuel (UO2)	6,500 t				35%	25%	10%	15%	15%
	Reactors & Services	350 GWe				25%	15%	15%	10%	35%
BACK END	Reprocessing (t. processed)	1,500 t				75%	15%	10%		*JNFL in time*
BACK END	Recycling & MOX	150 t				90%	*BNFL/SMP a/c 2004*			*10% JNFL in time*

** Listed companies. ** Separative Work Units. *** Including half purchased from Minatom (HEU). **** Plus the 15% sold to USEC (HEU).*

Source AREVA : chiffres établis sur la base des données moyennes des trois derniers exercices.

4.3.2. Les activités de transmission & distribution d'électricité du Groupe

4.3.2.1. Notions indispensables pour comprendre les activités de T&D

L'électricité est produite à des tensions relativement basses (10 000 à 25 000 volts) par le générateur. Avant de transmettre l'électricité, la tension est augmentée. La transmission par lignes haute tension (230 000 à 765 000 volts) limite en effet les pertes dues à l'échauffement et permet d'acheminer l'électricité sur de longues distances à moindre coût.

Les lignes de transport, reliées à des stations et à des sous-stations, forment le réseau électrique. L'électricité se déplace dans ce réseau selon la règle physique du "chemin le plus court" (le moins résistant), comme l'eau coulerait à travers un réseau de canaux. Après son passage dans une sous-station, l'électricité circule dans le réseau de distribution, en moyenne tension. Enfin, pour que l'électricité puisse être consommée par l'utilisateur final, la tension est abaissée à 120 ou 240 volts par une dernière sous-station.

Par ailleurs, la dérégulation du marché de l'électricité nécessite de développer l'interconnexion entre les réseaux des différents opérateurs afin d'assurer le transport de l'électricité entre les pays.

4.3.2.2. Les métiers de la transmission & distribution

La transmission et la distribution d'électricité regroupent les activités de fourniture des produits, des systèmes et des services pour la transmission et la distribution d'électricité afin de réguler, couper, transformer et orienter le flux d'électricité dans les réseaux électriques depuis la centrale jusqu'à l'utilisateur final. Les produits et solutions du Pôle **T&D** jouent un rôle primordial dans la fiabilité, la qualité et la sécurité des réseaux électriques.

Le Pôle **T&D** conçoit, fabrique et installe des gammes complètes de produits utilisés à tous les stades de la transmission et de la distribution d'électricité. Le Pôle **T&D** est le numéro trois mondial du secteur, et le numéro deux auprès des clients électriciens.

Le Pôle **T&D** fournit des équipements, des systèmes, des logiciels et des services dédiés :

- à la transmission d'électricité haute tension : appareillages conventionnels, postes blindés, transformateurs de mesures et transformateurs de puissance ;
- à la distribution moyenne tension : sous-station de transformation compactes, transformateurs de distribution, disjoncteurs, cellules de démarrage moteur et parafoudre ;
- à la protection et aux contrôles des sous-stations ;
- et à la gestion des réseaux.

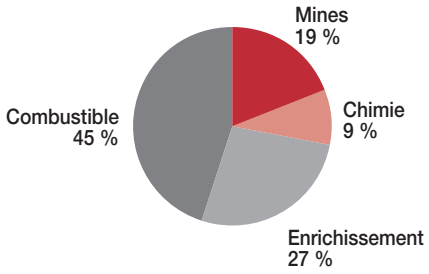
Le Pôle propose principalement ses produits, systèmes et services aux compagnies d'électricité, mais aussi aux acteurs des marchés de l'industrie pétrolière, des mines et métaux, de l'énergie éolienne, du papier et du verre, des transports et de l'électronique de puissance.

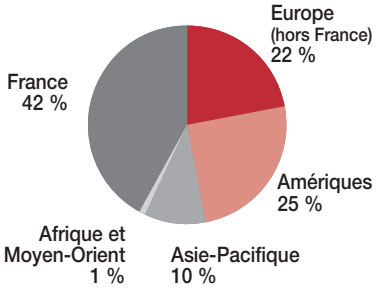
4.4. Pôle Amont

Chiffres clés

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Chiffre d'affaires	2 524	2 683	2 562
Résultat opérationnel	314	316	319
Effectif en fin d'année	10 952 personnes	9 719 personnes	9 536 personnes

Répartition du chiffre d'affaires 2004 par Business Unit et par zone géographique





Présentation générale

En 2004, le Pôle **Amont** représente 23 % du chiffre d'affaires du groupe AREVA et regroupe l'ensemble des métiers qui se situent en amont de la production électrique d'origine nucléaire :

- recherche, extraction et concentration du minerai d'uranium par la Business Unit Mines,
- services de conversion en Hexafluorure d'Uranium (UF_6) par la Business Unit Chimie,
- enrichissement d'uranium par la Business Unit Enrichissement,
- conception et fabrication du combustible nucléaire par la Business Unit Combustible.

AREVA est le seul groupe mondial présent sur l'ensemble de la chaîne du combustible nucléaire, ce qui lui confère un atout concurrentiel indéniable en lui permettant de fournir à ses clients des solutions globales, réalisant ainsi des synergies entre les différentes Business Units. AREVA estime qu'elle se positionne comme le numéro un mondial de l'amont du cycle nucléaire.

Dans la Mine, AREVA est le deuxième producteur minier mondial d'uranium (cf. section 4.4.1.3.) avec une part de marché d'environ 20 %, soit 12 470 tonnes vendues et une production en 2004 de 6 125 tU. Le Groupe dispose d'un portefeuille minier diversifié de premier plan en exploitation (Canada, Kazakhstan et Niger) ou en développement (essentiellement Cigar Lake au Canada). Avec environ 142 000 tonnes de réserves, le Groupe dispose de l'équivalent de vingt fois sa production 2004. Par ailleurs, AREVA bénéficie d'une forte visibilité sur cette activité grâce à des contrats long terme.

Dans la Chimie, AREVA est le premier fournisseur de services de conversion avec environ 25 % de part de marché mondiale et une position très forte sur le marché européen.

Dans l'Enrichissement, AREVA est un des leaders mondiaux des services d'enrichissement avec environ 25 % des capacités mondiales disponibles. Par ailleurs, le Groupe devrait profiter de nouvelles opportunités grâce à la mise en oeuvre de la technologie de centrifugation dont l'utilisation est prévue dans la future usine Georges Besse II.

Dans le Combustible, AREVA occupe la place de leader mondial en assurant environ 35 % des besoins mondiaux en combustibles et 40 % pour les réacteurs de type REB et REP occidentaux.

Le Groupe dispose de l'expertise technologique qu'exigent ces activités afin de garantir une qualité irréprochable des produits aux électriciens mondiaux.

Dans cette chaîne d'activités, les clients sont propriétaires des matières. Ils achètent à AREVA les concentrés d'uranium, qui font ensuite l'objet de transformations industrielles jusqu'au stade de l'assemblage du combustible.

Le Groupe exploite des mines et des implantations industrielles en Europe, en Amérique du Nord, en Asie, en Australie et en Afrique. Ses clients sont les principaux exploitants de centrales nucléaires de production électrique (les électriciens), avec qui les contrats sont généralement signés sur des périodes de plusieurs années pour des raisons de sécurité d'approvisionnement, et les exploitants de centres de recherche.

Ce Pôle sert en grande majorité le marché des réacteurs à eau légère, soit un marché potentiel d'environ 350 réacteurs. Le fonctionnement de ce parc de réacteurs à eau légère nécessite la fourniture de l'ordre de 6 000 à 7 000 tonnes par an de combustible à l'uranium enrichi. La production de cet uranium enrichi induit une consommation d'uranium naturel équivalente à environ 68 000 tonnes par an, et la fourniture annuelle de l'ordre de 38 millions d'Unités de Travail de Séparation

(UTS – cf. lexique), nécessaires à l'enrichissement de l'uranium. **Enfin, le modèle économique du pôle se caractérise par des processus industriels capitalistiques nécessitant des investissements importants et à long terme, et générant de fortes barrières à l'entrée.** Dans ce contexte, les relations commerciales tendent à s'adosser le plus possible à des contrats à moyen et long termes (cinq ans en moyenne). Ce modèle économique lui permet d'avoir une bonne visibilité sur le carnet de commandes qui s'établit, pour l'ensemble du Pôle à fin 2004, à 7 158 millions d'euros (soit environ trois années de chiffre d'affaires) avec une faible sensibilité, à court et moyen termes, aux variations des cours de l'uranium naturel, de l'enrichissement ou de celui de la conversion.

Stratégie et perspectives

Le Pôle Amont entend consolider ses avantages stratégiques en développant ses ressources minières, en optimisant et remplaçant ses installations industrielles et en rationalisant son offre de combustible.

Le marché de l'uranium naturel est marqué depuis plus de 15 ans par un déséquilibre entre la production d'uranium directement issu des mines et la demande. Ce déséquilibre est compensé par l'utilisation des ressources dites secondaires. Ces ressources secondaires proviennent des stocks stratégiques constitués par les électriciens dans les années 80, de l'arrivée de matières en provenance des stocks de l'ex-bloc soviétique à partir de la fin des années 90, et de la mise sur le marché civil de la composante d'uranium naturel en provenance de la dilution de l'uranium hautement enrichi highly enriched uranium (HEU) issu du démantèlement de l'arsenal militaire russe.

L'accord Megatons to Megawatts signé entre les Etats-Unis et la Russie le 18 février 1993 est le premier accord de non-prolifération conclu sur une base commerciale. Pendant 20 ans, soit jusqu'en 2013, la Russie s'engage à convertir en uranium faiblement enrichi à usage civil 500 tonnes de HEU au total, issu du démantèlement des têtes de ses armes nucléaires. Cette transformation se fait en Russie par un procédé de dilution. La composante UTS du HEU ainsi récupérée, qui représente actuellement de l'ordre de 5,5 M d'UTS par an, fait l'objet d'un contrat commercial avec l'enrichisseur américain USEC, qui est l'agent exclusif pour la commercialisation de cette composante. La composante d'uranium naturel, qui représente en moyenne de l'ordre de 9 000 tonnes d'uranium naturel par an, fait l'objet d'un contrat commercial entre les Russes et un consortium auquel AREVA participe aux côtés de Cameco et de RWE Nukem. La part d'AREVA est en moyenne de l'ordre de 2 600 tonnes d'uranium naturel par an. Ces contrats courent jusqu'en 2013.

Le tarissement progressif des ressources secondaires a deux effets principaux :

- Il induit une tension notable sur les prix spots de l'uranium naturel (le prix spot en dollars américains a doublé entre fin 2002 et fin 2004), et par voie de conséquence sur les tarifs négociés entre les fournisseurs et les électriciens lors des négociations de nouveaux contrats à moyen et long termes.
- Il implique que les principaux opérateurs, dont AREVA, poursuivent leurs efforts de prospection d'une part, et d'augmentation de leur capacité d'extraction d'uranium d'autre part. Cela permettra de substituer le moment venu (au début de la prochaine décennie) des ressources primaires aux ressources secondaires manquantes. Dans ce contexte, AREVA dispose d'importants atouts constitués par les droits d'exploitation miniers dans trois zones clés que sont le Canada, le Niger et le Kazakhstan et bénéficiera notamment du démarrage de production des sites de Katco (Kazakhstan) et de Cigar Lake (Canada). Après leur montée en puissance entre 2006 et 2010, ces deux gisements devraient apporter à AREVA un accès à 4 000 tonnes d'uranium par an.

Le marché de l'enrichissement est organisé autour d'un faible nombre d'acteurs internationaux (Etats-Unis, Europe et Russie). La demande est durable, et en croissance modérée, au rythme de l'augmentation de la puissance installée. L'outil industriel du Groupe, l'usine Georges-Besse, a été conçu initialement pour une durée d'exploitation de 20 ans. Cette usine fonctionne depuis 1979 dans de bonnes conditions techniques. Grâce aux investissements de maintenance et de modernisation réalisés de façon régulière, la pérennité technique de l'usine est assurée jusqu'au début de la prochaine décennie mais reste incertaine au-delà de cet horizon. De plus, le prix de l'électricité (correspondant à 60 % environ du prix de revient de l'enrichissement par diffusion gazeuse) pourrait constituer un enjeu à terme.

Ainsi, pour faire face à ces contraintes techniques et économiques, AREVA a prévu l'arrêt de l'activité de cette usine au début de la prochaine décennie et son remplacement par une nouvelle installation. AREVA prévoit l'utilisation de la technologie d'enrichissement par centrifugation éprouvée industriellement et économiquement (voir la section 4.4.3.3.), dans l'usine Georges-Besse II, dont la réalisation nécessitera un investissement (y compris le coût d'accès à la technologie) d'environ trois milliards d'euros sur la période 2006 - 2018 pour une puissance de 7,5 MUTS et qui suppose la mise en œuvre de l'accord conclu avec Urenco (voir la section 4.14.3.1.).

L'industrie de la fabrication du combustible est marquée par de fortes barrières à l'entrée, liées à l'importance et à la variabilité des spécifications techniques maîtrisées par les seuls

concepteurs de réacteurs. Il n'en reste pas moins un marché fortement concurrentiel compte tenu des capacités de production mondiales excédentaires. La croissance du marché est essentiellement liée à l'évolution du parc installé, minorée par l'effet des performances accrues du combustible. Dans ce contexte, le Groupe entend poursuivre ses efforts de productivité en optimisant le fonctionnement de ses sites et en standardisant son offre de produits.

Sur l'amont du cycle, les grands concurrents d'AREVA (Cameco pour les activités mines et chimie, Urenco et USEC pour l'activité enrichissement et BNFL-Westinghouse sur les activités Chimie, Enrichissement et Combustible) sont seulement présents sur une partie du cycle. Le russe FAAE (ex-Minatom) est le seul concurrent susceptible de proposer des prestations sur l'ensemble des métiers du cycle amont, même si son positionnement concurrentiel est différent de celui d'AREVA, notamment en raison de son marché d'origine. Ainsi, AREVA dispose d'une position de référence au niveau mondial dans la chaîne de fabrication du combustible nucléaire.

4.4.1. Business Unit Mines

4.4.1.1. Chiffres clés

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Chiffre d'affaires	475	443	536
Effectif en fin d'année	2 390 personnes	1 545 personnes	1 565 personnes

4.4.1.2. Métiers

Les quatre principales activités de la Business Unit Mines, outre l'activité de Trading (cf. lexique) sont l'exploration, l'extraction et le traitement des minerais, ainsi que le réaménagement des sites du Groupe après exploitation. Les effectifs sont principalement localisés en Afrique, en Amérique du Nord et en Europe. Des équipes sont également présentes en Australie (production d'or et exploration d'uranium) et au Kazakhstan (construction d'usine et forages pour exploitation par lixiviation in situ (cf. lexique).

Les activités minières du Groupe concernent principalement l'uranium, métal relativement abondant dans la croûte terrestre, qui contient à l'état naturel trois isotopes principaux : l'U238, non fissile pour plus de 99 %, l'U235, fissile pour 0,7 %, et l'U234, en très faible proportion.

AREVA est également producteur d'or. L'or a été, dans les années 80, une diversification réussie qui a permis de maintenir un pôle de savoir-faire en période de dépression du marché de l'uranium, à cause notamment de la découverte de gros gisements. Les équipes ont non seulement profité des similitudes des contextes géologiques, des techniques d'exploitation et de traitement mais aussi de la facilité à commercialiser ce métal sur le marché.

Les activités minières de la Business Unit se développent sur des cycles particulièrement longs, nécessitant des investissements importants pendant plusieurs années avant que ne débute l'exploitation proprement dite de la mine, lorsque les premières livraisons d'uranium sont réalisées et les premiers revenus versés. Les cash-flows augmentent ensuite avant de décliner à nouveau dans les dernières années d'exploitation. La détection des indices minéralisés de surface par géophysique (radiométrie) aérienne, rendue possible grâce aux rayonnements émis par les roches uranifères, la géochimie et l'étude géologique au sol sont les premières étapes de l'exploration. Viennent ensuite les travaux de sondage, qui permettent une première estimation des ressources du gisement.

Après confirmation de l'intérêt des découvertes, la maille de sondage est resserrée pour affiner l'évaluation des ressources et vérifier leur exploitabilité technique et économique (réserves). Ces opérations, en général soumises à des permis de recherche, donnant accès ultérieurement à des titres d'exploitation, se déroulent sur 10 à 15 ans en moyenne, pour un coût moyen estimé à 50 millions d'euros par gisement sur l'ensemble de la période. Le budget d'exploration uranium d'AREVA s'élève à environ 13 millions d'euros en 2004.

Après construction, le cas échéant, de l'usine de traitement des minerais associée à la mine, l'exploitation se déroule sur des périodes de 10 à 50 ans en moyenne. Les mines souterraines ou à ciel ouvert sont exploitées pour extraire le minerai d'uranium. Après extraction, le minerai est broyé et l'uranium est extrait par des solutions acides. La solution obtenue est précipitée pour obtenir après séchage un concentré d'uranium (le "Yellow Cake"), qui est conditionné pour l'expédition vers les usines de conversion choisies par les clients.

Par ailleurs, le réaménagement des sites miniers exploités par le Groupe est une activité importante mettant en œuvre des techniques de génie civil et minier spécifiques et faisant appel à l'ensemble des disciplines des sciences de la vie et de la terre.

Depuis l'origine des activités minières du Groupe, plus de 300 millions d'euros au total ont été engagés pour le démantèlement des installations et le réaménagement des sites d'une dizaine de secteurs miniers en France, au Gabon, aux Etats-Unis et au Canada. Au terme des travaux de réaménagements, les terrains sont revégétalisés et mis sous surveillance radiologique sur de longues périodes (dix ans en France). Les stockages de "résidus miniers" issus de l'usine de traitement sont, en France, répertoriés par l'Andra (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs). Ils demeurent sous la responsabilité de COGEMA et font l'objet d'un suivi environnemental et radiologique spécifique.

La Business Unit Mines requiert des efforts constants de recherche, qui, en 2004, ont plus particulièrement porté sur des thèmes liés à la genèse des gisements ainsi qu'à l'amélioration des méthodes d'exploitation et des procédés de traitement. En 2004, les dépenses de R&D et d'exploration ont représenté 16 millions d'euros soit 3 % du chiffre d'affaires de la Business Unit.

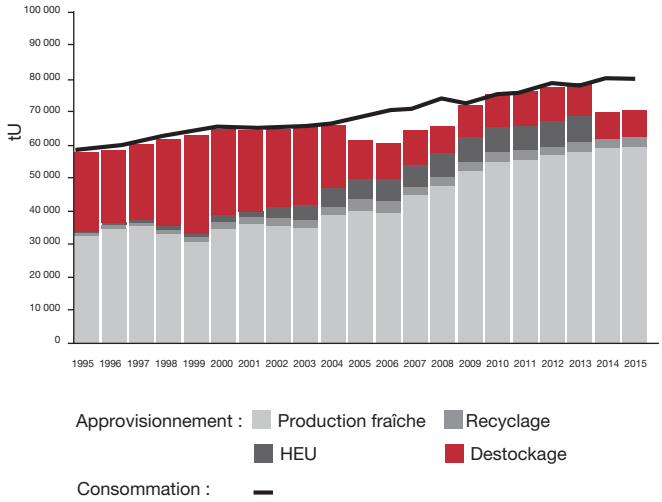
4.4.1.3. Marché et positionnement concurrentiel

La demande du parc mondial de réacteurs s'établit à environ 70 000 tonnes en 2004 (demande "brute" exprimée en équivalent uranium naturel). Elle est en légère croissance depuis cinq ans. Cette hausse est due essentiellement à l'augmentation des facteurs de charge, à quelques nouveaux réacteurs mis sur le réseau et à un nombre croissant de réacteurs existants dont la puissance a été augmentée.

La production mondiale couvre un peu plus de la moitié de la demande en uranium. Le marché de l'uranium se caractérise donc par un déséquilibre entre la demande et la production : depuis le début des années 90, plus de 40 % des besoins sont couverts par des ressources dites secondaires (déstockage d'électriciens ou d'industriels du cycle du combustible, matières issues de la dilution du HEU, utilisation des combustibles Mox (Cf. lexique) et de l'uranium issu du traitement.

L'épuisement des stocks excédentaires des électriciens et les signes récents très clairs du tarissement des stocks d'uranium d'origine russe engendreront vraisemblablement dans les prochaines années un déséquilibre entre ressources et demande au profit de cette dernière comme l'illustre le graphique ci-dessous.

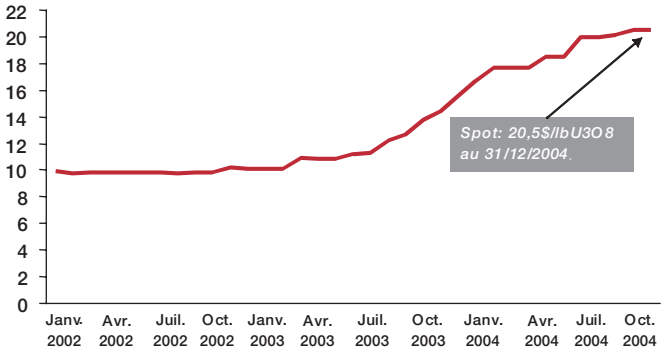
Consommation et approvisionnement du monde



Source : AREVA.

Ces deux facteurs devraient contribuer à confirmer la hausse des prix de l'uranium constatée depuis 2003, comme l'illustre la courbe ci-dessous. La production devrait donc progressivement croître, mais les possibilités d'augmentation à court terme sont limitées.

Evolution récente des indices prix spots de l'uranium (USD)



Source : Trade Tech Ux

Géographiquement, la production mondiale d'uranium, estimée à 40 000 tU pour 2004 est pour près de la moitié localisée au Canada et en Australie, devant l'Asie centrale (y compris la Russie) et le continent africain, comme indiqué dans le tableau ci-après.

Estimation de la production mondiale d'uranium en 2004 par pays (40 000 tU)

Classement par production

Pays	Production estimée 2004	Environ %
Canada	11 600	29 %
Australie	8 800	22 %
Niger	3 280	8 %
Russie	3 280	8 %
Kazakhstan	3 100	8 %
Namibie	3 040	8 %
Ouzbékistan	2 000	5 %
Ukraine	1 000	2 %
Etats-Unis	890	2 %
République d'Afrique du Sud	750	2 %
Autres	2 260	6 %
Total	**40 000**	**100%**

Source : AREVA

Classement par producteurs

Producteur	Productions estimées 2004	Environ %
Cameco	7 910	20 %
AREVA	6 125	15 %*
ERA/ Rio Tinto[1]	4 360	11 %
WMC/ODM	3 740	9 %
TVEL Russie	3 280	8 %
Kazatomprom	3 100	8 %
Rössing/ Rio Tinto[1]	3 040	8 %
Total top 7 / production mondiale	**31 555**	**79 %**
Autres	8 445	21 %
Production mondiale	**40 000**	**100 %**

** Cette production de 15 % et les ressources secondaires d'AREVA participent à la part de marché globale de 20 % indiquée à la section 4.3.1.2.*

[1] Les mines de ERA et Rössing sont exploitées par Rio Tinto mais gérées séparément et non consolidées.

Source : AREVA

En 2004, AREVA figure avec Cameco et Rio Tinto dans le groupe des trois premiers producteurs mondiaux de concentrés d'uranium, chacun représentant entre 10 % et 20 % de la production mondiale d'uranium. Ensemble, les sept premiers acteurs mondiaux totalisent environ 80 % de la production mondiale. AREVA peut se prévaloir, du point de vue concurrentiel, de disposer aujourd'hui d'un portefeuille minier structuré et diversifié (par sa présence dans trois des quatre grandes régions minières du monde). Ces éléments permettent à ses clients de sécuriser leurs approvisionnements dans le cadre de contrats long terme.

Par ailleurs, le coût de développement de nouveaux projets, ainsi que la durée nécessaire avant leur entrée en production, constituent une barrière à l'entrée importante, qui limite le risque d'émergence de nouveaux acteurs sur ce marché. Dans ces conditions, AREVA est dans une position privilégiée qui devrait lui permettre de contribuer à satisfaire l'augmentation de la demande d'uranium dans les années à venir.

4.4.1.4. Ressources, réserves et localisation des productions

Uranium

Les réserves minérales[1] dans les gisements accessibles au Groupe (environ 142 000 tU)[2] correspondent à plus de 20 fois la production du Groupe en 2004. Ces réserves en terre sont complétées par des sources dites secondaires. En particulier, AREVA, dans le cadre des accords dits "HEU" (réutilisation de l'uranium issu du démantèlement des armes nucléaires russes) a accès à l'équivalent de près de 26 000 tonnes d'uranium naturel de 2004 à 2013 (soit environ 2 600 tonnes par an).
Les réserves du Groupe ont diminué d'environ 17 000 tonnes par rapport à 2003, après déduction de la production d'uranium réalisée en 2004, la prise en compte d'un reclassement d'une partie des réserves en ressources au Kazakhstan et l'ajustement de la répartition des ressources minérales de Katco (à la suite de l'accord signé en avril 2004). Le Groupe a procédé à un changement de reporting dans l'estimation de ses réserves entre 2003 et 2004. En 2004, le reporting a été fait sur la base des "réserves minérales en terre" pour être en conformité avec les méthodes retenues par les partenaires et concurrents du Groupe. Sur les années précédentes, ce reporting reposait sur les concentrés obtenus à la sortie de l'usine de traitement, après application d'un rendement de récupération. Les chiffres 2003 et 2002 figurant dans le tableau ci-dessous ont été recalculés en conséquence pour tenir compte de ce changement de reporting.

Le volume des ressources s'élève à environ 236 000 tonnes (incluant les réserves). De plus, le Groupe dispose de près de 250 000 tonnes de ressources minérales supplémentaires en terre ("autres ressources minérales") à fin 2004. Les ressources minérales globales en terre du Groupe s'élèvent ainsi à près de 490 000 tonnes d'uranium.

Les activités de recherche et d'exploration d'AREVA se développent autour des sites déjà exploités dans des contextes géologiques connus ou dans des régions encore peu explorées dont le potentiel uranifère est prometteur (Australie notamment). Elles sont menées suivant des programmes établis sur des périodes de plus de dix ans.

[1] Les "réserves minérales" se définissent comme la part des ressources présentant la meilleure précision d'estimation et ayant fait l'objet d'une étude ou d'une pré-étude de faisabilité sur la base de coûts calculés ou estimés.
Les "ressources minérales" correspondent à des minéralisations moyennement à bien connues à partir de sondages, ayant fait ou n'ayant pas encore fait l'objet d'une étude de faisabilité minière, dont l'exploitation est envisagée ou susceptible de l'être. Elles incluent les réserves définies ci-dessus.
Les "autres ressources minérales" correspondent à des minéralisations dont l'exploitation est gelée pour des raisons administratives ou dont la valorisation nécessite des conditions de marché plus favorables.
Les "ressources minérales globales", ou "global mineral resources" en anglais, correspondent à la somme de toutes les catégories de ressources. Elles constituent un bon critère de comparaison à long terme des portefeuilles des producteurs.
(Ces notions sont plus amplement décrites dans le lexique).

[2] Le rendement de récupération moyen des usines estimé en 2004 est d'environ 95 % (il varie en fonction du type de traitement).

AREVA est aujourd'hui essentiellement présent au Niger, au Canada et au Kazakhstan, soit dans les trois des principales zones d'exploitation à travers plusieurs joints-ventures. Les ressources et les réserves du Groupe à fin 2004 ainsi que les productions d'uranium en 2004 sont précisées dans les tableaux ci-après.

Méthodes d'estimation

Les estimations des ressources et réserves d'AREVA sont menées à partir de données recueillies par les équipes du Groupe ou provenant de rapports audités. Le Service des Réserves du Groupe est en charge de ces estimations.

Par ailleurs, les réserves du Groupe font l'objet, au Canada, d'estimations contradictoires ou de rapport d'audit entre les actionnaires des sociétés exploitant les mines, et au Niger d'un rapport de qualification conforme à la norme canadienne de type NI-43-101 par Systèmes Géostat International Inc.

Réserves minérales en terre (estimations à fin 2004)

		Prouvées (1)		Probables (2)		Réserves totales (1)+(2)		Part AREVA***		Part d'enlèvement AREVA****	
Pays	Sites	tU*	‰**	tU	‰	tU	‰	%	tU	%	tU
Canada	CIGAR LAKE	86 996	167,8	2 069	35,4	89 065	154,39	37,1	33 043	37,1	33 043
Canada	KEY LAKE	272	4,4	0	0	272	4,4	16,67	45	30,2	82
Canada	MCARTHUR1	128 438	225,17	32 908	161,61	161 346	208,45	30,2	48 718	30,2	48 719
Canada	MCCLEAN	6 836	9,51	0	0	6 836	9,51	70	4 785	70	4 785
Canada	MIDWEST	10 262	60,5	0	0	10 262	60,5	69,16	7 097	69,16	7 097
Kazakhstan	MUYUNKUM Phase 1	3 182	0,59	3 966	0,61	7 148	0,6	51	3 645	100	7 148
Kazakhstan	MUYUNKUM Phase 2	0	0	7 521	0,62	7 521	0,62	51	3 836	51	3 836
Kazakhstan	TORTKUDUK Phase 1	0	0	11 829	0,53	11 829	0,53	51	6 033	100	11 829
Kazakhstan	TORTKUDUK Phase 2	0	0	3 117	0,53	3 117	0,53	51	1 590	51	1 590
Niger	COMINAK	7 889	5,13	15 737	4,29	23 626	4,54	34	8 033	46,4	10 963
Niger	SOMAIR	5 569	3,04	7 921	2,96	13 489	2,99	63,4	8 552	100	13 489
Total à fin 2004		**249 443**	**23,07**	**85 070**	**1,59**	**334 514**	**5,2**		**125 377**		**142 581**
	Réserves minérales (en terre) à fin 2003					355 761			133 231		159 311
	Réserves minérales (en terre) à fin 2002					341 568			127 113		123 181

NB : Les termes "prouvées", et "probables" correspondent au niveau de fiabilité dans l'estimation des réserves minérales en termes de quantité, teneur, densité, forme et caractéristiques physiques (fiabilité des estimations allant du niveau le plus élevé au moins élevé dans ce tableau).

** tU : tonnes d'uranium.*

*** Teneur du minerai en ‰.*

**** Part AREVA : pourcentage de participation d'AREVA dans la JV minière.*

***** Part d'enlèvement AREVA : quantité d'uranium susceptible d'être "vendue/distribuée" à AREVA par la JV minière.*

Source : AREVA

Ressources minérales en terre des gisements (y compris réserves minérales) à fin 2004

		Mesurées (1)		Indiquées (2)		Inférées (3)		Réserves totales (1)+(2)+(3)		Part AREVA***		Part d'enlèvement AREVA****	
Pays	sites	tU*	‰ **	tU	‰	tU	‰	tU	‰	%	tU	%	tU
Canada	CIGAR LAKE	86 996	167,8	2 069	35,4	45 446	143,51	134 511	150,53	37,1	49 904	37,1	49 904
Canada	KEY LAKE	272	4,4	0	0	0	0	272	4,4	16,67	45	30,2	82
Canada	MCARTHUR1	132 228	215,41	35 739	146,78	40 597	80,63	208 564	153,26	30,2	62 976	30,2	62 976
Canada	MCCLEAN	6 836	9,51	0	0	0	0	6 836	9,51	70	4 785	70	4 785
Canada	MIDWEST	10 262	60,5	2 247	18,31	2 252	39,31	14 761	42,22	69,16	10 209	69,16	10 209
Kazakhstan	MUYUNKUM Phase 1	3 182	0,59	3 966	0,61	0	0	7 148	0,6	51	3 645	100	7 148
Kazakhstan	MUYUNKUM Phase 2	369	0,59	8 735	0,62	120	0,55	9 224	0,62	51	4 704	51	4 704
Kazakhstan	TORTKUDUK Phase 1	0	0	11 829	0,53	0	0	11 829	0,53	51	6 033	100	11 829
Kazakhstan	TORTKUDUK Phase 2	0	0	3 117	0,53	9 538	0,53	12 656	0,53	51	6 454	51	6 454
Niger	ARLIT CONCESSION	0	0	0	0	22 200	3,76	22 200	3,76	100	22 200	100	22 200
Niger	COMINAK	11 981	4,43	22 707	3,98	21 458	2,57	56 146	3,35	34	19 090	46,4	26 052
Niger	SOMAIR	6 030	3	14 318	2,19	10 127	3,01	30 475	2,56	63,4	19 321	100	30 475
Total à fin 2004		**258 157**	**20,13**	**104 727**	**1,7**	**151 739**	**4,13**	**514 623**	**4,63**		**209 366**		**236 818**
							Autres ressources (en terre) à fin 2004	286 196			198 578		249 191
							Ressources globales (en terre) à fin 2004	800 819			407 944		486 009
							Ressources minérales en terre (y compris réserves) à fin 2003	519 823			210 110		250 961
							Autres ressources minérales (en terre) à fin 2003	277 978			197 008		247 660
							Ressources minérales globales (en terre) à fin 2003	797 801			407 118		498 621
							Ressources minérales en terre (y compris réserves) à fin 2002	545 548			222 335		215 079
							Autres ressources minérales (en terre) à fin 2002	269 964			192 643		239 645
							Ressources minérales globales (en terre) à fin 2002	815 512			419 978		454 724

NB : Les termes "mesurées", "indiquées", "inférées" correspondent au niveau de fiabilité dans l'estimation des ressources minérales en termes de quantité, teneur, densité, forme et caractéristiques physiques (fiabilité des estimations allant du niveau le plus élevé au moins élevé dans ce tableau).

tU : tonnes d'Uranium.*

*** Teneur du minerai en ‰.*

**** Part AREVA : pourcentage de participation d'AREVA dans la JV minière.*

***** Part d'enlèvement AREVA : quantité d'uranium susceptible d'être "vendue/distribuée" à AREVA par la JV minière.*

Source : AREVA

Productions d'uranium

		Total mines 2004		Part AREVA** 2004		Part enlevée AREVA*** 2004	Part enlevée AREVA 2003	Part enlevée AREVA 2002
Pays	Sites	tU*	%	tU	%	tU	tU	tU
Canada	Cluff LAKE	0	100	0	100	0	31	1 621
Canada	MC ARTHUR	7 200	30,2	2 174	30,2	2 174	1 760	2 158
Canada	MC CLEAN	2 310	70	1 617	70	1 617	1 623	1 641
France	DIV. MIN. HERAULT	7	100	7	100	7	9	18
Kazakhstan	MUYUNKUM Phase 1	53	51	27	100	53	82	44
Niger	COMINAK	2 005	34	682	46,4	997	909	909
Niger	SOMAIR	1 277	63,4	810	100	1 277	1 126	1 066
Total		**12 852**		**5 317**		**6 125**	**5 540**	**7 457**

** tU = tonnes d'uranium contenues dans les concentrés à la sortie de l'usine de traitement.*

*** Part AREVA : Pourcentage de participation d'AREVA dans la JV minière.*

**** Part enlevée AREVA : la part enlevée par le groupe AREVA correspond à la quantité d'Uranium produite dans l'année et "vendue/distribuée" à AREVA par la JV minière.*

Source : AREVA

Or

Réserves en terre (estimations à fin 2004)

		Prouvées (1)		Probables (2)		Réserves totales (1)+(2)		Part AREVA*		Part d'enlèvement AREVA**	
Pays	Sites	kg	g/t	kg	g/t	kg	g/t	%	kg	%	kg
Australie	MUNGARI EAST	1 353	5,65	1 056	4,61	2 408	5,14	51	1 228	51	1 228
Australie	MUNGARI WEST	3 356	2,55	747	1,55	4 103	2,28	51	2 092	51	2 092
Côte d'Ivoire	SMI	17 420	5,25	560	4	17 980	5,2	51	9 170	100	17 980
Soudan	AMC	23 507	5,4	0	0	23 507	5,4	40	9 403	40	9 403
Total à fin 2004		**45 636**	**4,94**	**2 363**	**2,78**	**47 999**	**4,76**		**21 893**		**30 704**
				Réserves en terre à fin 2003		51 637			23 788		33 704
				Réserves en terre à fin 2002		62 970			29 391		39 462

NB : Les termes "prouvées", et "probables" correspondent au niveau de fiabilité dans l'estimation des réserves minérales en termes de quantité, teneur, densité, forme et caractéristiques physiques (fiabilité des estimations allant du niveau le plus élevé au moins élevé dans ce tableau).

** Part AREVA : pourcentage de participation d'AREVA dans la JV minière.*

*** Part d'enlèvement AREVA : quantité d'or susceptible d'être "vendue/distribuée" à AREVA par la JV minière.*

Source : AREVA

Ressources minérales en terre à fin 2004 (y compris réserves)

		Mesurées (1)		Indiquées (2)		Inférées (3)		Réserves totales (1)+(2)+(3)		Part AREVA*		Part d'enlèvement AREVA**	
Pays	Sites	kg	g/t	kg	g/t	kg	g/t	kg	g/t	%	kg	%	kg
Australie	MUNGARI EAST	6 964	6,14	11 557	5,46	3 145	5,63	21 665	5,69	51	11 049	51	11 049
Australie	MUNGARI WEST	3 356	2,55	747	1,55	57	2,55	4 160	2,29	51	2 121	51	2 121
Côte d'Ivoire	FETEKRO	0	0	0	0	6 020	2,17	6 020	2,17	65	3 913	100	6 020
Côte d'Ivoire	SMI	17 420	5,25	560	4	0	0	17 980	5,2	51	9 170	100	17 980
Soudan	AMC	23 507	5,4	0	0	0	0	23 507	5,4	40	9 403	40	9 403
Total à fin 2004		**51 247**	**5,06**	**12 864**	**4,70**	**9 221**	**2,75**	**73 332**	**4,52**		**35 656**		**46 574**
						Autres ressources minérales (en terre) à fin 2004		6 861			4 010		6 665
						Ressources minérales globales (en terre) à fin 2004		80 193			39 666		53 239
						Ressources minérales en terre (y compris réserves) à fin 2003		83 796			40 277		53 327
						Autres ressources minérales (en terre) à fin 2003		18 244			9 814		12 469
						Ressources minérales globales (en terre) à fin 2003		102 040			50 091		64 796
						Ressources minérales en terre (y compris réserves) à fin 2002		127 771			62 953		76 548
						Autres ressources minérales (en terre) à fin 2002		14 913			8 116		9 138
						Ressources minérales globales (en terre) à fin 2002		142 684			71 069		85 686

Source : AREVA

NB : Les termes "mesurées", "indiquées", "inférées" correspondent au niveau de fiabilité dans l'estimation des ressources minérales en termes de quantité, teneur, densité, forme et caractéristiques physiques (fiabilité des estimations allant du niveau le plus élevé au moins élevé dans ce tableau).

** Part AREVA : pourcentage de participation d'AREVA dans la JV minière.*

*** Part d'enlèvement AREVA : quantité d'or susceptible d'être "vendue/distribuée" à AREVA par la JV minière.*

La production d'or d'AREVA s'est élevée à 3 849 kilos en 2004 contre 4 276 kilos en 2003.

4.4.1.5. Activité et faits marquants

En 2004, le Groupe a vendu, trading compris, 12 470 tonnes d'uranium. Il en a produit 6 125 tonnes, soit une hausse de 10 % par rapport à 2003. Cette augmentation résulte du retour à une production normale de la mine canadienne de McArthur, arrêtée pendant trois mois en 2003 à la suite d'une inondation survenue en avril de la même année. Le Groupe a également bénéficié de ressources secondaires, notamment issues des accords dits HEU décrits ci-dessus. En 2004, l'accord entre AREVA, ses partenaires (Cameco, RWE NUKEM) et la société Techsnabexport a fait l'objet d'un avenant au contrat initial de mars 1999. Il permet d'assurer au Groupe l'accès à plus de 26 000 tonnes d'uranium naturel d'ici à 2 013 (soit une quantité de l'ordre de 2 600 tonnes par an). Le Groupe se prépare à l'exploitation de nouveaux gisements afin de les substituer à terme aux ressources dites secondaires.

Après avoir obtenu les autorisations de la commission de régulation canadienne (CNSC), les partenaires du projet ont pris le 20 décembre 2004 la décision de mettre en exploitation en 2007 le gisement de Cigar Lake, l'un des plus riches du monde. Lorsqu'elle aura atteint son rythme de croisière, cette mine apportera environ 2 600 tonnes d'uranium par an à la production du Groupe.

Au Kazakhstan, les présidents d'AREVA et de Kazatomprom ont signé le 28 avril 2004 une série d'accords définissant les nouvelles conditions industrielles et financières de leur partenariat. Ils ont ainsi lancé la phase industrielle du projet de production d'uranium par Katco, filiale d'AREVA (51 %), au Kazakhstan. A fin 2005, Katco devrait avoir construit l'essentiel de ses nouvelles installations et devrait débuter sa production par l'exploitation des gisements de Tortkuduk et de Muyunkum. Katco produira progressivement jusqu'à 1 500 tonnes d'uranium par an. Le concentré obtenu sous forme d'oxyde sortira d'une usine neuve d'une capacité totale de 2 000 tonnes. Cette filiale contribuera ainsi au développement social et économique d'une région dont l'uranium constitue la principale richesse.

AREVA a signé en septembre 2004 avec l'Etat du Niger une convention minière lui permettant le dépôt de permis d'exploration au sol sur des zones ciblées et prometteuses. Après 30 années d'interruption, les géologues reprendront donc la prospection de l'une des plus riches régions uranifères au monde.

La production d'or atteint en 2004 près de quatre tonnes, soit une diminution de 10 % par rapport à 2003. La reprise de la production de la mine d'Ity en Côte d'Ivoire compense partiellement en 2004 l'arrêt programmé de celle d'Angovia en Côte d'Ivoire et une légère baisse de la production en Australie.

4.4.1.6. Perspectives et axes de développement

La Business Unit bénéficie d'un carnet de commandes significatif à fin 2004, qui lui assure près de cinq années de chiffre d'affaires.

La tension observée sur le prix de l'uranium devrait commencer à avoir un impact positif sur le chiffre d'affaires et les résultats de la Business Unit à partir de l'horizon 2007 - 2008 avec un effet plus sensible à compter de 2009. 80 % du carnet de commandes ont été contractés sur la base de prix antérieurs à 2003, et couvrent la période 2004 à 2014 pour lesquels l'effet de la hausse du prix de l'uranium sera faible. Les commandes prises en 2004 s'élevaient à 15 000 tonnes pour quelques livraisons à partir de 2005 et pour l'essentiel à partir de 2006 et 2007.

A l'inverse, la faiblesse du dollar américain conduit à une moindre progression des prix de marché en euros et dollars canadiens, principales monnaies des zones minières du Groupe.

Environ 170 millions d'euros seront investis en trois ans afin de développer les gisements actuels (principalement Cigar Lake et Katco, qui devraient à terme contribuer pour près de 4 000 tonnes à la production du Groupe), en plus des sommes investies chaque année par le Groupe en exploration sur l'ensemble des gisements ou prospects. Le Groupe poursuit, par ailleurs, ses efforts de prospection.

La Business Unit Mines entend poursuivre ses efforts d'investissements afin de pouvoir pleinement profiter à moyen terme des perspectives favorables (augmentation de la demande et hausse des prix) du marché de l'uranium naturel.

4.4.2. Business Unit Chimie

4.4.2.1. Chiffres clés

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Chiffre d'affaires	232	226	173
Effectif en fin d'année	1 652 personnes	1 604 personnes	1 584 personnes

4.4.2.2. Métiers

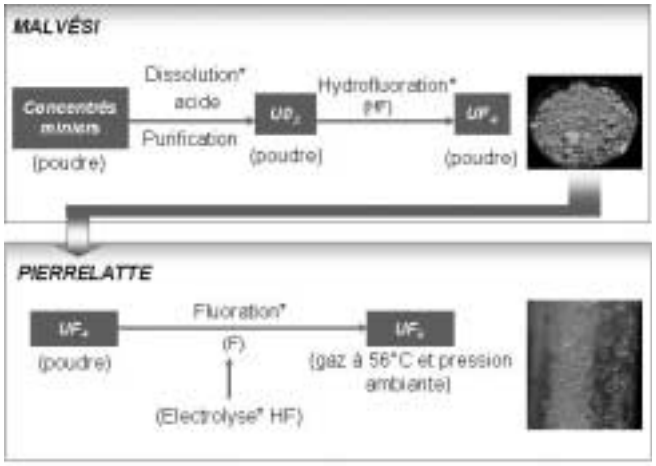
Conversion d'uranium naturel en hexafluorure d'uranium (UF6)

Le métier de la Business Unit Chimie est celui de la conversion de l'uranium naturel reçu des mines en hexafluorure d'uranium. Aujourd'hui, tous les procédés d'enrichissement, étape qui succède à la conversion dans le cycle du combustible, fonctionnent en utilisant l'UF6 comme forme chimique de l'uranium.

La conversion du concentré d'uranium en provenance des mines, déjà propriété du client électricien à ce stade, est réalisée en deux étapes. Dans un premier temps, l'uranium est transformé en tétrafluorure d'uranium (UF4) : le concentré minier est dissouts par de l'acide, puis purifié pour fournir, après précipitation-calcination, de la poudre d'UO3. Cette dernière est ensuite hydrofluorée grâce à de l'acide fluorhydrique (HF) aqueux, et devient de la poudre d'UF4. L'UF4 a l'apparence de granulés de couleur verte et est de forme physique solide. Ces opérations sont réalisées dans l'usine Comurhex - Malvési à Narbonne (France).

L'UF4 est ensuite transformé par fluoration en hexafluorure d'uranium (UF6), un composé présentant l'intérêt d'être sous la forme gazeuse à relativement basse température. Le fluor utilisé est obtenu par électrolyse d'acide fluorhydrique. Ces opérations sont réalisées dans l'usine Comurhex - Pierrelatte (France) du groupe AREVA.

En synthèse, le procédé se présente de la façon suivante :



** Opérations purement "chimiques".*

Stabilisation de l'hexafluorure d'uranium (UF6) par défluoration

Au cours de l'enrichissement de l'uranium (voir Business Unit Enrichissement), de l'hexafluorure d'uranium appauvri est généré. Celui-ci est transformé en un oxyde d'uranium, insoluble, stable et non agressif pour entreposage en toute sécurité dans l'attente d'être valorisé. L'usine de défluoration de COGEMA - Pierrelatte est la seule au monde à réaliser à l'échelle industrielle la transformation de l'hexafluorure d'uranium appauvri en oxyde. La transformation de l'hexafluorure d'uranium appauvri en oxyde s'accompagne de production d'acide fluorhydrique (70 %) d'une grande pureté qui est commercialisé dans l'industrie chimique.

Recyclage de l'uranium issu du traitement

Après un séjour de trois ou quatre ans dans un réacteur, le combustible nucléaire déchargé contient encore 96 % d'uranium. Après les opérations de traitement telles que celles réalisées à l'usine de COGEMA - La Hague (voir Business Unit Traitement), l'uranium récupéré est transporté sous forme de nitrate d'uranyle sur le site de la Business Unit Chimie à Pierrelatte, soit pour y être converti en oxyde stable qui est entreposé, soit pour y être transformé à nouveau en hexafluorure d'uranium. Certains réacteurs européens sont chargés en combustible produit à partir de l'uranium issu du traitement (en France, la centrale de Cruas dans l'Ardèche).

Autres produits fluorés

Le savoir - faire nécessaire à la conversion et acquis par la Business Unit Chimie dans le domaine de la fluoration de l'uranium a permis de développer des activités hors du domaine nucléaire qui représentent environ 5 % du chiffre d'affaires de la Business Unit.

La société Comurhex a ainsi mis au point une gamme de produits fluorés :

- l'hexafluorure de tungstène entre, par exemple, dans la fabrication de nombreux outils de communication modernes comme le téléphone mobile, la carte à puce, ou encore le GPS ;
- le fluor-azote est, quant à lui, utilisé dans l'industrie automobile pour l'imperméabilisation des réservoirs d'essence et le traitement des matières plastiques ;
- et le trifluorure de chlore est nécessaire au nettoyage des barrières d'enrichissement et à l'industrie des microprocesseurs.

Dans le secteur des composés fluorés, les deux principaux clients sont des fournisseurs d'utilités aux industries : Air Liquide et Air Products.

Le Groupe est le premier producteur européen de fluor et le deuxième au niveau mondial.

4.4.2.3. Moyens industriels

Les activités de la Business Unit Chimie sont principalement réparties sur cinq unités, toutes situées en France :

- La production d'UF_4 est assurée par l'usine de Comurhex de Malvési, grâce à cinq fours qui fonctionnent en parallèle.
- La production d'UF_6 est assurée par Comurhex - Pierrelatte dans deux réacteurs à flamme.
- La défluoration de l'uranium appauvri, qui est une des activités de COGEMA - Pierrelatte, est réalisée sur quatre lignes de production.
- La conversion du nitrate d'uranyle (dénitration) en oxyde ou en hexafluorure est effectuée dans trois usines sur le site de Pierrelatte (deux à COGEMA et une à Comurhex).
- Le recyclage de lithium est assuré par l'usine de COGEMA Miramas.

Les capacités de production annuelles sont de 14 000 tonnes de conversion en UF_6, 14 000 tonnes de défluoration, 2 800 tonnes de dénitration et 80 tonnes de produits fluorés divers pour l'industrie.

La proximité des installations de la Business Unit Chimie avec celles de la Business Unit Enrichissement est un atout car elle permet de diminuer les coûts de transport pour les clients.

4.4.2.4. Marché et positionnement concurrentiel

Les besoins annuels mondiaux de conversion s'élèvent en 2004 à environ 65 000 tonnes, soit 19 000 tonnes en Europe de l'Ouest, 9 200 tonnes en Europe de l'Est et CEI, 21 500 tonnes en Amérique du Nord et 14 700 tonnes en Asie.

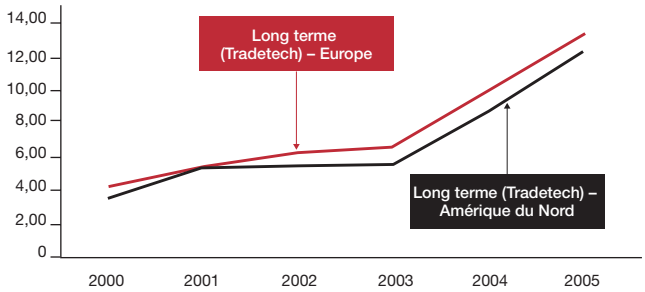
Avec un volume de conversion d'hexafluorure d'uranium (UF_6) de l'ordre de 14 000 tonnes produites en 2004 (en hausse sensible par rapport en 2003), AREVA se positionne au premier rang mondial.

Ses principaux concurrents sont Cameco (Canada) et Converdyn (Etats-Unis), BNFL (Royaume-Uni) et FAAE (Russie). Cameco et Converdyn ont des capacités nominales de conversion du même ordre de grandeur, respectivement de 12 500 tonnes/an[1], et d'environ 12 700 tonnes/an . Mais Converdyn a connu en 2004 un arrêt prolongé pour des raisons techniques. BNFL, seul concurrent européen, dispose d'une capacité nominale de production de l'ordre de 6 000 tonnes. Alors que BNFL a annoncé en 2001 qu'il se retirerait de ce marché à l'horizon 2006, BNFL et Cameco ont signé au premier trimestre 2005 un accord commercial par lequel BNFL fournirait à Cameco la conversion en UF_6 de 5 000 tonnes d'uranium par an pendant dix ans.

La Russie possède, à travers les usines de FAAE, des capacités importantes de conversion sous-employées en raison de contraintes techniques et géographiques. Elles sont principalement utilisées pour satisfaire les besoins de la filière russe.

Les prix de la conversion UF_6 ont atteint des seuils très bas en 2000 - 2001 (2,5 USD/kg d'uranium contenu dans l'UF_6) en raison, notamment, de la remise sur le marché de stocks d'UF_6 consécutive à la privatisation de l'américain USEC, et de l'utilisation du HEU. Depuis cette période, comme l'illustre le graphique ci-après, les prix sont en hausse, et ont retrouvé en 2002 leur niveau du début des années 90, soit 5 à 6 USD/kg. En 2003 - 2004, sous l'effet cumulé de la résorption des stocks d'UF_6 disponibles sur le marché, des difficultés rencontrées par Converdyn, de la réduction des quantités d'UF_6 provenant de l'utilisation du HEU et de l'annonce de BNFL de se retirer du marché en 2006, le niveau de prix représentatif du marché européen s'est établi à plus de 10 USD/kg. Toutefois, la faiblesse du dollar par rapport à l'euro atténue cette augmentation des prix.

Evolution des indices de prix de conversion UF_6 en dollars depuis 2000 (cours du prix Long terme, Spot Europe et Spot mondial US)



Source : Tradetech.

Par ailleurs, le Groupe estime bénéficier de positions attractives dans les activités complémentaires de production de composés fluorés de haute pureté pour des secteurs de l'électronique et de l'automobile qui constituent des marchés de diversification pour valoriser le savoir-faire de la Business Unit.

4.4.2.5. Activité et faits marquants

En 2004, la Business Unit Chimie enregistre plus de 14 000 tonnes d'entrées de commandes de conversion, pour un carnet de commandes à fin 2004 supérieur à quatre années de production. En 2004, les principaux contrats à long terme ont été signés avec les électriciens finlandais TVO, japonais Tepco et auprès d'électriciens américains pour un montant total de plus de 100 millions d'euros. Ils témoignent de la présence géographique diversifiée d'AREVA en matière de conversion. Par ailleurs, EDF a signé deux contrats avec Comhurex en avril 2003 et un contrat avec COGEMA SA en juillet 2004.

En 2004, la conversion d'U308 en UF_6 s'est élevée à 14 067 tonnes contre 13 079 tonnes en 2003.

A la demande des électriciens nucléaires, la durée moyenne des contrats de l'ordre de trois à cinq ans tend à s'accroître vers des périodes allant jusqu'à dix ans.

4.4.2.6. Perspectives et axes de développement

L'objectif stratégique de la Business Unit Chimie est de conforter sa position sur le marché de la conversion de l'uranium, notamment en Europe. AREVA continuera à bénéficier de l'intégration de ses activités, ainsi que de la proximité géographique des installations des Business Units Enrichissement et Chimie.

Par ailleurs, compte tenu de la durée moyenne de ses contrats, AREVA ne devrait profiter qu'à moyen terme de la hausse du prix de la conversion.

Dans ces conditions, la Business Unit Chimie a lancé des études pour adapter l'outil de production à la croissance possible de la demande. Cette démarche est menée en cohérence avec les programmes d'enrichissement du Groupe et notamment le projet de construction de l'usine Georges Besse II.

(1) Source : Cameco.

4.4.3. Business Unit Enrichissement

4.4.3.1. Chiffres clés

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Chiffre d'affaires	681	727	662
Effectif en fin d'année	1 517 personnes	1 471 personnes	1 516 personnes

4.4.3.2. Métiers

La Business Unit Enrichissement enrichit l'UF_6 naturel. Le client apporte à l'enrichisseur l'UF_6 naturel, composé chimique d'uranium et de fluor, gazeux à une température inférieure à 80° C et qui contient l'isotope fissile Uranium 235 nécessaire à l'élaboration du combustible des réacteurs à eau légère. L'UF_6 naturel ne contenant que 0,7 % d'Uranium 235, cette teneur devant être portée à un niveau de 3 à 5 % pour permettre une réactivité du combustible adaptée aux besoins des réacteurs : c'est l'opération d'enrichissement.

Deux procédés industriels sont exploités au niveau mondial : la centrifugation et la diffusion gazeuse. C'est cette dernière technique qui est actuellement utilisée par le groupe AREVA.

Toutefois, l'accord intervenu avec Urenco en 2003 devrait donner accès à AREVA à la technologie de centrifugation qui permet d'avoir une consommation d'électricité 50 fois inférieure à celle de la technique de la diffusion gazeuse, tout en réduisant les coûts liés à la maintenance des installations. La technologie de la centrifugation offre également l'avantage d'une construction modulaire permettant une montée en puissance progressive et une adaptation de la capacité de production aux besoins du marché. Cette technologie devrait être utilisée dans la nouvelle usine Georges-Besse II, d'un coût estimé de 3 milliards d'euros et dont la construction devrait s'étaler entre 2006 et 2018.

L'industrie de l'enrichissement est une industrie très capitalistique, et marquée par une dimension politique liée à la volonté historique des grands pays nucléarisés de disposer de leur propre outil de production, contribuant à l'indépendance énergétique, associée notamment à un souci de non-prolifération. Cette dimension est essentielle pour comprendre et juger les décisions prises par les acteurs intervenant dans ce domaine.

4.4.3.3. Moyens industriels

La Business Unit Enrichissement utilise l'usine de sa filiale Eurodif, détenue directement ou indirectement à 59,7 % par COGEMA et à 40,3 % par des partenaires étrangers.

L'usine d'enrichissement d'Eurodif, dénommée Georges-Besse, est constituée d'une cascade de 1 400 étages de diffusion, répartis en 70 groupes. La conception modulaire de l'ensemble, la possibilité d'isoler des groupes et la capacité de modifier le profil de la cascade font que l'arrêt (sur incident ou par diminution du plan de charge) de groupes n'a pas d'incidence sur la capacité de l'usine, la capacité de production maximum étant de 10,7 MUTS/an. Cette conception permet également une grande souplesse sur les teneurs d'enrichissement et les quantités à livrer dans des délais courts.

La diffusion gazeuse utilise la différence de masse entre l'Uranium 235F6 et 238F6 pour les séparer. Toutes les molécules d'un gaz étant en mouvement, celles-ci viennent heurter les parois de l'enceinte dans laquelle elles sont confinées. Comme elles ont toutes la même énergie cinétique, la plus légère, celle portant l'isotope Uranium 235, est aussi la plus rapide, et frappe donc statistiquement la paroi plus souvent que la molécule la plus lourde portant l'isotope Uranium 238. Il en résulte que si la paroi est poreuse, la molécule la plus légère a une probabilité plus forte de traverser cette paroi que la molécule la plus lourde.

Porté à l'état gazeux, l'Uranium F6 est enrichi par étapes successives à travers une cascade de barrières de diffusion, constituée de 1 400 étages : la séparation isotopique ainsi réalisée se mesure en UTS et constitue le service d'enrichissement vendu aux compagnies électriques. L'UTS, ou SWU (Separative Work Unit) est l'unité de mesure utilisée comme standard international pour qualifier la prestation d'enrichissement et la commercialisation, quelle que soit la technologie utilisée.

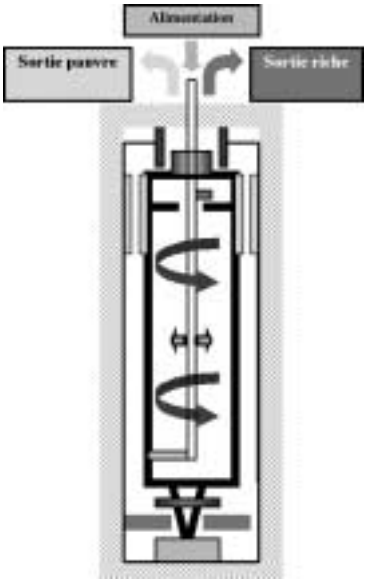
Le procédé de diffusion gazeuse utilise une grande quantité d'énergie, l'électricité représente environ 60 % du coût de revient de l'enrichissement. La Business Unit Enrichissement utilise, en moyenne ; l'équivalent de l'énergie électrique consommée par l'agglomération parisienne (4 à 5 % de la production française d'électricité) pour produire les services d'enrichissement nécessaires au fonctionnement d'une centaine de réacteurs nucléaires appartenant à plus de 30 producteurs d'électricité dans le monde. Sur la base d'un contrat qui se termine en 2005 et dont le renouvellement est en cours de négociation, la Business Unit s'approvisionne, essentiellement auprès d'EDF, en électricité nécessaire à la réalisation des services d'enrichissement. Pour bénéficier des conditions de prix de l'électricité les plus favorables, l'usine Eurodif adapte son niveau de puissance électrique aux disponibilités saisonnières d'énergie. Dans le cas particulier d'EDF, qui est le premier client de la

Business Unit Enrichissement, les ventes à EDF sont réalisées dans le cadre d'un contrat de façonnage par lequel EDF apporte l'électricité nécessaire à la réalisation de ses besoins d'enrichissement. EDF ne paie donc que la prestation d'enrichissement hors coût électrique.

A terme, la Business Unit Enrichissement exploitera la future usine Georges-Besse II par l'intermédiaire de la société d'Enrichissement du Tricastin, contrôlée intégralement par le Groupe.

La centrifugation, qui sera mise en œuvre dans cette future usine utilise, elle aussi, la différence de masse entre l'Uranium 235 et l'Uranium 238, mais avec une approche différente de celle utilisée dans le cadre de la diffusion gazeuse.

Principe de la centrifugation



Un cylindre allongé tourne à très haute vitesse sous vide dans un carter, étanche. L'uranium y est introduit sous forme d'hexafluorure d'uranium (UF_6), comme en diffusion gazeuse.

Par l'effet de la force centrifuge, les particules les plus lourdes sont envoyées à la périphérie, créant un effet de séparation isotopique. Le gaz enrichi en isotope léger, et situé plus au centre du bol, est transporté vers le haut de la machine tandis que le gaz enrichi en isotope lourd descend. Les produits enrichis (sortie riche) et appauvris (sortie pauvre) sont récupérés aux deux extrémités de la machine.

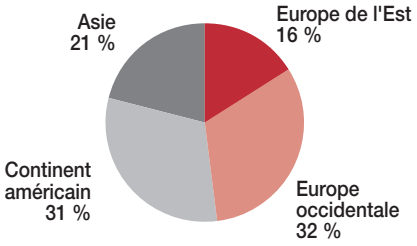
4.4.3.4. Marché et positionnement concurrentiel

Les capacités mondiales d'enrichissement disponibles sont de l'ordre de 33,5 MUTS par an, auxquels s'ajoutent l'équivalent de 5,5 MUTS provenant de la dilution du HEU militaire russe (cf. section 4.4. "Stratégie et Perspectives" du Pôle **Amont**), dont USEC est l'importateur exclusif. Les capacités disponibles sont réparties comme suit :

Acteur	Capacité disponible	Technologie
USEC - production	5 MUTS/an	Diffusion gazeuse
- importations	5,5 MUTS /an	Dilution
AREVA/EURODIF (France)	10 MUTS/an	Diffusion gazeuse
FAAE (Russie)	10 MUTS/an	Centrifugation
URENCO (UK, D, NL)	6,5 MUTS/an	Centrifugation
CNEIC (Chine)	1 MUTS /an	Centrifugation
JNFL (Japon)	< 1 MUTS/an	Centrifugation
Total	**38 à 39 MUTS/an**	

Source : AREVA.

Les capacités du groupe AREVA représentent donc environ 25 % des capacités mondiales disponibles. La demande mondiale correspond aux capacités disponibles et s'établit à 38,5 MUTS par an, réparties de la manière suivante :



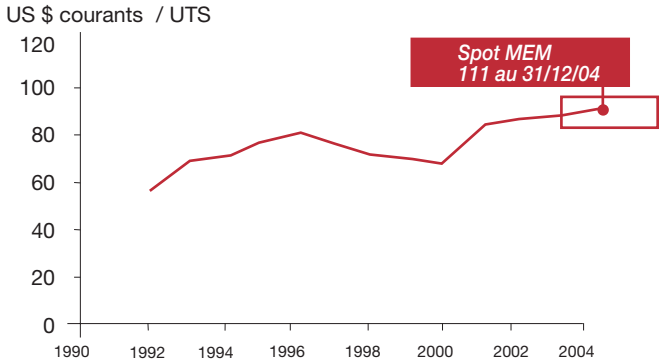
En Europe de l'Ouest, AREVA occupe la première place du marché de l'enrichissement, devant Urenco et FAAE. En Europe de l'Est, la demande est pour des raisons historiques presque exclusivement assurée par FAAE.

Aux Etats-Unis, près de 50 % du marché est alimenté par l'uranium enrichi obtenu après dilution du HEU issu du démantèlement des armes russes, dont USEC est l'agent exclusif d'importation, et auquel s'ajoute une partie de la production domestique d'USEC. En dépit de l'avantage constitué pour USEC par l'accès au HEU, Urenco et AREVA sont présents sur le marché américain mais font l'objet de plaintes, de la part d'USEC, pour dumping et subvention (cf. infra 4.14.4.2.).

En Asie, USEC est également, pour des raisons historiques, le premier fournisseur mais AREVA se place en seconde position devant Urenco et JNFL.

Les années 1995 - 2000 ont été marquées par une surcapacité de l'offre, notamment due à l'impact de l'utilisation du HEU qui a conduit à une baisse des prix. Cette baisse a été amplifiée par la politique commerciale d'USEC devant la concurrence croissante des autres enrichisseurs. Depuis 2001 et l'action entreprise par USEC contre les enrichisseurs européens, les prix ont amorcé une hausse, principalement sur le marché américain. Le prix spot est passé de 80 à près de 110 USD/UTS, comme le montre la courbe ci-dessous. Ces niveaux de prix se maintiennent dans un contexte d'équilibre entre offre et demande. La hausse des prix en dollars est cependant significativement atténuée par la baisse du cours de change du dollar contre l'euro observée depuis deux ans. En effet, la plus grande part des ventes est réalisée en euros (zone euro), et une grande partie du carnet de commandes libellé en dollars (Asie et Amérique du Nord) est couverte.

Evolution du prix spot de l'UTS de 1990 à 2004



Source : moyenne des valeurs de l'UTS publiées mensuellement par Tradetech

Le marché de l'enrichissement est structuré par des engagements à moyen terme (contrats actuellement d'une durée comprise entre trois et cinq ans). La croissance en volume du marché est limitée mais relativement sûre, principalement grâce à l'Asie, où le développement du nucléaire est plus marqué que dans les trois autres grandes régions du monde. La croissance de ce marché est également due à la hausse générale du taux d'utilisation des centrales nucléaires, à des taux de combustion nécessitant des teneurs d'enrichissement plus élevées et à de nouveaux projets.

Le marché est également régulé par des considérations géopolitiques. En Europe, l'agence d'approvisionnement Euratom contrôle les approvisionnements en uranium et en services d'enrichissement conformément à la déclaration de Corfou, qui encadre les importations d'UTS dans l'Union européenne. Aux Etats-Unis, l'application de l'accord HEU permet l'importation sur le sol américain des matières issues du désarmement russe. Par ailleurs, la Russie s'interdit toute autre livraison de services d'enrichissement aux Etats-Unis en application du Suspension Agreement.

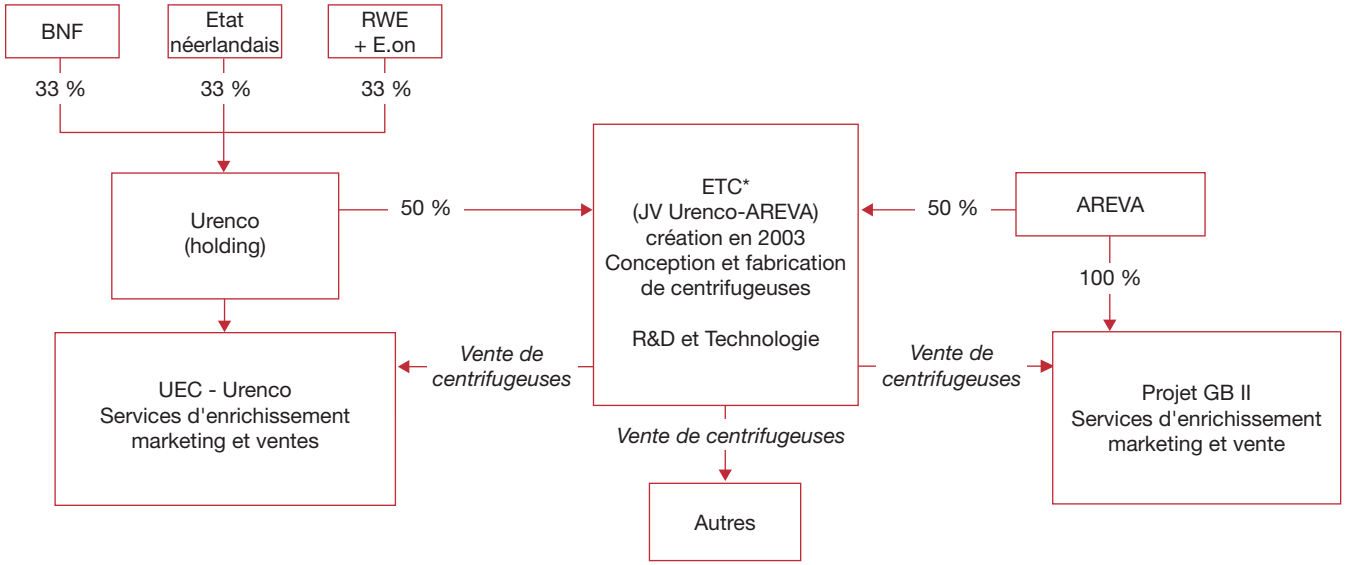
4.4.3.5. Activité et faits marquants

L'année 2004 est marquée par une stabilisation du volume des ventes d'UTS à 10,4 MUTS, qui conforte le niveau très élevé atteint en 2003 (10,6 MUTS).

Afin de préparer l'avenir, le projet de nouvelle usine d'enrichissement par centrifugation a franchi une nouvelle étape. En novembre 2003, Urenco, ses actionnaires et AREVA ont signé un accord en vue de la prise de participation par le Groupe, à hauteur de 50 %, dans la société ETC (Enrichment Technology Company Ltd). Cette société conçoit et fabrique des centrifugeuses destinées à la construction des usines de centrifugation. Elle sera le véhicule exclusif de recherche et de développement de la technologie de centrifugation des deux partenaires. Cette prise de participation devrait permettre au Groupe d'accéder à la meilleure technologie disponible d'enrichissement de l'uranium par centrifugation, à la fois en termes économiques et industriels. Elle devrait également lui permettre de construire sa future usine "Georges-Besse II", qui sera implantée sur le site du Tricastin, (France) en disposant auprès d'ETC des centrifugeuses correspondantes.

Le 6 octobre 2004, la Commission européenne a validé ce rapprochement en autorisant la création d'une entreprise commune entre AREVA et Urenco dans le domaine des équipements d'enrichissement de l'uranium, pour autant qu'une situation concurrentielle soit maintenue sur les marchés de l'enrichissement, notamment par le renforcement de la séparation des activités d'AREVA et d'Urenco et l'obligation de déclaration à l'agence d'approvisionnement Euratom des prix pratiqués auprès des électriciens. L'entrée en vigueur de l'accord précité de novembre 2003 est suspendue à la réalisation de deux conditions préalables, à savoir (i) l'entrée en vigueur (signature et ratification), au plus tard le 31 décembre 2005, sauf prolongation de ce délai prévu par l'accord, d'un traité quadripartite intergouvernemental entre la France, l'Allemagne, le Royaume-Uni et les Pays-Bas ayant pour objet la modification du traité d'Almelo afin de permettre la prise de participation d'AREVA dans le capital d'ETC en qualité de fournisseur de technologie et d'équipements sensibles, et (ii) l'autorisation formelle du comité devant être institué par le traité précité pour que cet accord puisse être mis en œuvre.

L'organigramme juridique retenu est décrit ci-dessous :



** Enrichment Technology Company.*
Source : AREVA.

Synatom, actionnaire d'Eurodif à 11,11 %, a exprimé son intention de céder sa participation à COGEMA. Des discussions sont en cours à ce sujet dans le cadre de l'option de vente prévue dans le pacte d'actionnaires d'Eurodif (cf. partie 3.7.2.).

Dans le litige qui l'oppose à USEC, le US Department of Commerce (DOC) a notifié à Eurodif, en juillet 2004, la réduction de 80 % du montant des droits compensateurs versés par Eurodif en 2001 et 2002. Par ailleurs, la US Court of Appeals for the Federal Circuit (CAFC) a rendu le 3 mars 2005 une décision au fond confortant l'analyse juridique d'Eurodif, cette décision pouvant toutefois encore faire l'objet d'un appel (cf. section 4.14.4.2.).

4.4.3.6. Perspectives et axes de développement

Le marché offre une visibilité à 20 ans, compte tenu de la durée de vie connue des réacteurs, et du parc actuel. La croissance en volume est limitée mais relativement sûre. La progression en Asie devrait se conjuguer avec le renouveau du nucléaire dans certains pays (Etats-Unis et Finlande notamment).

A moyen terme, et sous réserve d'une évolution du cours du dollar américain à la hausse face à l'euro, la Business Unit Enrichissement devrait profiter d'un carnet de commandes qui devrait continuer à se remplir et s'équilibrer plus harmonieusement entre les trois grands marchés (Europe, Etats-Unis et Asie). Le carnet de commandes export s'est renforcé. A la fin 2004, il représente en moyenne l'équivalent de quatre années de chiffre d'affaires.

Dans les années à venir, l'objectif de la Business Unit Enrichissement est de remplacer son outil de production en assurant une bonne transition de la technologie "diffusion gazeuse" à la technologie "centrifugation". Le montant total de l'investissement du projet "Georges-Besse II" correspondant est de l'ordre de 3 milliards d'euros entre 2005 et 2017, y compris le coût d'accès à la technologie, pour une capacité de production de l'ordre de 7,5 MUTS. Sous réserve de l'entrée en vigueur définitive de l'accord avec Urenco concernant ETC dans des délais rapides (cf. supra), l'usine devrait commencer à produire dans un délai de trois ans, avec une montée en puissance jusqu'en 2017 - 2018 environ.

4.4.4. Business Unit Combustible

4.4.4.1. Chiffres clés

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Chiffre d'affaires	1 136	1 284	1 189
Effectif en fin d'année	5 393 personnes	5 099 personnes	4 871 personnes

4.4.4.2. Métiers

Conception et fabrication d'assemblages de combustible

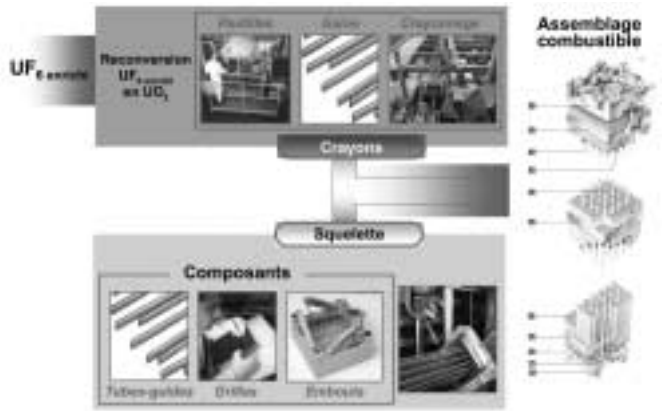
La Business Unit Combustible conçoit, fabrique et vend des assemblages de combustibles nucléaires (les matières fissiles

étant la “propriété” du client) pour les centrales de production d’électricité de type REP ou REB, ainsi que pour les réacteurs de recherche. Outre le combustible classique à l’oxyde d’uranium naturel enrichi, la Business Unit fournit également du combustible Mox et du combustible URE (Uranium de retraitement enrichi - cf. lexique), dans lesquels la matière fissile est issue du processus de recyclage des combustibles usés. Les ventes de combustible Mox du Groupe sont assurées pour partie par la Business Unit Combustible. Leur fabrication est quant à elle assurée par la Business Unit Recyclage du Pôle **Aval** (voir section 4.6.1.). Celle-ci peut également vendre directement des crayons Mox à d’autres concepteurs vendeurs d’assemblages.

Produit consommable de très haute technologie qui doit être régulièrement renouvelé, le combustible constitue le cœur du réacteur, siège de la fission nucléaire qui produit l’énergie. A titre d’exemple, un réacteur nucléaire moderne à eau sous pression tel que l’EPR contient près de 120 tonnes de matière fissile distribuée dans les 241 assemblages constituant le cœur du réacteur, seule partie réellement “nucléaire” du réacteur.

Un assemblage est constitué de tubes cylindriques dits “crayons“, contenant des pastilles d’oxyde d’uranium frittées (la matière fissile), maintenus dans une structure métallique, ou squelette, le plus souvent réalisée en alliage de zirconium. A titre indicatif, selon son type, un assemblage contient entre 200 kilos et 500 kilos de matière fissile.

Principales étapes de fabrication d’un assemblage



Source : AREVA.

Pour fonctionner de façon sûre, le réacteur doit à tout instant assurer :

- le confinement, au sens de la sûreté nucléaire, des produits radioactifs en situation normale et accidentelle,
- la maîtrise de la réaction en chaîne,
- et le refroidissement du cœur.

L’assemblage combustible contribue à garantir ce fonctionnement sûr : la matière fissile et les produits de fission radioactifs sont enfermés de façon étanche dans une gaine en alliage de zirconium qui constitue la première barrière de confinement.

La conception de l’assemblage est telle que, d’une part, sa géométrie assure la répartition spatiale de la matière fissile nécessaire à la maîtrise de la réaction en chaîne et que, d’autre part, ses déformations en conditions accidentelles sont limitées de façon à permettre en toutes circonstances le refroidissement du cœur et l’insertion des barres de contrôle (cf. lexique).

A l’issue de son séjour en réacteur, l’assemblage doit continuer à assurer le confinement de la matière fissile et des produits de fission, permettre la dissipation de la puissance thermique résiduelle, pouvoir être manipulé, y compris au sortir de périodes de stockage intermédiaire de plus ou moins longue durée et enfin être retraitable dans l’optique d’une fermeture du cycle.

Le renouvellement du combustible usé s’effectue par rechargement périodique (tous les 12 à 24 mois) d’une fraction du cœur du réacteur (entre 20 et 50 % du nombre total d’assemblages), selon le type de gestion et le niveau de performances des assemblages. Ce nombre d’assemblages renouvelés simultanément constitue une recharge.

La Business Unit Combustible maîtrise la totalité du processus de conception et de fabrication, y compris l’élaboration du zirconium et de ses alliages jusqu’à la réalisation de l’assemblage final et répond ainsi aux conditions d’exploitation très exigeantes et aux besoins spécifiques de chaque client. Le combustible n’est en aucun cas un produit courant et facilement substituable. Il requiert la mise en commun de nombreuses compétences de haut niveau scientifique et technique, tant en conception qu’en réalisation, où un niveau de qualité irréprochable constitue une exigence absolue. Ces métiers s’articulent autour de trois grands domaines de compétences :

- la conception, qui s’appuie sur des codes de calcul neutronique, thermo-hydraulique et mécanique et des bases de données construites à partir d’un retour d’expérience en réacteur acquis sur de nombreuses années. Les études de conception sont également nécessaires à l’obtention des licences d’exploitation des réacteurs. Le concepteur d’assemblage est à ce titre un partenaire fort de l’électricien dans ses relations avec son autorité de sûreté nationale ou locale.
- la production de zirconium et de ses alliages, qui met en œuvre les technologies de la chimie et de la métallurgie.
- la fabrication de l’assemblage combustible, qui fait appel à la chimie, la métallurgie des poudres, l’assemblage par différentes techniques dont les techniques de soudage évolué, la

mécanique et l'usinage, ainsi que de nombreuses techniques de contrôles non destructifs et d'analyses physico-chimiques.

Fourniture de produits zirconifères

Le groupe AREVA est le seul acteur à intégrer l'ensemble des compétences nécessaires à la conception et à la fabrication des assemblages, en particulier pour ce qui concerne les matériaux en alliage de zirconium nécessaires à la fabrication de leur gainage et de leur structure métallique. La Business Unit Combustible fabrique et commercialise également des produits et semi-produits à base de zirconium. A ce titre, certains concurrents, concepteurs et/ou fabricants d'assemblages de combustible sont également clients de la Business Unit Combustible.

Le zirconium est une matière indispensable à la plupart des produits fabriqués par la Business Unit Combustible.

Les achats de matières premières (hors demi-produits) ont représenté en 2004 près de 20 % du volume d'achat global de la ligne zirconium, sans évolution significative par rapport aux années précédentes.

Pour la farine de zircon, le déséquilibre entre l'offre et la demande persiste. Ce déséquilibre est provoqué par la demande chinoise soutenue et par la baisse de production des mines. Les prix sont en forte hausse, de l'ordre de 25 % à 30 % en 2004. Dans ce contexte difficile, un stock stratégique permettant de limiter la hausse des prix et de sécuriser les approvisionnements a été constitué. D'autre part, les sources d'approvisionnements sont diversifiées (Australie et Afrique du Sud) et la qualification d'une source américaine est en cours.

Pour le zirconium, dans la continuité de la démarche de qualification d'une source extérieure d'approvisionnement, les contrats de back-up avec les fournisseurs de chutes de zirconium, d'ébauches tubulaires et d'éponges ont été maintenus malgré une baisse significative des besoins liés, d'une part, à l'achèvement des qualifications internes après le rapprochement des activités nucléaires de Framatome-ANP et Siemens, et d'autre part, à une politique de recyclage accrue en interne (politique liée notamment à des problématiques de développement durable).

4.4.4.3. Moyens industriels

La Business Unit Combustible est organisée en trois lignes d'activités :

- Une ligne "Conception et Ventes" installée en Allemagne, en France, et aux Etats-Unis.
- Une ligne "Zirconium " comptant cinq usines en France et une en Allemagne. Chacune de ces usines est plus particulièrement spécialisée dans l'un des aspects de la métallurgie ou du façonnage du zirconium.
- Une ligne "Fabrication" d'assemblages, organisée autour de sept sites de production (deux aux Etats-Unis et cinq en Europe) approvisionnant les électriciens principalement européens.

Cette dernière ligne donne au Groupe une capacité de production annuelle nominale équivalant à 2 750 tML (cf. lexique) (1 850 tonnes en Europe et 900 tonnes aux Etats-Unis). Cette capacité représente un tiers de la capacité de production mondiale installée destinée aux réacteurs à eau légère et près de la moitié des besoins annuels en combustible de ces mêmes réacteurs.

Deux autres entités viennent compléter la Business Unit Combustible :

- Cerca, dont les usines sont situées en France, a pour activité principale la fabrication et la vente d'éléments combustibles pour des réacteurs de recherche, activité pour laquelle elle est leader mondial. Elle fabrique et vend également des sources radioactives utilisées pour des applications médicales et de laboratoire.
- Federal Operations, dont les bureaux se trouvent aux Etats-Unis, fournit des prestations d'ingénierie dans le domaine du nucléaire, pour le département de l'Energie (DOE) ainsi que pour d'autres programmes du gouvernement fédéral.

4.4.4.4. Marché et positionnement concurrentiel

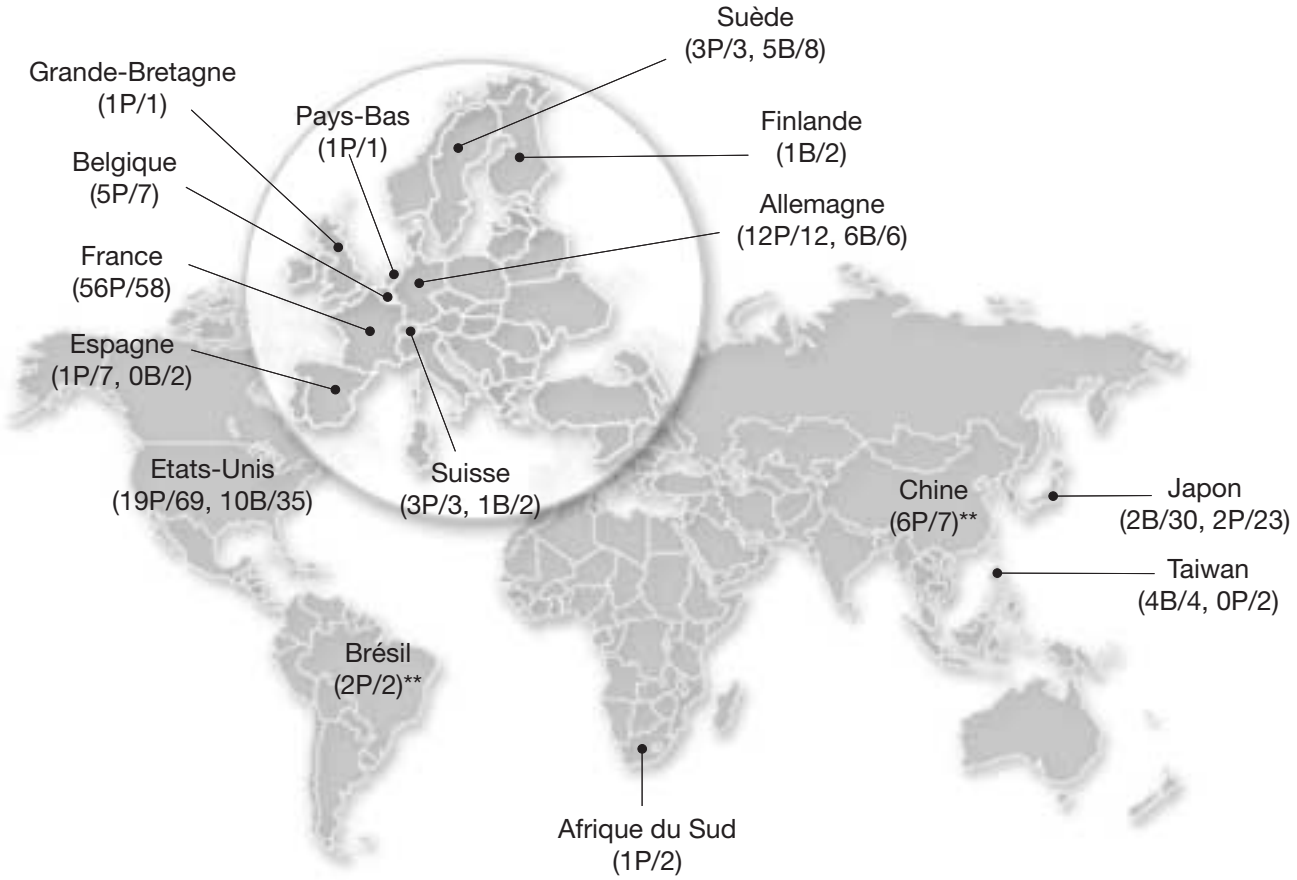
Le marché cible de la Business Unit Combustibles est celui des assemblages pour REP - non compris les réacteurs VVER de conception russe - et REB, ainsi que des assemblages pour les réacteurs de recherche. AREVA détient près de 40% de ce marché.

En 2004, ce marché mondial représente environ 6 000 tML (uranium ou plutonium) contenu dans les assemblages. En termes géographiques, les Etats-Unis en représentent 36 %, l'Europe 35 % et l'Asie 27 %.

A la suite des restructurations industrielles intervenues depuis quelques années dans le domaine du combustible, plus de 80 % des besoins sont fournis par trois groupes principaux : AREVA, BNFL-Westinghouse et GNF (GE, Toshiba et Hitachi).

L'expérience cumulée du groupe AREVA s'élève à près de 155 000 assemblages fournis, 2/3 de type REP et 1/3 de type REB. Ainsi, 142 des 308 réacteurs REP et REB en exploitation dans le monde (hors VVER à fin mars 2005) utilisent couramment du combustible AREVA, suivant la cartographie ci-après.

Carte mondiale des réacteurs utilisateurs de combustible AREVA*



** Sources : AIEA, WNA, Nuclear Assurance Corporation (décembre 2004).*

Légende :

- *Outre les réacteurs 286 REP et REB en exploitation dans le monde présentés sur cette carte, la filière à eau légère compte également des réacteurs REP et REB non utilisateurs de combustible AREVA et situés au Mexique (2B), en Slovénie (1P), en Corée du Sud (16P), en Inde (2B) et au Pakistan (1P).*
- *P : Réacteur à eau sous Pression.*
  B : Réacteur à eau Bouillante.
  (-/-) : Nombre de réacteurs servis en combustible par AREVA / Nombre total de réacteurs en service.

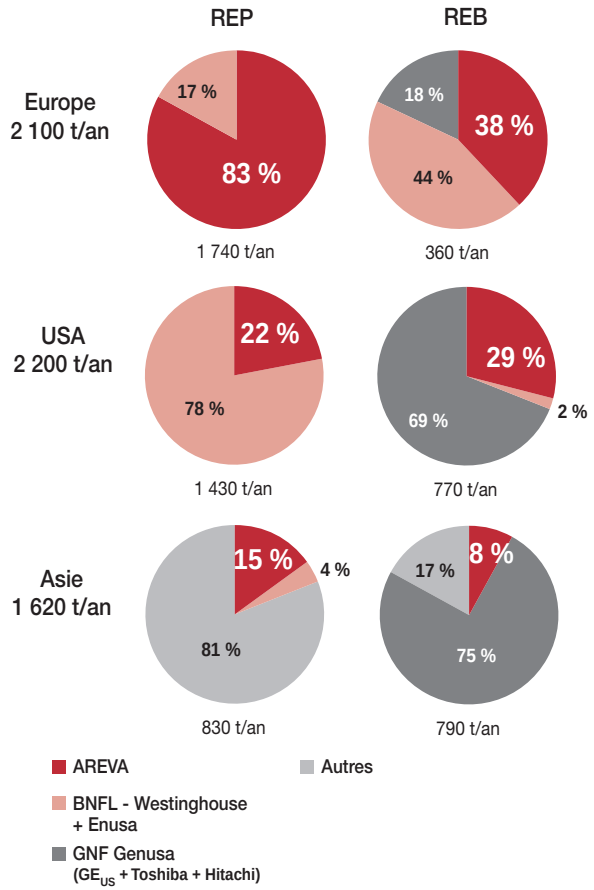
*** Fabricant local utilisant la technologie Framatome-ANP.*

Sur ces 142 réacteurs servis en combustible par AREVA :

- 2/3 sont constitués par des réacteurs de conception AREVA démontrant ainsi les synergies entre la Business Unit Combustible et le Pôle **Réacteurs et Services**, ce qui représente 95 % de la base installée par AREVA,
- le tiers complémentaire représente 25 % de la base installée par les concurrents d'AREVA.

Comme le montre le schéma ci-après, le groupe AREVA est leader en Europe. Il a significativement développé ses parts de marché aux Etats-Unis et poursuit son implantation en Asie.

Part de marché des acteurs dans le combustible en 2004



Source : Nuclear Assurance Corporation (Fuel Trac édition 08/2004) ; valeurs moyennes sur 2004+/- 1 an.

L'année 2004 est marquée par l'entrée du groupe BNFL-Westinghouse sur le marché français conformément aux obligations des instances européennes faites en 2001 à EDF, portant sur l'attribution de parts de marché de fourniture de combustible à d'autres opérateurs qu'AREVA. AREVA reste le principal fournisseur d'EDF (environ 85 % de son approvisionnement en combustible en 2004).

Les processus de qualification, tant des produits que des fournisseurs sont très lourds. Ils supposent un nécessaire retour d'expérience et sont un obstacle extrêmement important à l'entrée de nouveaux acteurs.

Le facteur principal de différenciation réside dans la capacité du fournisseur de combustible à établir un partenariat solide et durable avec ses clients pour :

- les assister sur le plan technique auprès de leur autorité de sûreté (DGSNR en France, NRC aux Etats-Unis, TÜVs en Allemagne,...), dans le cadre de l'obtention des licences d'exploitation de leurs réacteurs ;
- réduire régulièrement le coût de leur cycle de production en améliorant le design des combustibles et la gamme de services offerts.

Le coût de production de l'électricien dépend, entre autres facteurs :

- de la fiabilité du combustible, liée à la qualité de conception et de fabrication : un jour d'arrêt du réacteur dû à un assemblage défectueux représente une perte d'exploitation de l'ordre de cinq fois la valeur ajoutée apportée par le fabricant à cet assemblage (la matière fissile est fournie par l'électricien) ;
- de la quantité d'énergie que le combustible peut produire jusqu'à son "épuisement" ; cette capacité est mesurée par le taux de combustion, exprimé en "MWjour par tML".

Le marché est en très légère croissance en volume, l'impact de l'amélioration constante des combustibles étant compensé par l'augmentation régulière des taux d'utilisation et de la puissance des centrales en fonctionnement. En revanche, la surcapacité existante (demande égale à environ 65% de l'offre) et la concurrence entre les fournisseurs, ont provoqué une baisse des prix marquée (de l'ordre de 25 % à 40 % entre 1995 et 2003) qui a tendance à se stabiliser.

Par ailleurs, un resserrement des prix s'est opéré entre les zones géographiques (Asie, Europe, Amérique du Nord (environ +/- 25 % en 2004). Les marchés sont régionaux et les prix proposés par AREVA sont compétitifs dans chacune de ces trois régions.

4.4.4.5. Activité et faits marquants

En 2004, l'activité en volume de la Business Unit a baissé en raison d'un cadencement conjoncturel moins favorable des livraisons de recharge de combustible, notamment en France et en Allemagne. Dans le domaine commercial, des contrats importants ont été confiés en 2004 et au premier trimestre 2005 à la Business Unit Combustible dont certains résultent de synergies avec d'autres Business Units du Groupe :

- l'américain Duke Power a confié à AREVA l'approvisionnement en combustible de ses sept réacteurs ;
- un accord est intervenu avec l'électricien américain Exelon permettant la reprise en 2005 du contrat d'approvisionnement du réacteur de La Salle (Illinois, Etats-Unis) et portant sur dix recharges ;
- l'américain Omaha Public Power District (OPPD) a confié à AREVA l'approvisionnement de cinq recharges en combustible de Fort Calhoun Nuclear Station à partir de 2006 ;
- l'électricien belge Electrabel a choisi AREVA pour l'approvisionnement de cinq de ses sept réacteurs jusqu'en 2008 ;
- l'électricien EDF a signé une prolongation du contrat de fourniture d'assemblages pour l'année 2007 ;

- des contrats d'approvisionnement de longue durée ont été conclus jusqu'en 2011 avec les électriciens allemands E.ON, EnBW, EnKK et RWE et l'espagnol CNAT pour Trillo ;
- l'organisme australien Ansto a confié à AREVA l'approvisionnement en combustible de son nouveau réacteur de recherche ainsi que la reprise de ce combustible usé pour traitement.

Sur le plan industriel, le projet BLEU (Blended Low Enriched Uranium) lancé aux Etats-Unis est passé en phase industrielle en 2004. Il regroupe plusieurs contrats d'un montant global de plus de 200 millions d'euros. Ce projet vise le recyclage d'uranium très enrichi de "qualité" militaire pour les réacteurs de production électronucléaire. Le site de réalisation de la poudre UO_2 (cf. lexique) situé à Erwin (Tennessee) a été mis en service et la première livraison de poudre au site de fabrication d'assemblages de Richland (Washington, Etats-Unis) a eu lieu au second semestre 2004. Les premiers assemblages remplis de pastilles BLEU ont été livrés à TVA (Tennessee Valley Authority) à la fin du deuxième semestre 2004.

En matière d'intégration entre les compétences de la Business Unit situées en France, en Allemagne et aux Etats-Unis, d'importantes étapes ont été franchies dans l'harmonisation des produits et dans l'organisation industrielle. Les produits harmonisés sont maintenant en phase de commercialisation. Ils améliorent encore la performance des produits fournis en capitalisant sur les meilleurs composants et l'avance technologique (alliage M5™, grille HMP, embout Robust FuelGuard).

4.4.4.6. Perspectives et axes de développement

Sur la période 2005 - 2009, 50 % des besoins mondiaux en combustible sont déjà en carnet de commandes, dont 35 % sont acquis à AREVA, soit près de trois ans de ventes. La croissance annuelle moyenne du marché en volume est limitée mais relativement sûre.

Dans ce contexte, la Business Unit a pour objectif de conforter ses parts de marché en développant sa position commerciale à l'international. Elle entend également tirer parti d'une offre de produits renouvelée lui permettant de se positionner favorablement à l'occasion d'appels d'offres et, plus particulièrement à l'occasion de celui lancé par la Chine pour la construction de nouvelles centrales.

Pour atteindre cet objectif, la Business Unit met en place des actions spécifiques :

- dans le domaine des produits : il s'agit principalement de poursuivre l'amélioration du design des assemblages combustibles et de continuer à capitaliser sur le rapprochement des équipes issues de Framatome-ANP et de Siemens à la suite de la fusion de leur activité nucléaire ; par ailleurs, la Business Unit continue de simplifier le portefeuille des produits existants et de réduire ses gammes de fabrication ;

- sur le plan industriel, la Business Unit poursuit l'optimisation de son outil.
  - Après avoir mené à bien la qualification croisée des usines de Romans (France) et Lingen (Allemagne) permettant de fabriquer indifféremment les produits de technologie française et allemande, la BU a engagé des demandes d'extension de capacité de ces usines. Ces demandes dont les dossiers sont en phase finale d'instruction visent à apporter toute la flexibilité nécessaire en réponse à la diversité des demandes des clients, ainsi qu'une meilleure productivité.
  - La BU a engagé un programme de rénovation de Romans sur 4 ans d'un montant de 100 millions d'euros. Cette rénovation satisfera aux normes les plus exigeantes de sûreté/sécurité et radioprotection.

Sur le plan de la R&D, les efforts engagés représentent en moyenne 4 à 5 % du chiffre d'affaires de la Business Unit Combustible depuis trois ans. Ils s'inscrivent dans la durée sachant que le développement d'un nouveau produit requiert de cinq à dix ans d'efforts et celui d'un nouvel alliage, de dix à 15 ans.

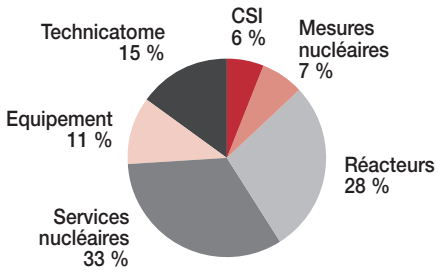
Toutes ces actions spécifiques, fédérées au sein de la démarche ZTF (Zero Tolerance for Failure) initiée en 2003 dans tous les domaines d'activité de la Business Unit, concourent à fournir des produits performants, fiables et compétitifs.

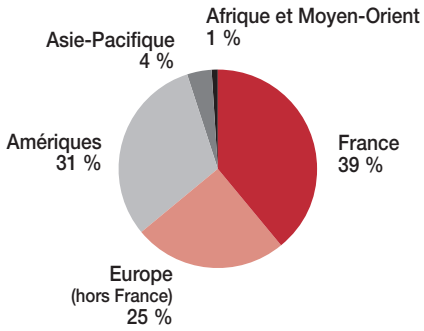
4.5. Pôle Réacteurs et Services

Chiffres clés

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Chiffre d'affaires	2 146	2 124	1 932
Résultat opérationnel	90	52	64
Effectif en fin d'année	14 066 personnes	13 251 personnes	13 549 personnes

Répartition du chiffre d'affaires 2004 par Business Unit et par zone géographique





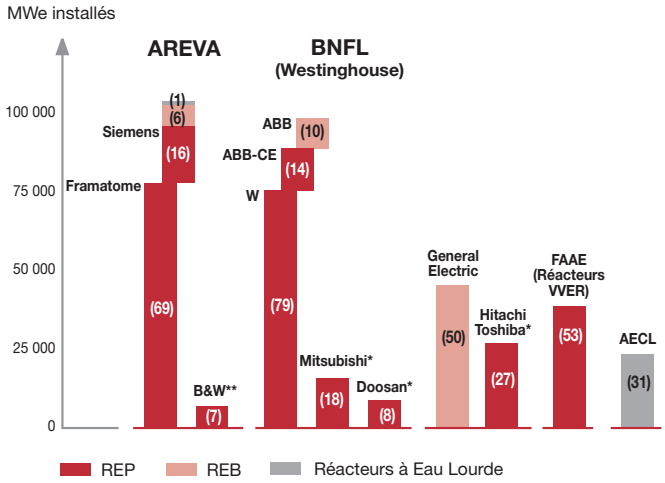
Présentation générale

Le Pôle Réacteurs et Services, qui représente 19,3 % du chiffre d'affaires du groupe AREVA, conçoit et fabrique les deux principaux types de réacteurs actuellement utilisés dans le monde, REP et REB, ainsi que des réacteurs de propulsion navale et de recherche. Il offre également les produits et services nécessaires à la modernisation, au contrôle, à l'entretien et au fonctionnement quotidien de tous types de centrales nucléaires, ainsi qu'à la propulsion et à la mesure nucléaires.

Ainsi, le pôle s'organise autour des six Business Units suivantes :

- la Business Unit Réacteurs : conception, construction et ingénierie de centrales nucléaires,
- la Business Unit Equipements : conception et fabrication des composants pour les centrales nucléaires,
- la Business Unit Services nucléaires : maintenance, inspection et services aux centrales nucléaires,
- la Business Unit Technicatome : conception et fabrication de réacteurs pour la propulsion navale et de systèmes sûrs,
- la Business Unit Mesures nucléaires : conception et fabrication d'appareils de mesures nucléaires,
- la Business Unit Conseil et Systèmes d'information (CSI) : conseils, intégration de systèmes d'information et infogérance.

AREVA est le premier fournisseur mondial d'équipements et de services pour l'énergie nucléaire et se positionne comme numéro un mondial, en termes de puissance installée, avec plus de 100 000 MW électriques, devant BNFL (incluant ABB/Combustion Engineering et Westinghouse) et General Electric. Le Groupe a en effet construit 91 des 308 REB ou REP en service dans le monde à fin 2004 (hors VVER), ce qui représente près d'un tiers de la base mondiale en service.



** Sous licence : Westinghouse pour Mitsubishi et Doosan*
G.E. pour Hitachi/Toshiba

*** Suite au rachat par Framatome de l'activité des réacteurs commerciaux de B&W à la fin des années 1990, AREVA peut être considéré comme le partenaire de service privilégié de ces réacteurs aux Etats-Unis sans pour autant en assurer la responsabilité constructeur.*

Ces réacteurs REP et REB sont principalement situés dans trois zones : aux Etats-Unis, en Europe et en Asie, en particulier au Japon.

Les activités récurrentes (soutien aux réacteurs existants) ont représenté de l'ordre de 80 % du chiffre d'affaires du pôle en 2004. Elles se sont développées grâce à l'importance du parc installé par le Groupe et à des efforts commerciaux en dehors de cette base. Le pôle fournit essentiellement des services (services de maintenance, de contrôle et d'ingénierie) et des équipements pour la modernisation, l'augmentation de puissance et l'accroissement de la durée de vie des réacteurs.

Le rallongement de la durée de vie des centrales, en générant des investissements importants pour le renouvellement d'équipements et l'amélioration des performances des centrales installées,

constitue l'un des facteurs clés de développement du pôle, en complément des perspectives de reprise des investissements en nouvelles capacités de production électrique d'origine nucléaire.

Les centrales en service ont une durée de vie moyenne initiale de 40 ans. Toutefois, selon les pays, et sous réserve de l'accord des autorités de sûreté, cette durée de vie pourrait être prolongée de dix à 20 ans, selon les résultats des visites décennales, comme c'est déjà le cas aux Etats-Unis pour 18 d'entre elles. Les programmes de construction ont d'abord débuté aux Etats-Unis au milieu des années 60 où les centrales ont souvent dix à 15 ans de plus que les centrales européennes. Le marché américain est donc celui sur lequel sont apparus le plus tôt les besoins de modernisation propres à des centrales âgées de plusieurs dizaines d'années.

Pendant longtemps, les électriciens américains ont cherché à réduire leurs dépenses d'exploitation et de maintenance. La tendance est aujourd'hui à l'augmentation des dépenses d'investissements, non pas pour de nouveaux réacteurs, mais pour les réacteurs existants. Ces investissements portent notamment sur le remplacement des gros équipements ou les remises à niveau des systèmes de contrôle commande, et se justifient par l'allongement de la durée de vie des installations.

Le parc américain a ainsi connu une amélioration considérable en quelques années. Durant les dix dernières années, le coefficient de production brute Kp (assimilable à un taux d'utilisation) est passé de 70 % à 90 %, ce qui représente l'équivalent de près de 19 nouveaux réacteurs de 1 000 MWe, chacun fonctionnant avec un facteur de charge de 0,90. Avec le même parc, la production est donc aujourd'hui supérieure d'un tiers à ce qu'elle était au début des années 90. Cette tendance est synonyme de baisse du prix du kWh d'origine nucléaire, et donc de meilleure performance économique pour l'électricien.

Les activités non récurrentes (construction de nouveaux réacteurs) ont représenté environ 20 % du chiffre d'affaires du Pôle en 2004. Cette part devrait structurellement augmenter à moyen terme en raison de la construction de nouveaux réacteurs, pour le remplacement et l'extension du parc nucléaire existant et pour faire face à la croissance de la demande d'électricité, notamment d'origine nucléaire. Dans ce domaine, AREVA dispose d'une technologie éprouvée par 30 ans d'expérience et est le seul acteur du secteur à avoir obtenu un contrat pour la construction d'un réacteur de troisième génération (l'EPR - Evolutionary Power Reactor - en Finlande), permettant des gains importants en performance et en compétitivité économique ainsi qu'un niveau de sûreté accru grâce aux avancées technologiques de ce type de réacteur.

Le pôle, qui dispose d'une base européenne solide, a réussi à s'implanter aux Etats-Unis, où il est devenu leader, et cherche à se développer en Asie. Ses principales implantations industrielles sont situées sur ses grands marchés, en France, en Allemagne et aux Etats-Unis.

En Europe, le Groupe dispose de positions historiques très fortes en France et en Allemagne, qui constituent un socle récurrent d'activités. Il s'est également fortement développé auprès des autres grands opérateurs, notamment en Europe du Nord. Le succès récent de l'EPR en Finlande et les perspectives en France viennent renforcer cette position.

Les pays européens (Finlande et Europe de l'Est) ayant acquis des centrales (38 hors Russie) de conception russe offrent également un marché de modernisation. La technologie est proche de la technologie REP occidentale, et AREVA propose des prestations pour améliorer leur sûreté et leur niveau de performances. La difficulté de ce marché est l'obtention des financements nécessaires par les électriciens.

Le Pôle **Réacteurs et Services** se développe aussi fortement aux Etats-Unis, qui représente la première base installée du monde, notamment grâce à l'intégration des activités nucléaires de Siemens en 2001 (qui y disposait d'une branche importante) et au rachat de Duke Engineering & Services en 2002. AREVA y a conquis dans les trois dernières années une part importante du marché de remplacement des équipements lourds (à titre d'exemple, AREVA détient aujourd'hui 80 % du marché très soutenu du remplacement des couvercles de cuves de réacteurs), ainsi que des marchés de modernisation des systèmes de contrôle commande et d'extension de durée de vie. Par ailleurs, la large expérience du pôle en matière de conception et de réalisation de centrales nucléaires lui permet de bâtir des offres globales (contrats de type "Alliancing") qui reposent sur un partenariat avec le client.

En Asie, le principal marché accessible est la Chine. Le Groupe, qui est présent depuis vingt ans, a réalisé quatre tranches sur huit existantes à la fin 2004 et a développé des joint-ventures sur l'amont du cycle. AREVA a répondu en février 2005 aux appels d'offres pour la construction de quatre réacteurs nucléaires de troisième génération.

La dérégulation du marché ainsi qu'un environnement toujours plus concurrentiel conduisent les clients à exiger de nouveaux types de contrats, plus attractifs financièrement, plus simples et plus complets. Des offres globales de services sont privilégiées, couvrant la fourniture de composants de remplacement, les opérations de remplacement elles-mêmes, ainsi que les études d'ingénierie et de licensing associées. Le groupe AREVA, grâce

aux compétences d'études, de fabrication, d'installation, d'aide au licensing et de services qu'il intègre, répond pleinement à ces demandes. A titre d'exemple, la politique de mise en place de contrats à long terme avec les électriciens américains, amorcée en 2002, s'est poursuivie.

Les principales Business Units du pôle bénéficient de fortes synergies dans le cadre de prestations globales destinées aux électriciens, ce qui permet de renforcer la position concurrentielle du pôle.

Enfin, le développement de la base installée de réacteurs du Groupe est une source supplémentaire de développement pour les Pôles **Amont** et **Aval**.

Stratégie et perspectives

Au-delà des activités d'inspection, de maintenance, de rénovation et de modernisation des installations existantes, qui ont constitué la quasi-totalité des revenus du Pôle **Réacteurs** et **Services** dans les trois dernières années, de nouveaux enjeux apparaissent.

Dans le domaine des services et des équipements, les clients électriciens s'engagent dans une démarche croissante d'alliance et d'externalisation des activités liées à la maintenance et à la gestion des installations, dans l'optique d'en optimiser l'exploitation. Cette démarche implique de nouvelles conditions contractuelles dans lesquelles électriciens et prestataires deviennent des partenaires. Leur but commun devient d'optimiser le coût mais aussi la durée des interventions au cours desquelles les réacteurs doivent être stoppés. L'objectif d'AREVA est d'être le partenaire de référence pour l'exploitation et la maintenance des parcs installés afin de maintenir et de développer une forte activité d'ingénierie et de services. En particulier, AREVA pourrait, en fonction des opportunités du marché, procéder à des acquisitions ciblées en Europe.

Dans le domaine des réacteurs, le Groupe entend pleinement tirer parti des perspectives de renouveau de l'énergie nucléaire résultant de la double contrainte de besoins croissants en électricité et d'une réduction des émissions de gaz à effet de serre, notamment pour satisfaire aux obligations du protocole de Kyoto. Ce renouveau se traduira à long terme par des opportunités supplémentaires de fournir des îlots nucléaires, voire des réacteurs clés en main. Le Groupe dispose de produits tels que l'EPR, dont le premier exemplaire a été commandé en décembre 2003 par l'électricien TVO en Finlande, suivi par la décision d'EDF de choisir l'EPR pour le site de Flamanville 3, en octobre 2004.

Ce réacteur est susceptible de trouver des débouchés complémentaires, notamment en Asie, dans le reste de l'Europe et aux Etats-Unis, où le Groupe envisage de faire certifier ses modèles de réacteurs pour participer à une éventuelle reprise de la construction de centrales nucléaires. A ce titre, l'objectif d'AREVA est de renforcer sa position de premier constructeur mondial de réacteurs, notamment grâce à l'EPR, et en anticipant les évolutions technologiques en poursuivant la recherche et développement au sein de la Business Unit Réacteurs. Enfin, le pôle a pour objectif d'augmenter sa rentabilité dans les années à venir grâce à l'accroissement de la charge d'activité et à une productivité accrue.

4.5.1. Business Unit Réacteurs

4.5.1.1. Chiffres clés

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Chiffre d'affaires	582	539	484
Effectif en fin d'année	3 605 personnes	2 539 personnes	3 378 personnes

4.5.1.2. Préambule et définitions

Une "centrale nucléaire" se définit comme une installation industrielle produisant de l'énergie électrique ou thermique à partir d'un ou plusieurs réacteurs nucléaires. Un "réacteur nucléaire" est un appareil permettant de produire de la chaleur à partir de l'énergie libérée par la fission des atomes d'uranium et de plutonium dans une réaction en chaîne contrôlée. On appelle "chaudière nucléaire" l'ensemble des équipements permettant de produire de la vapeur d'eau sous pression à partir de l'énergie de fission. "L'îlot nucléaire" est l'ensemble englobant la chaudière nucléaire et les installations relatives au combustible ainsi que les équipements nécessaires au fonctionnement et à la sécurité/sûreté de cet ensemble. La turbine, l'alternateur générant l'électricité qui y est accouplé, ainsi que les équipements nécessaires au fonctionnement de cet ensemble constituent "l'îlot conventionnel".

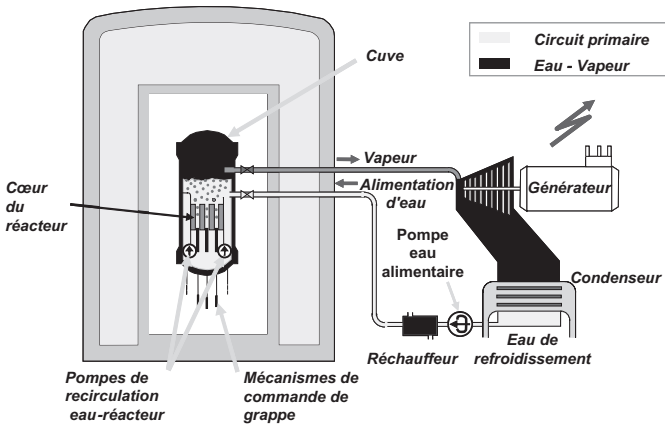
Une centrale nucléaire est ainsi constituée d'un îlot nucléaire, d'un îlot conventionnel et d'équipements divers.

Dans une centrale nucléaire, le groupe turboalternateur est donc entraîné par la vapeur produite grâce à l'énergie libérée par la fission de la matière contenue dans le combustible constituant le cœur du réacteur.

Les deux grands types de réacteur à eau dite légère ayant été développés sont les REB et les REP. Dans le cas des REB (cf. figure ci-après), l'eau se vaporise dans la cuve qui contient le cœur constitué d'assemblages combustibles. Le cœur cède sa chaleur à l'eau qui le traverse. La vapeur ainsi produite entraîne la rotation de la turbine, puis se refroidit, en retournant donc à la forme liquide dans le condenseur, avant d'être réinjectée dans la

cuve du réacteur. L'eau observe ainsi, dans un REB, un cycle fermé dans lequel la vapeur se détend directement dans la turbine.

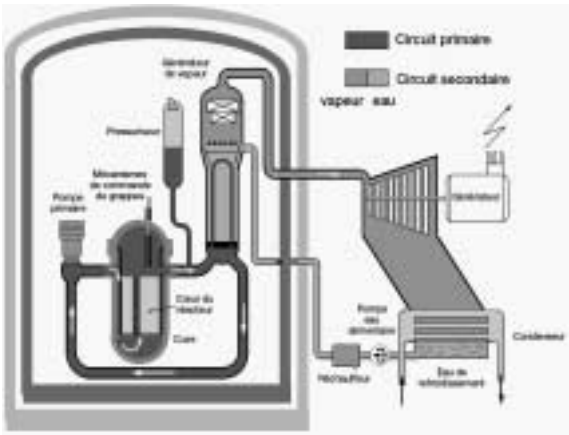
Principe de fonctionnement d'un Réacteur à eau bouillante (REB)



Source : AREVA.

Dans un REP (cf. figure ci-après), un circuit intermédiaire – le circuit secondaire – est interposé entre l'eau du circuit primaire, chauffée par le cœur, et la turbine. La chaleur générée dans le circuit primaire est transmise à l'eau du circuit secondaire par l'intermédiaire d'appareils échangeurs de chaleur, les générateurs de vapeur (GV). C'est l'eau, vaporisée dans la partie secondaire des GV, qui entraîne alors la turbine. La fonction "production d'énergie" est ainsi séparée de la fonction "génération de vapeur". Cette séparation de fonctions permet d'éviter que le circuit secondaire ne soit traversé par de l'eau ayant été au contact du combustible, ce qui facilite notamment les grandes opérations de maintenance.

Principe de fonctionnement d'un Réacteur à eau sous pression (REP)



Source : AREVA.

4.5.1.3. Métiers

La Business Unit Réacteurs est présente à tous les stades de la construction des chaudières et îlots nucléaires, de leur conception jusqu'à leur mise en service. Elle intervient également sur les réacteurs en service pour les rénover, améliorer leurs performances et prolonger leur durée de vie. Les îlots nucléaires fournis par le Groupe sont soit du type REP, soit du type REB.

La Business Unit dispose principalement d'équipes d'ingénierie et assure la maîtrise d'œuvre de l'amélioration et de la construction de réacteurs nucléaires. Elle ne dispose pas de moyens de fabrication propres et s'appuie sur la Business Unit Equipements et sur des sous-traitants.

Les métiers de la Business Unit recouvrent principalement :

- Activités récurrentes (ingénierie sur les réacteurs en service) :
  - les rénovations de tous les modèles de réacteurs existant dans le monde (notamment la gestion du vieillissement permettant l'allongement de la durée de vie), et les services d'ingénierie associés,
  - les prestations liées à l'amélioration de la performance (augmentation de puissance et amélioration de la disponibilité),
  - la mise à niveau et la rénovation des systèmes de contrôle commande des centrales nucléaires existantes,
  - les services pour réacteurs à neutrons rapides refroidis aux métaux liquides, y compris leur démantèlement,
  - des activités diverses pour les réacteurs de recherche,
  - la réalisation des études de sûreté détaillées et des dossiers d'autorisation pour le remplacement des gros composants et le redémarrage des tranches nucléaires, ainsi que les études d'ingénierie relatives à l'exploitation des tranches nucléaires : renouvellement de licence d'exploitation, extension de la durée de vie, augmentation de la disponibilité, accroissement des performances, réduction de la durée des arrêts et des doses, etc.

- Activités non récurrentes :
  - la conception, la construction, et la mise en service d'îlots nucléaires et d'installations nucléaires diverses,
  - la conception et la fabrication de systèmes électriques et de systèmes avancés de contrôle commande pour réacteurs neufs.

Les deux modèles de troisième génération actuellement proposés par le Groupe sont l'EPR (filière REP) et le SWR-1000 (filière REB).

EPR

SWR 1000

Le réacteur EPR (Evolutionary Power Reactor) est le réacteur de la filière REP le plus avancé (réacteur de troisième génération) commercialisé par AREVA. Il utilise comme combustible de l'oxyde d'uranium enrichi jusqu'à 5 % ou du Mox (cf. lexique). Sa puissance électrique nette est de l'ordre de 1 600 MWe. Par rapport aux réacteurs des générations précédentes, l'EPR apporte des gains importants en performance, qui se traduisent par une compétitivité économique accrue, des avancées technologiques significatives qui lui confèrent un niveau de sûreté encore accru, des conditions d'exploitation et de maintenance simplifiées, et des réponses encore plus satisfaisantes aux préoccupations environnementales (réduction de 15 % de la production de déchets radioactifs à vie longue). Par ailleurs, l'EPR dispose d'une durée de vie prévue de 60 ans contre une durée de vie initiale de 40 ans pour les autres réacteurs.

Le SWR 1000 (Siede Wasser Reaktor) est le dernier modèle de réacteur à eau bouillante développé par AREVA mais pour lequel le Groupe n'a pas encore reçu de commandes. Positionné sur le créneau des moyennes puissances, il fournit une puissance électrique de l'ordre de 1 000 à 1 250 MWe. Grâce à un large recours à la technologie existante et à une maintenance réduite, cette nouvelle génération de réacteurs contribue à une baisse du prix du kWh tout en disposant également d'une durée de vie de 60 ans. L'optimisation du taux de combustion réduit la quantité de déchets produits. La gestion passive de la sécurité accroît encore la sûreté de l'ensemble, notamment dans le cas d'une fonte du réacteur.

L'activité de la Business Unit est peu capitalistique et s'apparente à un bureau d'études. Elle nécessite toutefois des garanties significatives pour couvrir les engagements de performance des réacteurs, ainsi que le recours de plus en plus important à des partenariats avec des ingénieries locales et une attention constante au renouvellement des compétences.

La Business Unit Réacteurs a consacré près de 4 % de son chiffre d'affaires aux travaux de Recherche et Développement. Ces travaux menés dans l'ingénierie, mais aussi à travers des partenariats avec des organismes de recherche, portent sur l'ensemble des technologies fondamentales pour les réacteurs à eau et pour les réacteurs du futur, ainsi que sur le développement et la validation d'outils de calculs et des méthodes associées dans le domaine du procédé et de la sûreté, de la maîtrise des phénomènes hydrauliques et thermo-mécaniques, du comportement des matériaux.

4.5.1.4. Moyens industriels

Les équipes d'ingénierie, constituant le principal actif de la Business Unit Réacteurs, sont réparties entre :

- la France,
- l'Allemagne,
- les Etats-Unis,
- des équipes détachées auprès des clients, partout dans le monde.

La Business Unit Réacteurs dispose également de moyens de recherche et d'essais indépendants au meilleur niveau technologique, avec les installations de ses centres techniques en Allemagne et en France. La Business Unit s'emploie à mutualiser ses équipes d'ingénierie et à développer des plateaux-projets internationaux.

4.5.1.5. Marché et positionnement concurrentiel

Sur le marché accessible (c'est-à-dire composé par les pays signataires de l'intégralité du traité de non-prolifération) des activités récurrentes, qui peut être globalement estimé selon AREVA à 1,8 milliard d'euros par an, la Business Unit Réacteurs occupe une position de premier plan pour les activités relevant des études de conception des chaudières nucléaires dont elle est l'O.E.M. (Original Equipment Manufacturer). Cette activité est en croissance sur le segment du contrôle commande et des systèmes électriques.

S'agissant des activités non récurrentes (extension ou remplacement de parcs existants), AREVA est le seul constructeur occidental de réacteurs nucléaires à avoir obtenu des commandes de nouveaux réacteurs depuis 1999. Ses concurrents sont BNFL-Westinghouse (Royaume-Uni), General Electric (Etats-Unis), FAAE (Russie) et AECL (Canada).

4.5.1.6. Activité et faits marquants

En ce qui concerne le développement des activités non récurrentes, 2004 a été une année importante :

- En France :
  EDF a décidé d'engager une tranche tête de série EPR, à

Flamanville (FA3). Cette décision intervient à l'issue d'un processus de concertation comprenant un débat sur les énergies organisé en 2003 et ayant contribué à préparer la loi d'orientation sur les énergies votée en première lecture en 2004.

EDF est donc maintenant en mesure de passer les marchés de réalisation des études, des fabrications et des travaux de FA3. Un premier contrat portant sur l'ingénierie et sur la fourniture de composants pour la chaudière est attendu en 2005. AREVA devrait obtenir le contrat pour la fourniture de la chaudière nucléaire et pour le système de contrôle commande de FA3.

- En Finlande :
  Le projet Olkiluoto 3 de construction, cléf en main, d'un EPR 1 600 MWe (pour le compte de TVO) par le consortium AREVA-Siemens, avance à un rythme soutenu et mobilise environ 600 ingénieurs en France et en Allemagne. Les travaux d'excavation du site (sous la responsabilité du client) ont été réalisés en 2004 et se poursuivent début 2005. Le chantier AREVA-Siemens a été ouvert en octobre 2004. L'autorisation de construire a été attribuée par les autorités finlandaises en février 2005 et le premier béton devrait être coulé au printemps 2005.

- En Chine :
  La dernière année du dixième plan quinquennal chinois aura vu la réaffirmation de la volonté de développer le nucléaire en Chine. Les décisions de compléter les sites existants (génération 2) de Ling Ao et de Qinshan par des réacteurs de technologies identiques à ceux des tranches existant sur ces sites ont été annoncées.

  La Business Unit compte participer à ces projets d'extension des sites de Ling Ao (Ling Ao 3 et 4, également appelées Ling Ao Phase II) et, dans une moindre mesure, de Qinshan (2 tranches Qinshan Phase II). La volonté chinoise de faire appel au maximum aux entreprises locales limite toutefois le champ des prestations accessibles. Pour ces tranches, la Business Unit a répondu, fin 2004, en consortium avec Siemens à un appel d'offres portant sur la fourniture d'un contrôle commande complet.

  L'enjeu principal porte toutefois sur l'appel d'offres de génération 3 pour la fourniture, clé en main, de quatre îlots nucléaires (génération 3) sur les sites de Sanmen (dans la province du Zeijiang) et de Yangjiang (dans la province du Gangdong) ainsi que pour le transfert de technologie associé. La technologie retenue par la Chine devrait servir de base au développement du programme nucléaire chinois, en favorisant la création d'acteurs locaux. Les besoins en énergie nucléaires sont à l'échelle du pays, soit 32 000 MWe devant s'ajouter à l'horizon 2020 aux 8 500 MWe actuellement en exploitation ou en construction, selon les déclarations du gouvernement chinois. Confortée par la décision finlandaise et l'annonce faite par EDF, la Business Unit a proposé le réacteur EPR dans le cadre de cet appel d'offres.

- Aux Etats-Unis :
  AREVA a mené en 2004 une analyse sur l'adaptation de l'EPR aux besoins du marché américain. Cette étude a conclu à l'intérêt de s'engager dans un processus de certification pour licencier cette technologie aux Etats-Unis. L'objectif de cette démarche est de pouvoir répondre au redémarrage du nucléaire américain à l'horizon de la prochaine décennie.

- Autres pays :
  La Bulgarie a exprimé sa volonté de terminer la tranche VVER de Belene, de conception russe. La Business Unit s'est préparée à répondre, en consortium avec le concepteur russe Atomstroyexport, à un appel d'offres qui devrait être lancé prochainement.

Pour faire face à ces succès et à ces perspectives, un plan de renforcement des ressources humaines de la Business Unit a été mis en œuvre dès 2003, se traduisant notamment par le recrutement de près de 200 ingénieurs en France et en Allemagne. Ce plan a permis un rajeunissement sensible de la pyramide des âges (la proportion des moins de 45 ans est passée de 48 % à 57 % entre 2001 et 2004) et s'est accompagné du développement des mobilités intra groupe et des sous-traitances. Ce contexte nouveau a également été mis à profit pour renforcer le courant d'échanges de personnel déjà établi entre les trois régions (France, Allemagne, Etats-Unis), dynamisant ainsi le partage et la diffusion des compétences.

Les activités récurrentes se sont, elles aussi, maintenues à un niveau élevé, dans toutes les régions du monde. Elles couvrent un ensemble de prestations très diverses illustrées par les quelques exemples donnés ci-après :

- En France :
  - accord entre EDF et un consortium mené par la Business Unit pour l'installation clé en main de filtres puisards sur 8 tranches de 900 MWe.

- En Allemagne :
  - AREVA a continué à fournir des services aux 19 tranches en exploitation : analyses de sûreté, remise en état des puisards des tranches REP, rénovation du contrôle commande de plusieurs tranches (Philippsburg 2, Neckarwestheim 2).

- les essais de fonctionnement du réacteur de recherche FRM II de l'Université de Munich se sont déroulés avec succès. La réception de l'installation par le client ne dépend maintenant plus que de la levée des dernières réserves techniques.

• Aux Etats-Unis :
- la Business Unit a continué à développer ses services aux exploitants, devenant parfois leur partenaire privilégié, comme à Comanche Peak où l'exploitant pourrait lui confier l'ensemble des modifications de la tranche.

• En Suède :
- Les nouvelles exigences réglementaires en matière de sûreté (SKIF 2004 : 2) vont nécessiter des travaux d'amélioration des tranches existantes. Ce sera pour les exploitants l'occasion de mettre en œuvre des augmentations de puissance ou des extensions de durée de vie pour raccourcir les durées d'amortissement des travaux d'amélioration rendus nécessaires par ces nouvelles exigences. Des discussions sont en cours avec les exploitants.

• En Bulgarie :
- le contrat de modernisation des tranches 5 et 6 de la centrale de Kozloduy a continué à se dérouler d'une manière satisfaisante. Les améliorations de sûreté prévues ont, entre autres, été mises en place avec succès pendant l'arrêt annuel de la tranche 6, qui a redémarré conformément au planning le 26 novembre 2004.

• Au Royaume-Uni :
- le consortium mené par la Business Unit a été retenu comme partenaire de British Energy pour l'assister dans l'organisation et l'ingénierie des modifications à réaliser sur l'ensemble de son parc nucléaire (14 tranches AGR et 1 tranche REP).

4.5.1.7. Perspectives et axes de développement

Pour les activités récurrentes, les perspectives restent bonnes compte tenu de la volonté des électriciens d'exploiter leur parc dans des conditions optimales de fiabilité et de disponibilité, ainsi que de prolonger la durée de vie des tranches et d'améliorer leurs performances, en particulier aux Etats-Unis. L'objectif de la Business Unit est de pérenniser ses activités récurrentes, notamment en adaptant son offre aux nouveaux besoins de ses clients, et en améliorant ses méthodes et ses outils de travail.

En ce qui concerne les activités non récurrentes, l'objectif de la Business Unit est de conforter sa position de leader pour les projets de construction de centrales neuves. La décision française intervenant moins d'un an après celle de la Finlande, l'accélération attendue du programme nucléaire chinois, les initiatives de l'industrie nucléaire américaine, la montée des prises de conscience par l'opinion publique et les décideurs politiques des effets du dérèglement climatique, la volatilité des prix des hydrocarbures ouvrent des perspectives intéressantes à long terme.

4.5.2. Business Unit Equipements

4.5.2.1. Chiffres clés

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Chiffre d'affaires	242	217	224
Effectif en fin d'année	1 787 personnes	1 583 personnes	1 565 personnes

4.5.2.2. Métiers

La Business Unit Equipements exerce pour l'essentiel une activité de fabrication :

• elle dimensionne et fabrique des composants lourds de l'îlot nucléaire (cuves, générateurs de vapeur et pressuriseurs...).
• elle conçoit et fabrique des groupes moto-pompes primaires et des mécanismes de commande de grappes (systèmes permettant la régulation de la réaction au sein du cœur du réacteur). La Business Unit, ayant optimisé pendant plusieurs décennies les mécanismes de commande de grappe pour le compte d'EDF, dispose aujourd'hui d'une expertise reconnue et d'un avantage concurrentiel certain dans ce domaine.

La Business Unit Equipements exerce également des activités électromécaniques hors nucléaire dans le domaine de la conception et de la fabrication de moteurs, d'alternateurs de production électrique et d'éoliennes. Elle assure enfin les services et la maintenance associée à ces équipements.

4.5.2.3. Moyens industriels

L'usine de Saint-Marcel, près de Chalon-sur-Saône (France) est totalement dédiée aux équipements nucléaires en tant qu'unité de fabrication des chaudières. Depuis sa création en 1975, cette usine a fabriqué la totalité des composants lourds des tranches 900 MWe à 1 450 MWe du programme nucléaire français et livré dans le monde entier plus de 520 composants lourds tels que cuves de réacteurs, couvercles de cuves, générateurs de vapeur et pressuriseurs. Cette usine a atteint sa capacité maximale et le Groupe a entrepris des investissements d'augmentation de capacité tout en développant la sous-traitance.

L'usine de Jeumont dans le nord de la France, réalise, quant à elle, des équipements nucléaires et non nucléaires.

Dans le domaine des équipements nucléaires, l'usine est spécialisée dans la fabrication de composants mécaniques de l'ilôt nucléaire et de pièces de rechange d'équipements sensibles, tels que les pompes de refroidissement de circuit primaire ou les mécanismes de commande de grappes de réacteurs, ainsi que dans les services associés.

Concernant les activités non nucléaires, l'usine de Jeumont produit et commercialise des générateurs et des moteurs électriques pour l'industrie et la marine. En plus de cette production de machines neuves, l'usine réalise une importante activité de services dans l'industrie électromécanique. Une unité (la filiale Sarelem située près de Nantes, assure la maintenance et la réparation des moteurs et générateurs de faible puissance, dans le domaine non nucléaire.

Jeumont a également développé un concept innovant d'éolienne à attaque directe et vitesse variable. Depuis cette année, l'activité dans ce domaine se limite essentiellement à la maintenance des éoliennes installées.

La filiale Somanu, située à Maubeuge (Nord), dispose d'un atelier de décontamination des équipements provenant des centrales nucléaires avant de les réparer.

Les deux principales catégories de fournisseurs de la Business Unit Equipements dans le domaine nucléaire sont les tubistes pour la fourniture de tubes de générateurs de vapeur, et les forgerons pour les composants lourds fabriqués à partir de pièces forgées. Ces approvisionnements sont à la fois les plus critiques du point de vue technique (la qualité et les performances des composants livrés aux clients en dépendent), et les plus importants en terme de valeur ajoutée et de coûts de revient. Les fabricants de tubes pour générateurs de vapeur sont peu nombreux. Pour le marché occidental, ils sont au nombre de trois : Sandvik (Suède), Valinox (France) et Sumitomo (Japon).

Compte tenu de leur capacité insuffisante pour servir les besoins des prochaines années, ces trois fournisseurs jouent le rôle de régulateurs du marché des générateurs de vapeur. Dans ce contexte, l'usine de Saint-Marcel a noué des alliances avec deux d'entre eux en réservant des capacités pour les années à venir. Les forgerons capables de répondre au niveau de qualité de l'industrie nucléaire sont également peu nombreux. Ils se concentrent pour l'essentiel en Europe avec Fomas (Italie) et Creusot Forges (France) et en Asie avec Doosan (Corée du Sud) et JSW (Japon). Sur ce segment d'achats, la Business Unit Equipements a également diversifié ses approvisionnements en utilisant à la fois les capacités de JSW au Japon pour les pièces les plus lourdes et en développant de nouveaux partenariats avec Creusot Forges en 2003 et Fomas en 2004.

4.5.2.4. Marché et positionnement concurrentiel

Equipements nucléaires lourds

Le marché des équipements nucléaires lourds, traité par l'usine de Saint-Marcel, se caractérise par une concurrence au niveau mondial et une offre légèrement supérieure à la demande avec 5 concurrents : deux en Asie (Doosan et MHI), deux en Europe (ENSA et Camozzil, ex-Ansaldo) et un en Amérique du Nord (Babcock & Wilcox). La Business Unit est l'un des leaders mondiaux sur ce marché.

Ces dernières années, le marché est resté essentiellement limité au remplacement de composants lourds, en particulier aux Etats-Unis, qui possèdent le plus important et le plus ancien parc nucléaire mondial et qui s'orientent progressivement vers une extension de la durée de vie des réacteurs en exploitation. Il convient de noter que le marché américain se différencie du marché européen par la diversité des demandes des électriciens américains. Il nécessite des réponses appropriées intégrant non seulement la fourniture de composants lourds sur des modèles très variés (Westinghouse, Babcock & Wilcox, Combustion Engineering, etc.), mais aussi leur intégration et installation au sein de la centrale existante avec éventuellement une augmentation de puissance.

Dans ce cadre, la complémentarité de l'offre de l'usine de Saint-Marcel et des équipes de services et ingénierie implantées aux Etats-Unis, constitue un facteur cléf permettant une réponse globale aux demandes des différents électriciens ainsi qu'un facteur de différenciation par rapport à la concurrence.

C'est ainsi que l'usine de Saint-Marcel a pris, à partir de l'année 2002 et plus encore en 2003, une position de leader sur le marché américain (source : NRC 2004), en y obtenant près de la moitié des contrats de générateurs de vapeur de remplacement et des contrats de couvercles de cuves de remplacement. Cette progression s'est infléchie en 2004, en raison d'une part de la volonté d'AREVA de relever les niveaux de marges des gros composants sur ce marché, et d'autre part de la baisse persistante du dollar par rapport à l'euro qui pénalise la compétitivité aux Etats-Unis des produits issus de l'usine de Saint-Marcel.

Plus récemment, le marché s'est orienté vers la construction de centrales neuves avec notamment la construction d'un EPR à Olkiluoto en Finlande et le développement du programme

nucléaire chinois. Le marché domestique connaît la même évolution, suite à l'annonce d'EDF de construire un EPR à Flamanville. Enfin, quelques opportunités existent au Brésil et en Afrique du Sud pour le remplacement de composants. En revanche, les marchés des pays de l'ancien bloc de l'Est et du Japon demeurent difficilement accessibles.

Autres équipements nucléaires

En France, les parts de marché de Jeumont dans le domaine des groupes moto-pompes primaires et des mécanismes de commande de grappes restent comprises entre 80 % à 100 % (source interne AREVA), malgré l'arrivée récente de BNFL-Westinghouse sur ce marché.

Toujours dans le domaine de compétences de l'usine de Jeumont, le marché est aussi orienté vers la fourniture de pièces de rechange et les services associés à la maintenance des matériels. Le concurrent principal de l'usine de Jeumont sur ce créneau est BNFL-Westinghouse, surtout aux Etats-Unis. Le japonais MHI est également un challenger puissant. Enfin, les composants fabriqués par Jeumont profitent des nouvelles opportunités offertes par le redémarrage de la construction de centrales neuves, en Europe et en Chine.

D'une façon générale, le marché de la Business Unit connaît un développement important compte tenu de la politique d'allongement de la durée de vie des centrales et du début de reprise des constructions de centrales neuves. Ce mouvement s'accompagne d'un renforcement des exigences des clients, d'une concurrence plus forte, d'une pression sur les prix accentuée par la baisse du dollar. Par ailleurs, la Business Unit doit faire face aux tensions du marché des matières premières.

Equipements non nucléaires

Pour les activités électromécaniques de Jeumont, le marché reste très concurrentiel. Dans le segment de la fabrication des alternateurs de moyenne puissance (10 à 60 MWe), AREVA estime représenter 5 à 10 % du marché mondial selon les années, face à des concurrents puissants tels que GE (également client), FKI (GB), ABB ou Alstom bénéficiant pour la plupart d'une offre globale alternateur-turbine.

Sur le marché de la maintenance, la part de marché en France de Jeumont et de ses filiales est d'environ 25 %. Le principal concurrent pour les services aux gros turboalternateurs d'EDF est Alstom. Dans le domaine de la propulsion de sous-marins, AREVA estime représenter environ un tiers du marché mondial, à travers les chantiers tels que DCN, Izar (Espagne), Kockums (Suède). Le principal concurrent dans ce domaine est Siemens.

Pour les éoliennes, le marché européen reste le plus important malgré un très net ralentissement depuis 2003. Aujourd'hui, six fabricants détiennent 85 % du marché. Ils sont principalement danois et allemands comme Vestas, Neg Micon, Siemens-Bonus ou Enercon. La présence de Jeumont est limitée au seul marché français, encore peu développé par rapport au reste de l'Europe. AREVA reconsidère actuellement son offre dans ce domaine.

4.5.2.5. Activité et faits marquants

Pour les Equipements, l'année 2004 est très contrastée en terme d'activité, avec d'une part une charge très soutenue dans le nucléaire, et d'autre part une légère sous-activité dans l'électromécanique.

Equipements nucléaires

L'usine de Saint-Marcel a poursuivi sa montée en puissance, afin d'assurer la réalisation de ses nombreux contrats en cours pour les électriciens américains tout en continuant de fournir EDF, son plus gros client. Ainsi, l'usine a livré dans les délais les deux premiers générateurs de vapeur destinés au marché américain pour la centrale de Prairie Island (Etats-Unis) ainsi que plusieurs couvercles de cuves, notamment pour les centrales d'Arkansas, Davis Besse et Turkey Point.

Sur le plan commercial, la Business Unit a obtenu deux commandes de remplacement de pressuriseurs sur le marché américain pour les centrales de Millstone et Sainte Lucie, soit une part de marché estimé de 50 % sur ce type de composants en 2004. Sur ce même marché, elle a enregistré une commande de changement de couvercle pour la centrale de DC Cook y compris la fourniture et l'installation des mécanismes de commande de grappes. Cette commande revêt une importance particulière, car elle permet à la Business Unit d'avoir une première référence pour un nouveau design de l'assemblage couvercle/mécanismes intégrés. Toujours à l'international, des succès ont été remportés, d'une part dans le domaine des hydrauliques aux Etats-Unis, en Corée et en Espagne, et d'autre part au Brésil, avec la commande de deux générateurs de vapeurs de remplacement pour la centrale d'Angra.

Enfin, le développement du marché chinois se poursuit activement dans le cadre de la négociation de plusieurs joint-ventures avec des industriels locaux pour la fabrication de composants de l'îlot nucléaire dans le cadre du programme d'extension du parc de centrales chinoises.

Equipements non nucléaires

Dans l'Electromécanique, la situation est plus difficile, tant sur le plan commercial qu'en matière de charge. L'année a été marquée par un marché atone pour les machines neuves, compensé par un bon développement de l'activité des services, même si ce

dernier est encore insuffisant pour pérenniser l'activité électromécanique de Jeumont.

Dans cette perspective, l'activité s'est structurée en 2004 autour d'un “axe services” fort qui se traduit par la mise en commun des ressources de Jeumont et de sa filiale Sarelem, permettant ainsi de proposer une gamme de services étendue, des machines de faible puissance jusqu'aux alternateurs de centrales nucléaires.

En ce qui concerne les éoliennes, après l'arrêt de la production de machines à la fin de l'année 2003, les efforts ont porté sur la fiabilisation des unités actuellement en service. Le Groupe poursuit également des négociations avec un partenaire industriel pour la formation d'une joint-venture dans le but de commercialiser des éoliennes en France et en Europe.

4.5.2.6. Perspectives et axes de développement

Activités nucléaires

L’année 2005 devrait se caractériser par la poursuite d’une forte croissance des activités. Sur le plan commercial, le maintien des relations avec EDF davantage ouvert à la concurrence, la concrétisation de la première joint-venture en Chine et une présence forte sur le marché de remplacement aux Etats-Unis sont des objectifs fondamentaux.

Sur le plan industriel, le principal enjeu concernera l’usine de Saint-Marcel, qui devra poursuivre le plan d’augmentation de sa capacité. Ainsi, l’activité de l’atelier devrait être à terme supérieure d’un tiers à celle de 2004. Un recours accru à la sous-traitance partielle ou totale de certains composants sera nécessaire pour réaliser le plan de charge. Dans ce contexte de fort développement, le premier objectif de l’usine sera d’améliorer sa productivité industrielle et de réussir l’intégration de ses nouvelles recrues.

A Jeumont, les activités nucléaires connaissent également une croissance très soutenue, en particulier à l'international avec la réalisation des changements de couvercle de Turkey Point 3 aux Etats-Unis (y compris la fourniture des mécanismes de commande de grappe) et de Daya Bay 1 en Chine.

Par ailleurs, l’activité des deux usines sera très fortement stimulée par la fabrication des composants lourds de l’EPR d’Olkiluoto en Finlande. Saint-Marcel est ainsi en charge de la fabrication des générateurs de vapeurs et du pressuriseur, ainsi que de la supervision de la sous-traitance de la cuve et des internes. Quant à l’usine de Jeumont, elle démarrera la fabrication des équipements hydrauliques et des mécanismes de commande de grappes.

Enfin, les deux usines seront fortement impliquées dans la fabrication de composants lourds (générateurs de vapeur, cuves) et d’hydrauliques en partenariat avec des industriels chinois en vue de la participation de la Business Unit au développement du programme nucléaire de la Chine.

Activités non nucléaires

Compte tenu des faibles perspectives de développement du marché des alternateurs neufs dans un contexte très concurrentiel, la stratégie de développement axée sur les services électromécaniques, plus rémunérateurs et pour lesquels la Business Unit possède une expertise de plus en plus reconnue, sera maintenue.

Enfin, la mise en place d’un partenariat industriel dans le domaine de l’éolien, s’il se concrétisait, permettrait à cette activité de se doter d’une offre de machines de forte puissance en ligne avec les exigences actuelles du marché européen.

4.5.3. Business Unit Services nucléaires

4.5.3.1. Chiffres clés

(en millions d’euros)	2004	2003	2002
Chiffre d’affaires	696	763	664
Effectif en fin d’année	3 012 personnes	3 043 personnes	2 711 personnes

4.5.3.2. Métiers

La Business Unit Services nucléaires propose des prestations permettant aux électriciens d’étendre la durée de vie de leurs centrales et d’en améliorer la disponibilité et la productivité, tout en maintenant un haut niveau de sûreté :

- les services en arrêts de tranche, qui sont des activités récurrentes de maintenance, pour lesquelles la Business Unit Services nucléaires dispose de capacités de coordination et d’intégration des différentes opérations d’entretien et d’inspection, permettant ainsi de réduire la durée de ces arrêts. Un arrêt de tranche programmé, dont l’objectif est d’être le plus court possible, peut nécessiter des équipes de plus de 1 000 personnes, appartenant pour partie à la Business Unit Services nucléaires, pour partie à ses sous-traitants et pour partie aux autres sous-traitants du client. Dans ce cadre, la Business Unit Services nucléaires peut avoir pour mission de coordonner l’ensemble des opérations et des activités des co-contractants.
- les contrôles non destructifs : inspections réglementaires des équipements importants pour la sûreté. La Business Unit Services nucléaires est le leader mondial pour l’inspection des cuves de réacteur, et des générateurs de vapeur, avec le plus large éventail d’inspections pour tous types de réacteurs en service.

- la décontamination et le nettoyage chimique, pour réduire l'exposition aux rayonnements pendant l'entretien et les réparations.
- les services d'ingénierie et d'améliorations, bénéficiant des compétences et de l'expérience de concepteur/constructeur des Business Units Réacteurs et Equipements.
- les services aux composants primaires : réparations, modernisation et remplacement des gros composants de la chaudière nucléaire.
- les services aux systèmes électriques et au contrôle commande des réacteurs.
- l'entretien hors site de composants contaminés, en atelier chaud en Europe et aux Etats-Unis.

4.5.3.3. Moyens

Les prestations de la Business Unit Services nucléaires sont par nature des prestations s'exerçant essentiellement chez les clients-exploitants de centrales nucléaires. Pour réaliser ces prestations, la Business Unit Services nucléaires dispose de l'ensemble des moyens permettant de développer et qualifier les procédés et les outillages mis en œuvre.

En outre, on notera l'existence des ateliers chauds[1] (en Europe et aux Etats-Unis) déjà évoqués pour la maintenance hors site et de deux installations dédiées à l'entraînement et la formation du personnel (une en France : le Cetic, copropriété de EDF et Framatome-ANP, et une aux Etats-Unis).

Les équipes sont régionales afin d'assurer aux clients la proximité et la continuité d'un service personnalisé. Elles sont basées essentiellement en France, en Allemagne et aux Etats-Unis. La Business Unit doit s'adapter annuellement à la forte saisonnalité des activités de services, due à la périodicité des arrêts de tranche, à une tendance forte à la réduction de leur durée, ainsi qu'à l'optimisation des besoins électriques régionaux. La Business Unit doit ainsi concentrer un maximum d'opérations en un minimum de temps.

Pour faire face à ces pics d'activité qui peuvent être extrêmement élevés, le Groupe a signé des accords de partenariat avec différents fournisseurs. Ces fournisseurs et prestataires font l'objet d'une qualification garantissant le respect des exigences de base applicables à ce type d'activité (qualité, niveau technique).

4.5.3.4. Marché et positionnement concurrentiel

Le marché potentiel sur lequel exerce la Business Unit Services nucléaires sont les réacteurs de type REP ou REB et les réacteurs de type Candu ou VVER.

Ces réacteurs font l'objet d'un arrêt de tranche programmé tous les 12 à 24 mois, pour réalisation de prestations d'entretien, de maintenance, voire de remplacement de composants lourds. Chaque "arrêt de tranche" génère ainsi un marché de quelques millions à quelques dizaines de millions d'euros.

Le marché mondial des Services nucléaires est estimé par AREVA à environ trois milliards d'euros par an pour les seuls réacteurs REP et REB répartis de manière équilibrée entre l'Europe, les Amériques et l'Asie.

AREVA considère que trois acteurs majeurs détiennent environ 45 % de ce marché : AREVA avec environ 25 % est le leader mondial dans les services nucléaires y compris aux Etats-Unis, devant BNFL-Westinghouse, et General Electric.

Parmi les 55% restants, le principal concurrent est Mitsubishi Heavy Industries, dont le positionnement est essentiellement japonais, mais dont l'ouverture à l'international est réelle depuis quelques années et qui cherche à développer ses activités de services en Europe. Viennent ensuite des entreprises locales puissantes telles que Hitachi, Toshiba, au Japon, KPS en Corée ou encore de nombreuses petites compagnies spécialisées d'"Architect Engineers", des sociétés de maintenance, ainsi que des fournisseurs de composants.

La Business Unit Services nucléaires d'AREVA propose le plus large portefeuille de compétences au monde pour les Services nucléaires de type REP et REB, tirant partie d'une position forte sur le parc nucléaire français, d'une compétence reconnue et d'une forte présence internationale. Les électriciens américains représentent globalement la moitié de l'activité de la Business Unit.

Les barrières d'entrée au marché sont variables selon les activités : l'avantage d'être concepteur d'origine de la centrale (OEM) croît avec le degré de complexité des services rendus. Les principaux facteurs d'évolution du marché sont : le vieillissement du parc mondial, la construction de nouveaux réacteurs, la dérégulation du marché de l'électricité et la pression sur les prix. De plus, la tendance des principaux clients de la

(1) Un atelier chaud est un atelier spécialisé dans lequel on peut effectuer certaines opérations de nettoyage, d'entretien et de réparation de composants contaminés en respectant les contraintes des plannings d'arrêts de tranche.

Business Unit de mettre en concurrence une part accrue de leur activité conduit la Business Unit à proposer des offres innovantes, sur les plans technique, contractuel et industriel.

4.5.3.5. Activité et faits marquants

Au niveau mondial, la tendance aux contrats de services pluriannuels ainsi que l'augmentation des demandes non programmées par les clients se poursuivent.

En France, plusieurs opérations de remplacement de gros composants ont été effectuées avec succès en 2004 : remplacement des générateurs de vapeur de la centrale de Tricastin 4, remplacement des couvercles de cuves des centrales de Tricastin 3 et de Saint-Laurent 1. Les services aux arrêts de tranche ont également connu une progression favorable avec la réalisation de plusieurs arrêts de tranche lors des révisions décennales et la poursuite des programmes de prestations intégrées.
La Business Unit a obtenu, dans le cadre d'un consortium, un contrat avec EDF en avril 2005 portant sur le remplacement de 18 générateurs de vapeur, soit six tranches, dont une en option.

En novembre 2004, un contrat très important a été signé avec EDF pour la réalisation de prestations intégrées sur les cuves de réacteurs pour une vingtaine de tranches par an sur une durée de quatre ans. Ce contrat illustre la volonté, également constatée ailleurs dans le monde, des électriciens de regrouper les prestations en "packages" afin, de diminuer le nombre d'interfaces pour réduire les coûts et les délais.

En Allemagne, la volonté des clients domestiques de confier des prestations dans des cadres commerciaux globaux et pluriannuels est confirmée. Elle a conduit à maintenir un niveau d'activité soutenu, malgré la baisse tendancielle du marché local.

Aux Etats-Unis, l'activité pendant les arrêts de tranche a été soutenue et conduit à deux "pics" d'activité (printemps automne) encore plus marqués que les années précédentes. Plusieurs opérations de remplacement de gros composants ont eu lieu comme, par exemple, le remplacement des générateurs de vapeur de Prairie Island 1 et celui du couvercle de cuve de Turkey Point 3 fabriqués par la Business Unit Equipements. Un contrat de type "Alliancing"[1] a été conclu avec Constellation montrant une nouvelle fois que les exploitants américains souhaitent s'engager dans des partenariats à long terme.

En Chine, l'acquisition de 35 % des actions de la société SNE (Shenzen Nuclear Engineering) spécialisée dans les opérations de maintenance nucléaire des centrales chinoises a été officiellement enregistrée par l'administration chinoise.

En Espagne, l'acquisition de Tecnimarse permet à la Business Unit de disposer d'une base locale afin de mieux servir ses clients espagnols.

En Afrique du Sud, la Business Unit a poursuivi le développement de son activité avec la société locale Lesedi, dans laquelle il détient une participation, et a participé à la réalisation du projet de mise à niveau de sûreté appelé "CP1 Alignment" en collaboration avec la Business Unit Réacteurs.

Enfin, dans de nombreux autres pays, l'activité a également été soutenue avec par exemple le remplacement en Suède du couvercle de cuve de Ringhals 4, les activités d'arrêts de tranche à Goesgen en Suisse, les prestations de maintenance intégrées lors de l'arrêt de tranche d'Angra 2 au Brésil, et les activités d'arrêts de tranche à Krsko en Slovénie.

4.5.3.6. Perspectives et axes de développement

La Business Unit Services nucléaires, déjà leader mondial dans son domaine, y compris aux Etats-Unis, souhaite poursuivre son développement par :

- le développement de nouvelles offres, pluriannuelles, intégrées et innovantes, répondant toujours mieux aux préoccupations techniques et économiques des clients. La Business Unit espère obtenir un contrat de services de maintenance d'une durée de 5 ans par l'électricien sud-africain Eskom, à la suite d'un appel d'offres international.
- le renforcement de ses positions sur les marchés export grâce au développement de partenariats locaux comme en Chine (SNE, acquise pour 35 % en 2004), en République sud-africaine (Lesedi, 45 %), en Espagne (Tecnimarse, acquise à 100 % en 2004), et bientôt avec d'autres plates-formes industrielles locales.
- enfin, le renforcement de son leadership technologique et de sa capacité d'innovation à moyen et long terme, facteurs clés de succès sur un marché fortement concurrentiel.

(1) L'Alliancing correspond à un partenariat entre le client et son fournisseur, généralement sur plusieurs années, et regroupant un ensemble d'activités plus ou moins nombreuses et variées. Ce regroupement permet une optimisation des prix bénéfique au client et assure un plan de charge significatif ainsi qu'une bonne visibilité au fournisseur.

4.5.4. Business Unit Technicatome

4.5.4.1. Chiffres clés

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Chiffre d'affaires	316	299	234
Effectif en fin d'année	2 259 personnes	2 053 personnes	1 945 personnes

4.5.4.2. Métiers

L'énergie/propulsion

Le métier principal de la Business Unit Technicatome consiste à concevoir, produire et maintenir les réacteurs nucléaires de propulsion navale et les moyens d'essais associés. Ce métier répond à de hautes exigences de sûreté et de fiabilité.
Les marchés sont ceux des navires à propulsion nucléaire, des installations industrielles et d'essais, et des transports guidés. Ils requièrent la maîtrise de méthodologies et de technologies clés comme l'architecture système, le management de projets, le numérique sécuritaire, les analyses de sûreté, la thermo-hydraulique et la neutronique, l'acoustique et les vibrations, le soutien logistique intégré. Depuis plus de trente ans, des réacteurs nucléaires conçus par Technicatome propulsent des sous-marins et un porte-avions dans toutes les missions opérationnelles de la flotte française.

L'entreprise répond également aux exigences associées à la propulsion : systèmes de conduite, de surveillance, discrétion acoustique des systèmes, des installations et de leurs composants. Technicatome dispose d'une expérience unique de concepteur et d'exploitant technique opérationnel pour le compte du CEA. Au-delà de la conception des chaufferies, la Business Unit apporte un soutien à l'exploitant des réacteurs en service, par des prestations de services, maintenance, formation sur les installations de ses clients : soutien en service et conduite de réacteurs de qualification, de formation et d'essais, ayant pour vocation de prévenir les risques technologiques et humains à plusieurs niveaux (validation des réacteurs embarqués avant leur départ en mer, expérimentation des innovations à échelle réelle, tests d'endurance, maintenance prédictive, formation des équipages).

Technicatome a saisi l'opportunité des récents progrès technologiques qui font émerger des filières alternatives à base de pile à combustible. Ainsi, la pile à combustible Hélion connaît un essor significatif et a franchi en 2004 un cap technologique important avec son nouveau module de 20 kW : une puissance électrique nominale quatre fois supérieure à la génération précédente, un facteur deux gagné en densités massique et volumique.

L'ingénierie des systèmes complexes

La technologie de Technicatome étant particulièrement axée sur les problématiques de la sécurité et de la maîtrise des risques, la Business Unit a développé depuis plus de dix ans des activités de diversification, notamment pour l'équipement de rames de métro qui sont équipées de systèmes numériques sécuritaires qui garantissent la sécurité des usagers de l'exploitant parisien RATP, et pour l'ingénierie des grands équipements scientifiques.

La Business Unit Technicatome dispose d'un savoir-faire reconnu et éprouvé en matière d'ingénierie des systèmes complexes, ainsi que de conception et de réalisation d'équipements et de systèmes électroniques sûrs, embarqués ou au sol, permettant de garantir la sécurité, le confort, la fiabilité et la disponibilité d'installations à haut niveau de sûreté qu'elles soient industrielles, nucléaires ou dédiées au transport de passagers et de marchandises.

Technicatome a su prendre sa place sur ce marché qui présente des exigences analogues au nucléaire en termes de sûreté et de disponibilité, avec par exemple :
- les systèmes de pilotage automatique pour transport guidé,
- les dispositifs de contrôle de vigilance des conducteurs de rame,
- les enregistreurs de paramètres d'exploitation, généralement appelés "boîtes noires", pour enregistrer les événements de conduite,
- le contrôle-commande d'ouverture et de fermeture des portes d'une rame de métro,
- les systèmes de localisation de trains.

En 2004, les projets de défense nationale représentent environ 55 % du chiffre d'affaires de la Business Unit et les activités liées au nucléaire civil et au marché industriel (transport, applications industrielles, environnement) représentent environ 45 %.

4.5.4.3. Moyens industriels

Technicatome dispose de trois principales implantations industrielles et d'ingénierie en France, principalement à Saclay et à Aix-en-Provence, et également de moyens industriels à Cadarache.

4.5.4.4. Marché et positionnement concurrentiel

Technicatome intervient essentiellement en France sur les marchés de la défense, des grands instruments scientifiques et de l'industrie, des transports guidés et de l'aéronautique.

Le domaine de la propulsion nucléaire navale dispose de très faibles ouvertures commerciales à l'international compte tenu des problématiques de l'indépendance nationale. Les principaux clients sont le CEA, la Délégation générale de l'armement et la DCN dont les commandes sont sensibles aux arbitrages budgétaires des pouvoirs publics.
Sur les marchés du nucléaire civil, des transports, de l'industrie et de l'environnement, le CEA, EADS et la RATP, représentent la part de chiffre d'affaires la plus importante.

Les concurrents du domaine industriel sont les ingénieries classiques de technologie et de systèmes.

4.5.4.5. Activité et faits marquants

Parmi les faits marquants, on retiendra :

- l'avancement significatif du chantier du réacteur RES, réacteur d'essais qui assurera le soutien à terre des futurs réacteurs nucléaires de propulsion navale embarqués sur les sous-marins nucléaires d'attaque de type Barracuda. Le démarrage du génie civil du module réacteur et la mise en eau des canaux du module piscine ont confirmé la capacité des équipes de Technicatome à respecter les délais et les coûts et à piloter un chantier aux multiples intervenants et aux contraintes fortes.
- les succès rencontrés par Technicatome sur son cœur de métier, la propulsion nucléaire, avec l'obtention de contrats forfaitaires pour la maîtrise d'œuvre d'opérations d'entretien et de maintenance, telle la prise en charge de la conduite à quai des réacteurs des sous-marins nucléaires d'attaque (SNA) "Perle" et "Améthyste" pendant leur période d'entretien majeur.
- le développement soutenu, y compris à l'international, des activités concernant le numérique sécuritaire pour le transport ferroviaire ou urbain. Ainsi en 2004, la Business Unit Technicatome s'est vu notifier le contrat concernant la fourniture des équipements sécuritaires de signalisation au sol destinés à équiper le nouveau tramway de la ville de Clermont-Ferrand. Par ailleurs, sur le marché des transports guidés, la RATP a choisi Technicatome à l'issue d'un appel d'offres européen, pour concevoir et réaliser la partie dédiée au projet MF 2000 du programme Ouragan, nouveau système embarqué de pilotage automatique pour rames de métro.
- l'augmentation significative des commandes et l'aboutissement de contrats dans le domaine de l'ingénierie des grands instruments scientifiques et de l'industrie. Ainsi, Technicatome continue d'assurer des prestations d'assistant à maître d'ouvrage du Laser Mégajoule (LMJ) pour le CEA. De même, aux côtés du client Airbus Industrie, Technicatome s'engage sur la tenue des objectifs calendaires de l'A380, dont le poste d'assemblage final a été conçu, réalisé et mis en service à temps pour accueillir le premier avion en mai 2004.

Après avoir mené à bien les derniers préparatifs et notamment les essais en mer de la chaufferie nucléaire de propulsion du sous-marin le Vigilant à Cherbourg, Technicatome a conduit celui-ci jusqu'à l'acceptation de la chaufferie par la Marine en novembre 2004. La chaufferie conçue et développée par Technicatome pour ce troisième sous-marin de la classe Triomphant conforte l'entreprise dans son rôle de maître d'œuvre de chaufferies nucléaires pour la propulsion navale.

4.5.4.6. Perspectives et axes de développement

Les perspectives de développement des activités non liées à l'énergie/propulsion laissent entrevoir une croissance du chiffre d'affaires dans les années à venir. Par ailleurs, la loi de programmation militaire ayant confirmé l'engagement de l'Etat sur des grands programmes comme le programme Barracuda, le quatrième sous-marin nucléaire lanceur d'engins et le laser Mégajoule laissent prévoir une certaine stabilité du chiffre d'affaires dans ce secteur.
La Business Unit Technicatome continue de focaliser sa stratégie de développement sur les axes forts suivants : compléter l'offre du groupe AREVA en tant que concepteur et fournisseur de systèmes et d'équipements de haute technologie pour produire l'énergie nécessaire à la propulsion navale et pour apporter des solutions à haut niveau de sûreté et de fiabilité dans l'environnement et les transports.

La Business Unit restera également très présente dans l'ingénierie des grands instruments scientifiques (réacteur Jules Horowitz, laser Mégajoule et Iter), de grandes installations industrielles à caractère pluridisciplinaire, et la maîtrise d'œuvre d'opérations d'entretien et de maintenance.

4.5.5. Business Unit Mesures Nucléaires

4.5.5.1. Chiffres clés

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Chiffre d'affaires	157	149	164
Effectif en fin d'année	1 078 personnes	1 092 personnes	1 089 personnes

4.5.5.2. Métiers

La Business Unit Mesures nucléaires conçoit, fabrique et commercialise des appareils et des systèmes de détection et de mesure de la radioactivité, de surveillance des installations nucléaires, de radioprotection et de caractérisation des déchets. Elle fournit également les services associés. Ses produits et ses services répondent aux besoins de sûreté nucléaire, de sécurité, de monitoring de l'activité industrielle de ses clients. La Business Unit Mesures nucléaires joue donc un rôle important au cœur de la problématique de développement durable du groupe AREVA et de ses principaux clients (opérateurs nucléaires, laboratoires de recherche, secteur médical et services gouvernementaux).

4.5.5.3. Moyens industriels

La conception, la réalisation et la commercialisation des équipements sont intégrées au sein de la Business Unit, représentée par cinq principales filiales commerciales et une trentaine de bureaux sur les cinq continents.
Sur le plan de la production, la Business Unit optimise actuellement ses opérations au niveau mondial à travers un processus de globalisation de ses implantations industrielles en Europe et en Amérique du Nord.

4.5.5.4. Marché et positionnement concurrentiel

Le marché de la mesure nucléaire (hors programme "Homeland Security" aux Etats-Unis) est un marché de niche mondial, estimé à 700 millions d'euros par an. La Business Unit Mesures nucléaires y occupe la première place avec 25 % de parts de marché en 2004 réalisés par sa filiale américaine Canberra. Ses ventes sont réalisées pour 46 % en Amérique du Nord, le premier marché mondial, 26 % en Europe hors France, 13 % en France, 12 % en Asie et 3 % dans le reste du monde en 2004.

Les catégories traditionnelles de clients qui composent le marché des mesures nucléaires sont : les centrales nucléaires, les usines de fabrication et de traitement du combustible, les laboratoires de radiochimie et d'environnement, les laboratoires de recherche scientifique et le secteur médical.

A ces clients s'ajoutent les organismes publics ou privés en charge du contrôle radiologique aux frontières, ainsi que les équipes d'intervention d'urgence. Cette dernière catégorie de clients se développe particulièrement aux Etats-Unis avec un programme mis en place par le Department of Homeland Security. Ce programme consiste à mettre en place des systèmes de contrôle radiologique aux frontières des Etats-Unis et de quelques pays sensibles, ainsi qu'à équiper les brigades d'intervention d'urgence de moyens de contrôle de la radioactivité et de protection des personnes.

Les principaux concurrents, qui détiennent 30 % de part de marché cumulée, sont Eberline, MGP (France) et Ortec. Les 45 % de parts de marché restantes sont éclatées entre plus d'une centaine de petits acteurs.

4.5.5.5. Activité et faits marquants

Les principaux faits marquants sont la forte activité pour les clients militaires, la bonne performance du secteur des services, et la mise sur le marché de nouveaux produits de spectroscopie et de radioprotection (produit iSolo en Spectroscopie, nouvelles sondes de radioprotection…).

Par ailleurs, l'année 2004 a été marquée par le déploiement d'une nouvelle organisation mondiale matricielle de la Business Unit visant à une intégration mondiale des lignes de produits responsables de leur stratégie et de leur profitabilité.

4.5.5.6. Perspectives et axes de développement

Ce marché est en croissance en volume modérée sans tenir compte des activités potentielles du "Homeland Security".

L'objectif de la Business Unit pour 2005 et les prochaines années est de réussir à transformer des activités de niches en une entreprise industrielle ayant vocation à servir les clients dans le monde entier, en développant notamment le secteur des détecteurs, de la radioprotection (marché du "homeland security" et "homeland defence" aux Etats-Unis), de la surveillance pour accompagner l'évolution des besoins de l'AIEA et du DOE américain, ainsi que de la caractérisation des déchets en accompagnement des projets du Pôle **Aval**.

4.5.6. Business Unit Conseil et Systèmes d'information

4.5.6.1. Chiffres clés

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Chiffre d'affaires	133	137	126
Effectif en fin d'année	1 954 personnes	2 388 personnes	2 189 personnes

4.5.6.2. Métiers

Les trois métiers complémentaires exercés par la Business Unit Conseil et Systèmes d'information (sous le nom commercial d'Euriware et de ses filiales) sont répartis comme suit en 2004 :

- L'intégration et l'optimisation des systèmes d'information représentant environ 41 % de l'activité.
- Le conseil en gestion des flux logistiques, systèmes d'information et en stratégie d'entreprise, ciblée sur la performance d'ensemble de l'entreprise, pour environ 10 % des ventes.
- L'infogérance "évolutive" (cf. lexique) représente plus de 49 % du chiffre d'affaires de la Business Unit.

Une majorité des contrats de la Business Unit est récurrente, notamment en infogérance, ce qui permet de détenir plus de 70 % des contrats clients sur des durées allant de trois à cinq ans.

Outre le chiffre d'affaires contributif mentionné ci-dessus, la Business Unit réalise 95 millions d'euros de chiffre d'affaires pour le compte du Groupe dans le cadre de la gestion de ses systèmes d'information et de son informatique industrielle.

4.5.6.3. Moyens et organisation

La Business Unit Conseil et Systèmes d'information est organisée comme suit :

- quinze entités opérationnelles distribuées sur l'ensemble du territoire français. Certaines disposent d'un savoir-faire dans un domaine d'expertise particulier,
- trois centres de services situés en France qui assurent des prestations d'hébergement et proposent également des services d'exploitation et de télépilotage des systèmes et des réseaux.

Des partenariats stratégiques (accords ciblés avec des constructeurs, des éditeurs, des opérateurs et des sociétés de conseil) sont par ailleurs mis en œuvre au niveau international, permettant d'assurer la maîtrise d'œuvre de projets en Europe, aux Etats-Unis et en Asie.

4.5.6.4. Marché et positionnement concurrentiel

La Business Unit se positionne sur le marché français des sociétés de services informatiques représentant en 2004 21 milliards d'euros (source Syntec).

La Business Unit Conseil et Systèmes d'information est un acteur français reconnu notamment dans l'informatique industrielle. La Business Unit est en concurrence avec les principales SSII comme : IBM Global Services, Cap Gemini, Atos Origin, etc.

4.5.6.5. Activité et faits marquants

Eurodoc, filiale spécialisée dans la gestion documentaire qui représentait 11 % du chiffre d'affaires de la Business Unit en 2003 a été cédée en janvier 2004.

En 2004, les marchés du conseil, de l'intégration et de l'infogérance ont affiché une croissance mesurée, compte tenu de l'accroissement de la pression concurrentielle et du faible niveau des prix de vente.

D'importants contrats commerciaux ont été signés notamment dans le domaine des ERP (Enterprise Resource Planning), et plus particulièrement de SAP (Fichet Bauche, Arkopharma, Allibert). La conception d'un nouveau système d'information pour la MAAF contribue également à la croissance de l'activité dans le métier du conseil.

Dans le cadre de la politique de certification, une étape importante a été franchie en 2004 pour Euriware avec l'obtention de la certification ISO 9001-2000 sur l'ensemble de ses métiers et de ses implantations géographiques.

4.5.6.6. Perspectives et axes de développement

Le marché des logiciels et services informatiques en France devrait croître de 4 à 6 % en 2005 selon les prévisions de Syntec Informatique. La pression sur le niveau des coûts des prestations de services devrait rester forte en 2005.

La stratégie à moyen terme de la Business Unit est de poursuivre le développement de ses trois grands métiers (l'infogérance évolutive, l'intégration de systèmes et le conseil) grâce à une approche rationalisée et cohérente de ses offres et à un positionnement centré autour de sa forte expertise . Elle vise également un développement progressif à l'international.

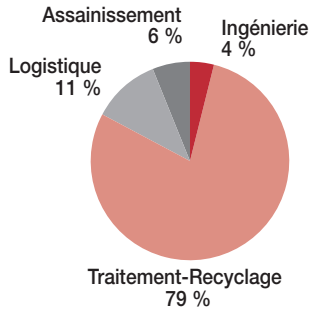
La gestion de la sécurité constitue un axe de différenciation vis-à-vis de ses concurrents et de développement prioritaire.

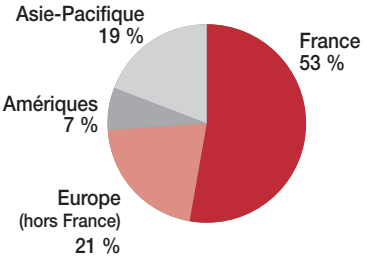
4.6. Pôle Aval

Chiffres clés

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Chiffre d'affaires	1 946	2 023	2 088
Résultat opérationnel	177	155	235
Effectif en fin d'année	10 697 personnes	10 542 personnes	10 719 personnes

Répartition du chiffre d'affaires 2004 par Business Unit et par zone géographique





Présentation générale

Le Pôle **Aval** offre des solutions de gestion de fin de cycle des combustibles usés.

Le parc nucléaire mondial génère de l'ordre de 6 500 tML de combustible usé chaque année. Cette valeur est équivalente à la quantité de combustible frais chargé dans les réacteurs. Le stock de combustible usé accumulé au niveau mondial est de l'ordre de 120 000 tML à fin 2004.

Ce Pôle, qui représente 18 % du chiffre d'affaires du groupe AREVA en 2004, couvre les activités de traitement et de recyclage des combustibles après utilisation dans les centrales nucléaires ainsi que des activités associées :

- Les Business Units Traitement et Recyclage récupèrent les matières valorisables (uranium et plutonium) des combustibles usés afin de les recycler sous forme de combustibles Mox ou d'UO_2 (cf. Lexique) dans les réacteurs nucléaires.
- La Business Unit Logistique conçoit et fabrique les emballages pour le transport et l'entreposage des matières nucléaires et réalise leur transport.
- La Business Unit Assainissement réalise pour l'essentiel des opérations d'assainissement nucléaire et de logistique-chantier.
- La Business Unit Ingénierie conçoit et réalise des ateliers pour l'amont et l'aval du cycle.

Le Pôle réalise des transferts de technologie importants, notamment un au Japon qui a donné lieu à la création de l'usine Rokkasho-Mura (usine sœur de La Hague). Par ailleurs, des transferts de technologie relatifs au recyclage sous forme de combustible Mox sont également envisagés au Japon et aux Etats-Unis.

Dans une logique de développement durable et de protection de l'environnement, AREVA a développé des solutions de haute technologie permettant de traiter les matières et de recycler 96 % du combustible usé, de réduire les volumes des déchets ultimes, de conditionner ces derniers en vue de leur stockage définitif. AREVA propose également des solutions pour entreposer les combustibles usés en l'état.

Le Groupe est leader mondial sur les marchés du cycle "ouvert" et du cycle "fermé" qui sont les deux options de gestion offertes aux électriciens pour leur combustible usé :

- Le cycle ouvert consiste à considérer que le combustible usé est une matière non réutilisable. Le combustible usé est entreposé soit dans des piscines, soit dans des systèmes d'entreposage à sec au sein de sites dédiés à cet effet. Les solutions d'entreposage existant sur le marché peuvent permettre à l'électricien de gérer ses volumes sur des périodes de plusieurs dizaines d'années. L'enjeu à long terme sera le stockage définitif de son stock de combustible usé, dans le cadre de programmes souvent nationaux de gestion de déchets nucléaires.
- Le cycle fermé repose sur le fait que le combustible usé contient une quantité importante de matières valorisables capables de produire encore une grande quantité d'énergie. La solution consiste à traiter le combustible usé, pour séparer ces matières valorisables, l'uranium et le plutonium, des déchets ultimes qui ne représentent, eux, que de l'ordre de 4 % des volumes de combustible usé. Ces combustibles usés sont valorisés par les Business Units Traitement et Recyclage. Il s'agit d'un cycle de longue durée puisqu'une fois sorti du réacteur, le combustible usé subira un cycle de traitement d'une durée d'environ dix ans avant de pouvoir être réintroduit dans une centrale sous forme de Mox.

Les marchés de ces cycles sont caractérisés par de fortes barrières à l'entrée reposant à la fois sur des technologies de pointe et, pour le cycle fermé, sur une forte intensité capitalistique.

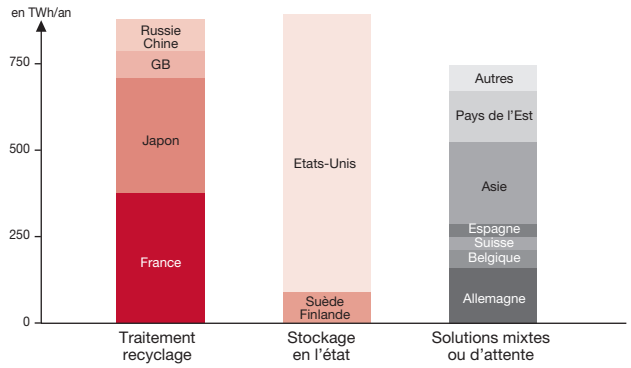
Selon l'étude OCDE d'avril 1994, il ressort que les cycles fermé [1] et ouvert ont un coût complet sensiblement identique et représentent une partie relativement faible du coût du kWh (environ 6 %).

L'activité de traitement-recyclage bénéficie d'une forte visibilité liée à la durée du cycle de traitement-recyclage du combustible usé (environ dix ans à compter de la sortie du réacteur). Grâce à ses relations à long terme avec ses grands clients, le Groupe dispose aujourd'hui un carnet de commandes d'environ quatre années de chiffre d'affaires. EDF s'est par ailleurs engagé sur le principe du traitement de ses combustibles usés sur la période post-2007, les conditions commerciales étant en cours de négociation. Enfin, le Groupe a mis en place des partenariats à long terme avec des clients étrangers visant à valoriser ses technologies.

Les procédés développés et mis en œuvre par le Groupe dans le domaine du cycle "fermé" sont aujourd'hui éprouvés et ont permis d'atteindre la maturité industrielle en validant cette option. Le Groupe, qui entend promouvoir cette option auprès des pays nucléaires signataires du traité de non-prolifération et de leurs exploitants de centrales nucléaires, vise maintenant à améliorer encore l'efficacité industrielle et la compétitivité économique de cette solution.

L'option pour le cycle "fermé" dépend de décisions politiques nationales. Comme l'illustre le graphique ci-dessous, la France, le Japon, la Grande Bretagne, la Russie et la Chine ont adopté la solution du cycle "fermé". Les Etats-Unis, la Finlande et la Suède ont adopté un cycle "ouvert". AREVA a initié une approche variable selon les pays afin de s'adapter aux spécificités locales. Des perspectives de développement pour les Business Units Traitement et Recyclage existent dans certains des pays ayant adopté les solutions mixtes ou d'attente.

Politiques de gestion des combustibles usés par pays



Source : AREVA.

L'avance technologique et industrielle d'AREVA dans le Traitement-Recyclage, lui confère une position très favorable pour bénéficier du développement éventuel de cette option pour la gestion de fin de cycle du combustible. Afin de conserver son avance technologique et d'optimiser son outil industriel, les Business Units consacrent environ 4 % de leur chiffre d'affaires aux dépenses de R&D.

Stratégie et perspectives

L'objectif du Pôle est de maintenir sa position de leader mondial (du cycle "ouvert" et du cycle "fermé") et sa stratégie s'articule autour de trois axes :

- **Conforter les activités de traitement et recyclage de combustibles usés.** Le Groupe bénéficie d'une visibilité sur un volume important d'activité jusqu'en 2015 en raison de ses contrats avec EDF. Le Groupe s'emploie par ailleurs à renforcer et à prolonger son carnet de commandes.
- **Valoriser ses technologies du cycle fermé au niveau mondial.** Le Groupe entend développer les technologies de fin de cycle en travaillant étroitement avec les différentes autorités en charge de cette question. Cette stratégie est déjà illustrée par deux références principales :
  - Au Japon, le Groupe a organisé, depuis 1987, un important transfert de technologie auprès de ses clients partenaires japonais. Les technologies développées dans ce domaine ont abouti à la construction d'une usine de traitement de combustible usé par JNFL (Japan Nuclear Fuel Limited) au Japon (Rokkasho-Mura), qui devrait être mise en service en 2006 avec une capacité de l'ordre de 200 TWh/an, inférieure à la capacité nécessaire pour traiter la quantité de combustibles usés actuellement déchargés des réacteurs japonais. Par ailleurs, AREVA souhaite poursuivre les relations avec JNFL dans le cadre de l'assistance au démarrage de Rokkasho-Mura.
  - Les Etats-Unis ont historiquement fait le choix du cycle "ouvert". Toutefois, la "National Energy Policy" estime nécessaire de reconsidérer cette option. Le Pôle **Aval** a pour objectif de participer à ces réflexions sur l'aval du cycle. De plus, les technologies de traitement-recyclage du Groupe sont à la base du projet "Mox for peace" qui consiste à construire sur le sol américain, pour le compte du Department of Energy (DOE), une usine de fabrication de combustible Mox à partir de plutonium issu du démantèlement d'armes stratégiques américaines.
- **Conforter sa position de leader sur le marché de l'entreposage des combustibles usés,** en particulier aux Etats-Unis, où le Groupe est déjà leader dans le système d'entreposage, avec plus de 50 % de parts de marché. Les études se poursuivent sur la conception de l'installation de déchargement de combustibles usés du futur centre de stockage des déchets à Yucca Mountain.
- **Développer les produits et services associés au transport des combustibles et des matières nucléaires.**

(1) Le coût du cycle fermé tient compte de la valorisation de l'uranium et du plutonium récupérés lors de l'opération de traitement.

4.6.1. Business Units "Traitement" et "Recyclage"

4.6.1.1. Chiffres clés

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Chiffre d'affaires	1 541	1 561	1 648
Effectif en fin d'année	6 209 personnes	6 023 personnes	6 161 personnes

4.6.1.2. Métiers

L'aval du cycle couvre les activités de traitement et de recyclage des combustibles usés après leur utilisation dans les centrales. Le traitement consiste à séparer, grâce à un ensemble d'opérations chimiques et mécaniques, les produits valorisables (uranium et plutonium) d'une part, et les déchets ultimes (cf. Lexique) que sont les structures métalliques des assemblages et les produits de fission, d'autre part.

Le recyclage consiste à récupérer, lors des opérations de traitement des combustibles usés, les matières énergétiques (uranium et plutonium), et à les recycler sous forme de combustible (Mox ou UO_2) dans les réacteurs nucléaires. AREVA est le principal acteur sur le marché des technologies liées au traitement et au recyclage. Le Groupe se positionne depuis quelques années comme le premier producteur de combustible Mox dans le monde.

Dans une logique de développement durable et de protection de l'environnement, AREVA a développé des solutions de haute technologie permettant de séparer 96 % du combustible usé et de le recycler. Cette activité permet :

- la préservation des matières premières (uranium et plutonium) par leur recyclage sous forme de nouveau combustible,
- la réduction des volumes de déchets ultimes (non recyclables) produits par les centrales nucléaires.

Par ailleurs, les Business Units "Traitement" et "Recyclage" réalisent des opérations de démantèlement d'installations en fin de vie.

Les matières traitées (uranium, plutonium et produits de fission) sont la propriété des clients, AREVA fournissant uniquement les services de transformation.

4.6.1.3. Moyens industriels

Traitement

La Business Unit Traitement s'articule principalement autour de deux établissements industriels : La Hague et Marcoule, situés respectivement dans la Manche et le Gard, en France.

L'établissement de La Hague

La vocation de l'établissement de La Hague est de traiter les combustibles nucléaires "usés" sortant des réacteurs producteurs d'électricité ou expérimentaux. En effet, une fois déchargé du réacteur, le combustible usé contient des résidus inutilisables (4 % de produits de fission et actinides mineurs), mais également des matières valorisables (95 % d'uranium et 1 % de plutonium). Le traitement consiste à séparer l'uranium, le plutonium et les produits de fission :

- L'uranium est purifié pour atteindre les caractéristiques nécessaires à une réutilisation, puis concentré sous forme de nitrate d'uranyle liquide. Il peut ensuite être transformé en oxyde et être réutilisé dans la fabrication de combustible neuf (voir le Pôle **Amont-Business Unit Chimie**).
- Le plutonium est purifié pour atteindre les caractéristiques nécessaires à sa réutilisation, puis conditionné sous forme d'oxyde. Il peut ensuite être mélangé avec de l'oxyde d'uranium pour fabriquer un combustible neuf de type Mox.
- Les produits de fission (qui contiennent l'essentiel de la radioactivité des combustibles usés) sont calcinés et incorporés dans une matrice de verre inerte coulée dans des conteneurs standards de déchets (CSD-V) en acier inoxydable. Les structures métalliques des combustibles sont compactées et mises en conteneurs standards de déchets (CSD-C) en acier inoxydable. Ces conteneurs sont renvoyés aux clients propriétaires en vue de leur stockage définitif par ces derniers.

L'établissement de La Hague dispose de deux lignes de production (UP2 et UP3) avec une capacité actuelle de traitement correspondant à une production électrique de 450 TWh/an sur l'ensemble des deux lignes de production.

L'établissement de Marcoule

La première usine de traitement, UP1, a cessé ses activités à fin 1997. Depuis 1998, l'établissement a entrepris les opérations d'assainissement de l'usine UP1, au travers de trois programmes dont le planning général s'étend jusqu'en 2040 :

- Mise à l'Arrêt Définitif (MAD) : ce programme en cours depuis 1998 consiste à effectuer un assainissement poussé des ateliers. L'objectif est d'obtenir un état radiologique qui permette de réaliser le démantèlement dans les meilleures conditions de sûreté et de coût.
- Surveillance et Démantèlement (DEM) : il s'agit de démonter les équipements les plus contaminés jusqu'à atteindre un état de génie civil assaini sur pied où toutes les zones à déchets nucléaires sont déclassées en zones à déchets conventionnels. A ce stade, les ateliers ne sont plus considérés comme installations nucléaires mais deviennent Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE).
- Reprise et Conditionnement des Déchets (RCD) : ce programme a démarré en 2000 avec la mise en service de deux ateliers, notamment pour la reprise des fûts de bitume. Il concerne les déchets générés depuis l'origine du site et entreposés jusqu'alors. Il consiste en la reprise, le tri, le traitement (si nécessaire) et le conditionnement des déchets.

Recyclage

La Business Unit Recyclage s'appuie quant à elle sur deux établissements industriels situés en France et un sous-traitant en Belgique (Belgonucléaire).

Usine Melox

L'usine MELOX de Marcoule (Gard - France) produit à l'échelle industrielle des assemblages combustibles Mox qui sont élaborés à partir d'un mélange d'oxydes d'uranium et de plutonium et sont destinés aux centrales nucléaires de production d'électricité de différents pays. Démarrée en 1995, l'usine a atteint son niveau nominal de production dès 1997. Elle se positionne comme le leader mondial sur le marché de la production de Mox. En septembre 2003, le gouvernement français a autorisé AREVA à porter le niveau de la production annuelle de l'usine à 145 tonnes de métal lourd. Ceci permet de recentrer la production de Mox réalisée en France sur l'usine Melox, après l'arrêt des activités commerciales de l'usine de Cadarache fin juillet 2003.

Usine de Cadarache

L'usine COGEMA de Cadarache (Bouches-du-Rhône - France) a fabriqué le 16 juillet 2003 ses derniers crayons combustibles Mox destinés aux clients allemands. Par ailleurs l'usine a réalisé fin 2004, pour Eurofab, les pastilles et crayons nécessaires à la fabrication de quatre assemblages de combustible Mox à partir du plutonium d'origine militaire américain.

L'établissement s'occupe aujourd'hui des opérations de conditionnement des rebuts de fabrication sous forme de crayons ainsi que de travaux de Recherche et Développement appliqués. La phase de nettoyage et d'assainissement de l'installation a débuté en 2003, avant le démantèlement de l'usine prévu en 2013.

Belgonucléaire - Usine de Dessel

Pour compléter les productions réalisées à Melox et à Cadarache, AREVA réserve une partie de la capacité de production de l'usine de Belgonucléaire située en Belgique à Dessel, dans le cadre d'un contrat commercial avec cette société jusqu'en 2006.

4.6.1.4. Marché et positionnement concurrentiel

Le marché mondial du traitement et du recyclage du combustible usé est extrêmement concentré. L'importance des capitaux à engager les contraintes techniques et administratives constituent autant de barrières à l'entrée.

Les caractéristiques de ce marché sont les suivantes :

- une activité oligopolistique, avec seulement quelques fournisseurs d'installations de traitement et recyclage (dont AREVA, qui est le seul à proposer des installations de grande capacité),
- une maîtrise technologique de haut niveau,
- un coût extrêmement élevé du développement de technologies de substitution,
- des opérations à forte intensité capitalistique,
- une réglementation et des contraintes liées à l'environnement, et
- un nombre de clients réduit et des contrats long terme, souvent de taille importante.

Avec une capacité actuelle de traitement correspondant à une production électrique de 450 TWh/an), l'usine COGEMA de La Hague est la plus grande installation de traitement du combustible usé au monde. La part de marché du groupe AREVA représente les deux tiers du marché mondial. Cette capacité installée et l'expérience accumulée par AREVA font du Groupe le numéro un mondial du traitement. Il est suivi du britannique BNFL et du russe FAAE (Rosatom).

Capacités mondiales de traitement et production en 2004

	Capacité installée		Production 2004		Production cumulée	
	*(tMLi/an)**	*TWh***	*(tMLi/an)*	*TWh*	*(tMLi/an)*	*TWh*
La Hague (France)	1 700	450	1 100	350	~ 20 000	~ 5 000
Sellafield (Royaume-Uni)	900	250	600	170	5 800	
Tcheliabinsk (Russie)	400	100	150	NC	3 700	
Sous total en 2004	**3 000**	**800**	**1 850**	**-**	**~ 30 000**	**~ 7 500**
Rokkasho-Mura (Japon) à partir de 2006	800	200	0	0	0	0
Total à partir de 2006 (au plus tôt)	**3 800**	**1 000**	**-**	**-**	**-**	**-**

** tMLi/an = tonne de Métal Lourd irradié / an*

*** TWh = 10^9 KWh*

Sources : AREVA, World Nuclear Association, AIEA, BNFL, JNFL.

En 2004, il a été produit dans le monde environ 160 tonnes de Mox contenant 11 tonnes de plutonium. La capacité mondiale nominale de production de Mox est actuellement de l'ordre de 300 tonnes de métal lourd par an, en utilisant 20 tonnes de plutonium.

Capacités mondiales de recyclage

(en tonnes/an)	Capacité installée	Production 2004	Production cumulée
AREVA-Cadarache (France)	arrêtée	2[a]	345
AREVA-Melox[b] (France)	145 t	122	885
Belgonucléaire-Dessel (Belgique)	40 t	38	610
BNFL/Sellafield Royaume-Uni	120 t	2[c]	20[c]
Total en 2004	**305 t**	**164**	**1860**
J-Mox (Japon)	100 t/an[d]	-	-
Total	**405 t**	**-**	**-**

(a) Production de démonstration dans le cadre de l'opération de fabrication de quatre assemblages de combustibles Mox pour les Etats-Unis.
(b) Usine Melox : capacité nominale de 195 tML, mais capacité autorisée en 2004 de 145 tML par an.
(c) Estimation AREVA.
(d) Usine en projet.

Source : AREVA.

Avec une autorisation actuelle de recyclage de 145 tonnes de métal lourd par an, l'usine Melox est la plus grande installation de production de combustible Mox au monde. AREVA occupe une part de marché mondial d'environ 90 %, dont environ 20 % sont sous-traités en production à Belgonucléaire. Cette capacité installée et l'expérience accumulée par AREVA font du Groupe le numéro un mondial du recyclage sous forme de Mox. Il est suivi du belge Belgonucléaire pour sa part de production en propre, avec environ 10 % du marché, et du britannique BNFL avec quelques tonnes de Mox produites. Une augmentation de l'autorisation de production nouvelle de l'usine a été présentée par le Groupe à l'Autorité de Sûreté (cf. infra).

En termes de répartition géographique, les ventes en 2004 de ces Business Units se répartissent entre la France (55 %), l'Asie (21 %), l'Allemagne (17 %), le reste de l'Europe (6 %) et les Etats-Unis (1 %).

4.6.1.5. Activité et faits marquants

Les principaux contrats signés en 2004 par les Business Units Traitement et Recyclage sont les suivants :

- AREVA et EDF ont formalisé le 24 août 2004 un contrat de 4 milliards d'euros, relatif au plan de charge 2001 - 2007 par lequel EDF s'engage à confier en moyenne 850 tonnes par an de combustible à retraiter (cf. section 4.9).
- En outre, l'année 2004 a été marquée par la signature de 1,375 milliard d'euros de prises de commandes contributives avec des clients étrangers (RWE, NOK, EPZ…) et le CEA.

Traitement

Les retours aux clients étrangers de conteneurs de déchets vitrifiés (ou "verres") se poursuivent de façon régulière. En 2004, AREVA a atteint le millième conteneur de "verre" retourné au Japon. Le Groupe a réalisé le premier retour vers la Hollande. A la fin 2004, l'ensemble des conteneurs renvoyés dans leur pays d'origine conformément aux engagements signés avec les clients d'AREVA représente plus de 50 % d'avancement de ce programme de retour vers les clients étrangers.

2004 a également été marquée par la première campagne de traitement de dix tonnes de combustibles Mox irradiés sur la ligne de production UP2 à La Hague.

L'établissement de La Hague a accueilli de nombreuses personnalités en 2004 avec notamment la visite du Vice-Premier ministre chinois. Cette visite revêt d'autant plus d'importance pour le Groupe qu'elle témoigne de l'intérêt de la Chine pour la gestion responsable des combustibles usés. AREVA est par ailleurs en compétition pour la fourniture d'une unité industrielle de vitrification en Chine.

Compte tenu de l'utilisation historique du site de Marcoule, par et pour le compte d'EDF, du CEA et d'AREVA, ces trois acteurs avaient des obligations contractuelles relatives au financement du démantèlement de ce site. L'année 2004 a été marquée par la rationalisation de ces opérations, matérialisée par un accord entre AREVA, EDF et le CEA. Ce dernier assume désormais la responsabilité des obligations de démantèlement et de reprise des déchets de Marcoule contre versement de soultes libératoires par AREVA et EDF.

Sur les deux établissements de La Hague et de Marcoule, le professionnalisme et la mobilisation des équipes, aussi bien sur le plan environnemental que dans l'innovation technologique, ont été reconnus avec le premier audit réussi d'ISO 14001 pour le site de Marcoule et avec le prix "Nuclear Historic Landmark" décerné par l'American Nuclear Society au site de La Hague. Ce prix récompense l'usine de La Hague pour sa contribution au développement de l'énergie nucléaire dans le monde et pour l'ensemble des avancées technologiques réalisées sur le site.

L'exécution du principal contrat d'assistance signé avec JNFL (Japan Nuclear Fuel Limited) dans le cadre du démarrage de son usine de traitement de Rokkasho-Mura s'est terminée en avril 2004. Ainsi, sept campagnes de formation et d'accompagnement de l'acquisition des compétences techniques ont été réalisées depuis 2002. La collaboration réussie avec les futurs opérateurs de l'usine japonaise de Rokkasho-Mura, usine

sœur de celle de La Hague, dont le démarrage est prévu en 2006, a permis de renforcer la coopération entre les deux pays. Elle a notamment permis de former une centaine d'opérateurs japonais sur le site de La Hague.

Recyclage

Usine Melox

Avec des productions de plusieurs designs différents de combustible Mox pour ses clients électriciens français et allemands, Melox a confirmé en 2004 sa position de leader mondial sur le marché du Mox.

Le 1er septembre 2004, AREVA a déposé auprès de ses ministères de tutelle un dossier demandant l'autorisation de porter la production annuelle de combustible Mox de Melox à 195 tonnes de métal lourd par an. Cette demande s'inscrit dans la stratégie d'AREVA de regrouper l'ensemble de ses productions de combustible Mox sur l'usine Melox. L'objectif est d'améliorer la performance économique de l'activité.

Lors d'une première étape, en septembre 2003, Melox avait été autorisée à augmenter son niveau de production annuel à 145 tonnes de métal lourd pour prendre le relais de l'activité d'AREVA à Cadarache dont les productions commerciales de combustible Mox ont cessé en juillet 2003.

Usine de Cadarache

AREVA, qui a arrêté ses productions commerciales de combustible Mox en juillet 2003 sur ce site, se consacre principalement, depuis, au conditionnement sous forme de crayons des rebuts issus de précédentes fabrications. Afin de se préparer aux phases d'assainissement et de démantèlement de l'installation qui démarreront progressivement sur les trois prochaines années, les méthodes de nettoyage et de démontage des équipements sont mises au point à petite échelle depuis mi-2003.

L'établissement a également été autorisé à fabriquer les crayons combustibles nécessaires à la fabrication de quatre assemblages Mox pour les Etats-Unis dans le cadre de l'opération Eurofab. Les combustibles Mox fabriqués à partir de plutonium d'origine militaire américain serviront à valider le comportement de ce combustible dans des centrales nucléaires aux Etats-Unis. La fabrication a commencé au second semestre 2004, dès l'arrivée du plutonium américain (140 kg) à Cadarache. Les crayons ont été ensuite assemblés dans l'usine Melox du groupe AREVA, et retournés aux Etats-Unis fin mars 2005.

Transfert de technologie

L'opération Eurofab d'une durée de quelques mois s'inscrit dans le cadre de l'engagement des Etats-Unis et de la Fédération de Russie pour la non-prolifération nucléaire. La technologie et les compétences développées par AREVA en matière de recyclage du plutonium et de fabrication Mox ont été retenues par les Etats-Unis et la Russie dans le cadre de leurs accords mutuels de désarmement, les deux pays ayant ainsi choisi de recycler, chacun sous forme de Mox, 34 tonnes de plutonium militaire déclaré en excès et d'utiliser ce combustible dans l'alimentation de réacteurs nucléaires civils. La construction d'une usine de fabrication de Mox dans chacun des pays est ainsi projetée. Ainsi, aux Etats-Unis, le gouvernement américain a décidé la construction en Caroline du Sud (Savannah River) d'une usine de fabrication de Mox à laquelle AREVA est associé au sein du consortium Duke-COGEMA-Stone & Webster (DCS).

4.6.1.6. Perspectives et axes de développement

A moyen et long termes, les activités de traitement se poursuivront à l'usine de La Hague, qui traitera des combustibles usés en provenance de réacteurs d'EDF (correspondant à une production électrique de l'ordre de 280 TWh/an jusqu'en 2007, soit 850 tML, les négociations étant en cours pour la période post-2007) et de ses clients européens (Allemagne, Suisse, Pays-Bas etc.), soit une production annuelle de 360 TWh/an de combustible traité (environ 1 200 tML).

Par ailleurs, le contrat de formation des opérateurs japonais de l'usine de Rokkasho-Mura (JNFL) est arrivé à son terme en 2004 ; la coopération dans le cadre de l'accord actuel avec JNFL pourrait se poursuivre au-delà de 2005. Des réflexions communes sont en cours pour poursuivre ce partenariat et assister JNFL lors du démarrage de son usine prévu, à ce jour, en 2006.

Enfin, le retour des résidus vitrifiés vers les clients étrangers se poursuivra à un rythme soutenu (les deux tiers des résidus vitrifiés devant retourner au Japon y ont par exemple déjà été acheminés).

Il est à noter que les pays comme l'Italie et l'Espagne ont annoncé soit l'arrêt de leur programme nucléaire, soit l'absence de développement de nouveaux programmes. Ils pourraient néanmoins présenter des opportunités intéressantes pour l'activité traitement si, comme cela est possible, ces pays venaient à annoncer leur volonté de traiter leurs combustibles usés.

Pour l'Allemagne, où le transport de combustibles usés sera interdit à compter de juin 2005, les programmes de traitement et recyclage des combustibles usés déjà entreposés dans les piscines de La Hague se poursuivront.

Dans le domaine du recyclage, conformément aux accords signés, la production de combustible Mox pour EDF se situera

à environ 100 tonnes de métal lourd par an jusqu'en 2007, puis augmentera au delà, EDF projetant de "moxer" 24 réacteurs au lieu de 20 actuellement.

Dès 2005, la production de Melox devrait s'établir à 140 tonnes de métal lourd pour EDF et les clients allemands ; puis, avec la reprise attendue du programme Mox japonais en 2006, elle devrait progresser sur les prochaines années jusqu'aux alentours de 195 tonnes de métal lourd si nécessaire.

Les premières fabrications de combustible Mox pour les électriciens japonais, qui ont prévu d'alimenter 16 à 20 de leurs réacteurs avec ce combustible, ont été réalisées à Melox en 1999. Après une suspension des programmes Mox japonais, ceux-ci pourraient reprendre.

Par ailleurs, les Business Units ont pour objectif de poursuivre les programmes de transfert de technologie aux Etats-Unis et au Japon avec notamment la création d'une filière de fabrication du Mox au Japon dans le cadre du projet JMox.

4.6.2. Business Unit Logistique

4.6.2.1. Chiffres clés

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Chiffre d'affaires	222	243	200
Effectif en fin d'année	816 personnes	914 personnes	843 personnes

4.6.2.2. Métiers

La Business Unit Logistique a deux principaux métiers :

- la conception et la maîtrise d'œuvre de fabrication d'emballages et autres équipements spécialisés pour le transport et/ou l'entreposage de matières nucléaires de l'amont et de l'aval du cycle,
- l'organisation et la réalisation de transports de matières nucléaires et le cas échéant la gestion des parcs d'équipements associés.

4.6.2.3. Moyens industriels

Compte tenu de la dimension internationale de l'activité, la Business Unit Logistique dispose d'implantations dans les trois grandes régions mondiales :

- en Europe, via notamment COGEMA Logistics et ses filiales, l'entité principale de la Business Unit, qui maîtrise l'ensemble des savoir-faire, possède un important parc d'emballages de transport et assure le transport,
- aux Etats-Unis, où sont installées deux filiales spécialisées dans la conception et la réalisation d'emballages et l'organisation de transports de matières nucléaires,
- au Japon, où elle est spécialisée en études d'ingénierie, en organisation de transports et en maintenance d'emballages sur les sites des centrales.

4.6.2.4. Marché et positionnement concurrentiel

L'activité de transports de matières nucléaires et de conception d'emballages de transport ou d'entreposage de matières nucléaires est marquée par :

- la diversité et la multiplicité des matières concernées,
- la dimension internationale du marché,
- l'existence d'un cadre réglementaire strict, évolutif, décliné de façon spécifique à chaque mode de transport utilisé et différent selon les pays,
- l'acceptabilité du public.

Les ventes de la Business Unit en 2004 se répartissent de la façon suivante : environ 32 % en Amérique du Nord, 29 % en France, 18 % en Asie, 9 % en Allemagne (où le transport de combustible usé sera interdit à compter de juin 2005) et 12 % dans le reste de l'Europe.

Le marché sur lequel opère la Business Unit Logistique est essentiellement axé sur les besoins des électriciens exploitant les réacteurs nucléaires et sur ceux des industriels du secteur (mines, enrichissement, etc.). Il comprend également, pour une plus faible part, les besoins innovateurs des centres d'études nucléaires et des réacteurs de recherche.

La nature et le volume des matières transportées, ainsi que les besoins en capacités d'entreposage, varient dans les différents pays selon la puissance électronucléaire installée, les installations du cycle disponibles et l'option de fin de cycle choisie par les électriciens :

- En Europe, outre EDF en France, la plupart des électriciens nucléaires européens font appel aux services de la Business Unit Logistique pour le transport de leurs matières nucléaires (de l'uranium aux déchets ultimes). Les choix politiques relatifs à la fin de cycle (cycle ouvert ou en attente de solution) entraînent l'émergence d'un marché important de l'entreposage de combustibles usés. La Business Unit Logistique y est bien implantée en particulier en Belgique, Suisse et Allemagne.
- Aux Etats-Unis, à ce jour, les électriciens américains ne recyclent pas les combustibles usés sortant des centrales. Le gouvernement s'était engagé à les prendre en charge, dès 1998, dans un stockage définitif dont on ne prévoit aujourd'hui la mise en service qu'à la fin de la décennie. Dans cette attente, les électriciens ont des besoins croissants de capacités d'entreposage à sec sur les sites de leurs centrales électriques et les entités de la Business Unit Logistique aux Etats-Unis occupent une place de leader sur ce marché. A terme, la disponibilité du site de stockage définitif déclenchera l'émergence d'un marché important pour acheminer le combustible usé vers ce dernier.

- En Asie, le Groupe est principalement présent au Japon qui, ayant opté pour le traitement-recyclage de son combustible usé, utilise aujourd'hui les capacités françaises et britanniques dans ce domaine. Il fait transporter entre l'Europe et le Japon ses combustibles de recyclage Mox et les résidus vitrifiés, marché qui sera réduit lors de la mise en opération de l'usine Rokkasho-Mura au Japon.

La Business Unit Logistique est le premier acteur mondial dans ses deux métiers et le seul acteur industriel intervenant au niveau international à tous les stades du cycle nucléaire. Les principaux concurrents recensés sur les différents segments de marchés (transports, commissionnement, systèmes de transport, emballages et équipements, licensing) sont :
- en Europe : NCS, BNFL, RSB, GNS, NAC, Holtec,
- aux Etats-Unis : TLI, ELDOW, RSB, Holtec, NAC,
- en Asie : NFT, MHI, HZ, Mitsui, Hitachi, Toshiba, NAC, Holtec, GNS.

4.6.2.5. Activité et faits marquants

Concernant le volume de transports, l'année 2004 est marquée par la progression du nombre de transports de combustibles usés en France (195 emballages pour EDF), mais aussi conjointement par la forte baisse - programmée - des transports de combustibles usés en provenance d'Allemagne (28 contre 65 en 2003). Quant aux transports de résidus vitrifiés et de combustible Mox, ils se sont maintenus conformément aux prévisions.

La Business Unit a assuré en 2004 et en 2005, dans le cadre de l'opération Eurofab, un transport de plutonium américain d'origine militaire en provenance des Etats-Unis. Cette opération s'est inscrite dans le programme de fabrication de quatre assemblages-combustibles Mox à Cadarache (Bouches-du-Rhône - France) et à Melox (Gard - France) par la Business Unit Recyclage.

La Business Unit est également impliquée dans le contrat que le Groupe a signé avec Bechtel pour la réalisation des installations de surface sur le site d'entreposage de combustible usé de Yucca Mountain, le site de stockage définitif en construction aux Etats-Unis (cf. Business Unit Ingénierie).

Le premier retour de résidus vitrifiés de La Hague vers les Pays-Bas a également eu lieu en 2004.

Quant aux équipements d'entreposage de combustibles usés, l'activité a été particulièrement importante aux Etats-Unis avec 53 systèmes d'entreposage livrés en 2004. Les opportunités liées aux activités de stockage à sec du combustible sur les sites se sont confirmées incluant des discussions avec Constellation pour la fourniture de systèmes de stockage pour l'ensemble de leurs cinq tranches.

4.6.2.6. Perspectives et axes de développement

La Business Unit Logistique poursuit deux objectifs majeurs :
- être un acteur mondial couvrant les trois principaux marchés de son secteur (Europe, Amérique du Nord et Extrême-Orient),
- renforcer son leadership mondial sur les métiers du transport et de l'entreposage, dans l'amont comme dans l'aval du cycle du combustible.

Cela se traduit, en Europe, par une volonté de consolider sa position forte sur le marché de l'entreposage et de développer son offre pour les transports amont (d'UF6 et de combustibles) et réacteurs de recherche.

En Amérique du Nord, la Business Unit entend conserver le leadership sur l'entreposage et être présente sur les futurs transports vers Yucca Mountain.

En Asie, les objectifs sont de conquérir des parts de marché sur l'entreposage et de se déployer sur le marché des transports intercontinentaux amont.

4.6.3. Business Unit Assainissement

4.6.3.1. Chiffres clés

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Chiffre d'affaires	110	111	100
Effectif en fin d'année	2 750 personnes	2 724 personnes	2 556 personnes

4.6.3.2. Métiers

La Business Unit fournit aux exploitants des installations nucléaires des offres de services de proximité réparties comme suit :
- gestion et opération par délégation de ses clients de la collecte, du traitement, du conditionnement des déchets nucléaires (en particulier de faible et moyenne activité), ainsi que conduite, en coopération avec les autres business units d'AREVA, des opérations d'assainissement et de démantèlement des installations à l'arrêt ;
- gestion et réalisation des opérations de logistique des chantiers ou des opérations de support sur les sites ou les installations nucléaires pour permettre aux intervenants de réaliser leurs prestations dans le respect des règles de sécurité, de sûreté, de radioprotection et d'efficacité opérationnelle applicables ;
- réalisation des opérations de maintenances spécialisées, d'interventions mécaniques, de manutention sur des équipements ou des installations nucléaires, d'assainissement radioactif ;
- conseil aux exploitants nucléaires ou aux maîtres d'œuvre dans le choix des solutions opérationnelles d'interventions et d'exploitation, conception et conduite des opérations innovantes ou nécessitant la mise en œuvre de partenariats externes ;

- réalisation de services de radioprotection et de mesures nucléaires ;
- formation aux métiers de l'intervention en milieu nucléaire et assistance auprès des intervenants dans la gestion de leurs compétences.

La Business Unit Assainissement intervient principalement en France, aussi bien pour le compte d'EDF que pour le compte des industriels du cycle comme Socodei, l'Andra et le CEA.

4.6.3.3. Moyens

Les prestations de la Business Unit sont réalisées en majeure partie grâce à ses moyens humains déployés sur le plan national et plus particulièrement chez ses clients. En complément et afin de maîtriser les coûts et les risques, une politique de partenariat est développée sur chacun des sites d'intervention de la Business Unit. La Business Unit Assainissement investit, d'autre part, chaque année de manière significative en formation, afin de renforcer les compétences de ses équipes.

La Business Unit Assainissement exploite la grande majorité des techniques utilisables pour traiter les déchets et effluents de faible et moyenne activité, réduire leur volume et les conditionner de manière sûre. Elle a notamment breveté deux procédés de décontamination du plomb et du mercure. Elle fait ainsi preuve d'innovation pour aider ses clients à résoudre leurs problèmes.

La Business Unit exploite une Installation Classée pour la Protection de l'Environnement (ICPE-Triade) qui assure la maintenance de machines ou de matériels utilisés en zone contrôlée, la requalification d'équipements et le traitement de déchets de faible activité pour son propre compte et pour le compte de clients. Elle met également à la disposition de ses clients des locaux, afin de leur permettre de maintenir leurs matériels dans un environnement sécurisé.

4.6.3.4. Marché et positionnement concurrentiel

Le marché couvert par la Business Unit Assainissement est presque exclusivement français. Il représente environ 290 millions d'euros par an. En faible augmentation depuis quatre ans, il devrait croître significativement dans les années à venir grâce à de nouveaux démantèlements d'installations nucléaires.

La Business Unit Assainissement est leader en France, avec près de 40 % de parts de marché. Le principal concurrent est le groupe Onet, suivi du groupe Suez Bouygues et Vinci sont également des concurrents plus centrés sur les activités liées à la réalisation des opérations de démantèlement.

Ce niveau élevé de concurrence génère une très forte pression sur les prix, généralisée chez tous les clients, ce qui implique pour la Business Unit la recherche permanente de gains de productivité.

4.6.3.5. Activité et faits marquants

L'activité 2004 est marquée par la mise en place d'un nouveau schéma industriel qui propose aux clients des offres de services, qui permettent une plus grande responsabilisation et une globalisation des activités. Conjointement, un système de maîtrise des appels d'offres et des revues d'offres a été instauré. Les objectifs sont de permettre une sélection sur la base de la rentabilité et renforcer la maîtrise des effectifs et le développement de la culture de maîtrise des risques (techniques, commerciaux et financiers).

Ligne de produit par ligne de produit, les principaux événements sont les suivants :

- Les premières offres techniques et commerciales concernant les prestations globales d'assistance chantier ont été remises à EDF et sont en cours de négociation pour un démarrage effectif en 2005. La durée des contrats engagerait la Business Unit pour les six ans à venir.
- D'importants contrats ont été renouvelés avec notamment :
  - le Centre Aube (France) de l'Andra pour la gestion des déchets radioactifs de faible et moyenne activité à vie courte (contrat d'une durée de trois ans),
  - Socodei en tant qu'opérateur de l'usine Centraco jusqu'au 31 décembre 2005. A cette occasion, le périmètre d'intervention est élargi et les responsabilités confiées à la Business Unit sont renforcées. Ceci est un témoignage tangible de l'évolution du marché vers une externalisation plus importante.
- La Business Unit Assainissement a proposé de nouveaux procédés de décontamination pour les déchets sans filière de traitement que sont le mercure et le plomb. Par ailleurs, la démonstration de l'efficacité d'un gel décontaminant pour l'assainissement de boîtes à gants utilisés pour la manipulation de plutonium, a été réalisé pour le compte de la société Fluor Hanford, opérateur du Plutonium Finishing Plant (PFP), sur le site de Hanford, dans l'état de Washington aux Etat-Unis.

4.6.3.6. Perspectives et axes de développement

Le marché français devrait croître dans les années à venir grâce au poids accru donné par les clients aux exigences de propreté radiologique ainsi qu'à la vraisemblable externalisation croissante des activités de soutien à l'exploitation (gestion des déchets, organisation de chantier). La tendance à la globalisation est favorable aux prestataires les plus importants dont la Business Unit fait partie et devrait progressivement conduire à la concentration du marché entre les mains des principaux acteurs.

Cette croissance du marché permet à la Business Unit Assainissement, à travers une approche commerciale sélective, de valoriser la responsabilité assumée et de renforcer sa valeur ajoutée technique.

4.6.4. Business Unit Ingénierie

4.6.4.1. Chiffres clés

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Chiffre d'Affaires	73	107	139
Effectif en fin d'année	922 personnes	881 personnes	1 159 personnes

4.6.4.2. Métiers

La Business Unit Ingénierie apporte aux opérateurs nucléaires mondiaux les services d'ingénierie nécessaires, d'une part, à l'étude et à la réalisation de nouveaux ateliers et, d'autre part, aux modifications et optimisations des installations existantes. Elle apporte également les compétences requises en support d'exploitation comme les études de sûreté ou les calculs. La Business Unit réalise des prestations pour des clients hors du Groupe et intervient également en maîtrise d'œuvre ou en support pour les grands projets industriels du Groupe.
Essentiellement dédiée aux domaines de l'amont et de l'aval du cycle du combustible nucléaire, la Business Unit Ingénierie intervient dans toutes les phases de vie des installations. L'intervention de la Business Unit Ingénierie se fait selon quatre axes, en fonction des besoins des clients :

- ingénierie de procédés : développer et industrialiser des procédés mis au point par le CEA et COGEMA,
- ingénierie de réalisation : assurer la conception et la construction d'installations industrielles nucléaires,
- ingénierie de services : assister les exploitants dans les évolutions des installations en fonctionnement,
- ingénierie de démantèlement : assurer la maîtrise d'œuvre des opérations industrielles à partir de la mise à l'arrêt définitif des installations.

Les compétences acquises et les procédés développés dans les installations du cycle font de la Business Unit Ingénierie un partenaire à forte valeur ajoutée pour ses clients qui bénéficient d'un retour d'expérience unique.

A partir de ses implantations opérationnelles françaises et américaines, la Business Unit Ingénierie développe ses activités dans tous les pays où le nucléaire est source d'énergie. La Business Unit Ingénierie est partenaire des exploitants d'installations nucléaires industrielles, de manière directe ou indirecte, en France et à l'étranger et réalise ainsi 71 % de ses ventes aux Etats-Unis, 11 % au Japon, 9 % en France et 13 % répartis dans les autres pays où la Business Unit intervient.

Le marché du cycle du combustible nucléaire se caractérise actuellement par un fort pourcentage d'activités d'études et une relative baisse des fournitures d'équipements. Le critère de compétitivité, l'apport de procédés et technologies éprouvés, les exigences de sûreté et les performances techniques sont des paramètres essentiels et distinctifs pour les clients.

Dans le domaine de l'aval du cycle, et compte tenu des enjeux associés, une part de l'activité est réalisée par le biais de contrats de transfert de technologie transnationaux, qui s'inscrivent dans la durée.

4.6.4.3. Moyens

La Business Unit Ingénierie est essentiellement composée d'équipes de bureau d'études et d'ingénierie basées en France (trois établissements) et aux Etats-Unis ainsi que d'équipes avancées sur les chantiers, en particulier au Japon à Rokkasho-Mura. Elle dispose par ailleurs d'un centre de développement, situé dans la Manche (France).

4.6.4.4. Marché et positionnement concurrentiel

Le marché de l'ingénierie couvre essentiellement l'amont du cycle du combustible nucléaire (chimie et enrichissement de l'uranium) et l'aval du cycle (gestion des combustibles usés, gestion des déchets et démantèlement). La Business Unit accompagne par ailleurs les Business Units Traitement-Recyclage dans les grands projets de transfert de technologie à l'exportation.

En France, le marché principal reste essentiellement interne au Groupe. A l'international, l'Asie (Japon, Corée du Sud...), l'Amérique du Nord et l'Europe sont les zones géographiques où la Business Unit Ingénierie est active depuis de nombreuses années, que ce soit dans des grands projets stratégiques pour le Groupe ou dans des projets plus spécifiques.

Outre son apport d'expertise à de nombreuses Business Units du Groupe, les principaux clients de la Business Unit Ingénierie sont en France le CEA, EDF et Andra, au Japon JNFL, aux Etats-Unis le DOE, au Canada AECL et en Grande-Bretagne la Nuclear Decommissioning Agency. Les concurrents sont nombreux et différents selon les zones géographiques. Les principaux sont listés ci-après :

- en France : Thalès Ingénierie et Comex (groupe Onet), ainsi que des bureaux d'études locaux,
- en Europe : BNFL et RWE Nukem,
- aux Etats-Unis : Bechtel, Fluor Daniel, Washington Group Inc., Jacobs,
- au Japon : MHI, Toshiba et Hitachi, ainsi que JGC.

4.6.4.5. Activité et faits marquants

Aux Etats-Unis, la Business Unit Ingénierie poursuit les études pour la construction de la future usine américaine de fabrication de combustible Mox permettant le recyclage du plutonium d'origine militaire (voir Business Units Traitement et Recyclage). En Russie, où un projet de construction d'usine est mené en parallèle avec le projet américain, la Business Unit met en place les données de base de ce projet.

En 2004, le chiffre d'affaires est en repli, principalement en raison de la baisse de ses activités liées au projet de construction de l'usine russe de fabrication de combustibles Mox, ainsi qu'à la baisse du dollar.

La Business Unit Ingénierie participe aux études de conception de l'installation de déchargement de combustibles usés du futur centre de stockage des déchets à Yucca Mountain.

La Business Unit apporte également son assistance dans la réalisation des essais chimiques de l'usine de traitement JNFL de Rokkasho-Mura.

En France, elle participe au projet de réalisation de l'usine d'enrichissement de l'uranium par centrifugation, l'usine Georges-Besse II à Pierrelatte. Avec une équipe de plus de 50 personnes, la Business Unit Ingénierie est responsable de la maîtrise d'œuvre du projet de construction de l'usine. Elle a livré à AREVA les études d'avant-projet et de détail de la future usine, dont celles de procédé, de sûreté, de génie civil et d'installation générale.

4.6.4.6. Perspectives et axes de développement

Compte tenu des marchés visés, la Business Unit Ingénierie entend accroître sa compétitivité en maintenant la politique engagée de réduction des coûts. Son objectif stratégique est de devenir l'acteur de référence du groupe AREVA pour les transferts de technologie liés au cycle du combustible nucléaire dans le monde, notamment aux Etats-Unis, en Chine et en Russie.

Elle orientera ses actions essentiellement dans le domaine de la gestion des déchets. Elle développera notamment la technologie de vitrification en creuset froid qui permet de traiter une large gamme de déchets. Elle cherchera également à intensifier ses interventions dans le démantèlement d'installations.

≫ 4.7. Pôle Transmission & Distribution

Chiffres clés

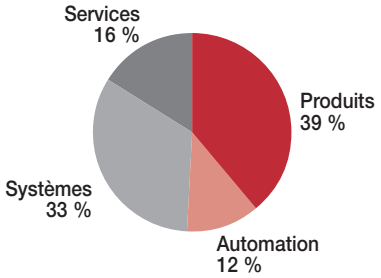
L'acquisition du Pôle **T&D** est effective depuis le 9 janvier 2004.

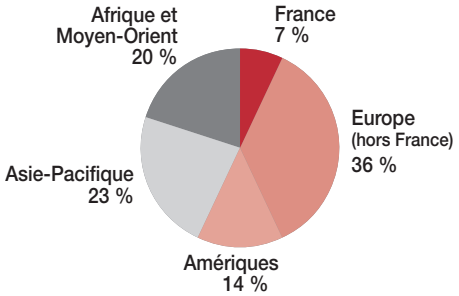
(en millions d'euros)	2004[1]	2003[1][2]
Chiffre d'affaires	3 186	2 877
Résultat opérationnel	31	28
Effectif en fin d'année	21 816 personnes	21 329 personnes

(1) Périmètre n'incluant pas l'Inde ni le Pakistan.

(2) Reconstitué, non audité.

Répartition du chiffre d'affaires 2004 par Business Unit[3] et par zone géographique





(3) Les ventes des Business Units Produits, Services et Automation réalisées au travers de la Business Unit Systèmes sont comptabilisées dans cette Business Unit.

Présentation générale

Le Pôle T&D, qui représente 29 % du chiffre d'affaires d'AREVA en 2004, produit, installe et maintient des équipements et des systèmes pour les marchés de la moyenne et haute-tension. Ses produits sont utilisés pour transmettre et distribuer l'électricité depuis sa génération jusqu'à l'utilisateur final. Ils permettent de garantir la fiabilité, la qualité et la sécurité de la distribution d'électricité ainsi que d'exploiter efficacement les réseaux grâce à la gestion de l'information en temps réel. Les services qui y sont associés permettent de fournir une ressource de haute qualité afin d'accompagner les produits et systèmes vendus durant leur cycle de vie complet.

Les activités de ce Pôle sont organisées en quatre Business Units :

- la Business Unit Produits conçoit et fabrique des produits en haute et moyenne tension,
- la Business Unit Systèmes fournit des projets clé en main pour la transmission et la distribution,
- la Business Unit Automation produit et installe toutes les solutions de pilotage en temps réel des réseaux électriques
- la Business Unit Services/ISSCO (International Sales and Services Country Organization) assure la commercialisation de l'offre (produits, systèmes, automation, services) et les prestations de service de maintenance.

Le Pôle T&D est numéro trois mondial sur ses marchés, en termes de chiffre d'affaires pour l'année 2004 et numéro deux sur le segment des clients électriciens, une position fondée sur un savoir-faire reconnu et renforcée par un adossement au groupe AREVA.

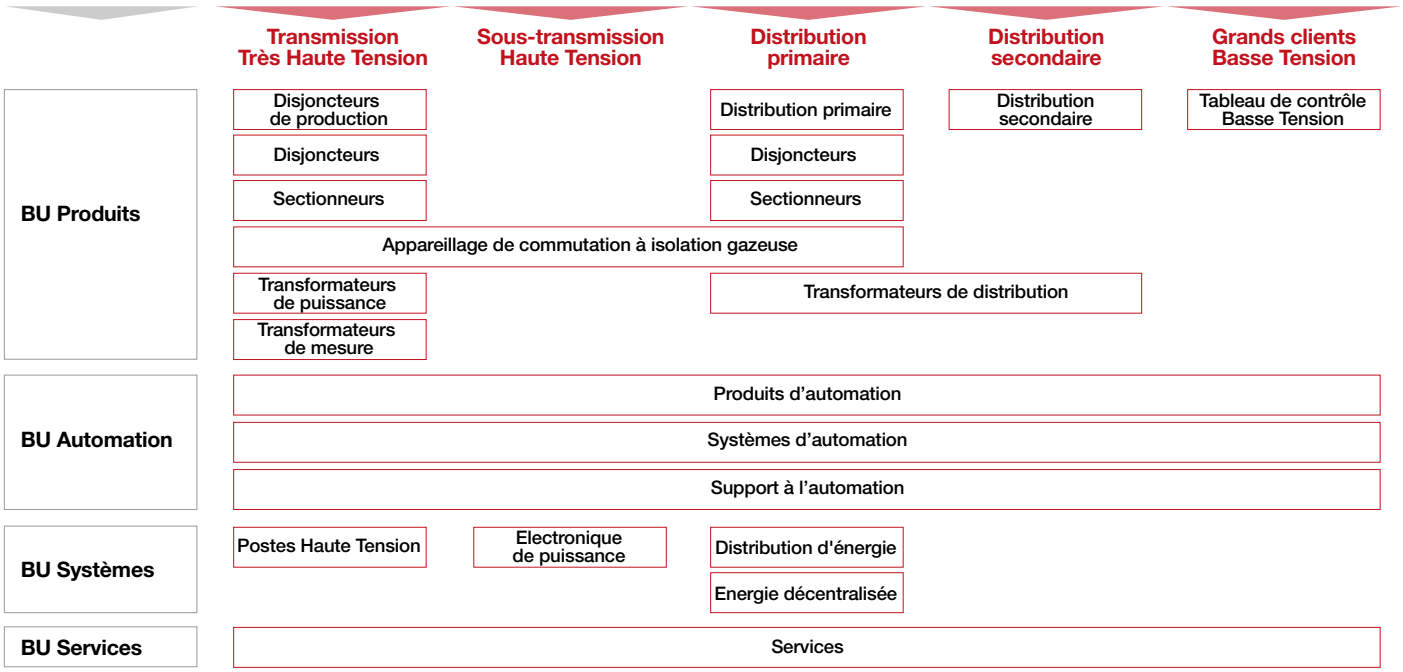
Il est notamment :

- numéro un mondial en logiciels de gestion de marché et de conduite de réseaux,
- numéro deux mondial en produits haute-tension,
- numéro trois mondial en produits moyenne tension.

(Source : AREVA sur la base d'informations recoupées par les informations publiques)

Le Pôle **T&D** est également numéro deux en Europe.

Présentation des BU et lignes de produits du Pôle



Source : AREVA

Stratégie et perspectives

Le Pôle T&D d'AREVA possède tous les atouts pour consolider sa position et profiter d'opportunités de croissance.

Il est présent sur des marchés caractérisés par des besoins réels, dont :

- le développement soutenu des réseaux dans les pays émergents (Chine, Inde),
- les investissements dans les réseaux existant au sein des pays développés (Europe, Etats-Unis),
- l'interconnexion et gestion des réseaux du fait de l'impact de la réglementation.

Le Pôle **T&D** possède les technologies et les compétences clés de son marché, une solide base industrielle et une expérience du secteur reconnue et appréciée par ses clients.

Dès l'intégration de T&D, début 2004, AREVA a mis en place un nouveau management et opéré une analyse stratégique de l'activité qui voyait depuis quelques années sa rentabilité s'éroder, au moment où ses principaux concurrents se réorganisaient activement. Cette analyse a conduit à l'élaboration d'un plan d'optimisation qui devrait permettre à l'horizon 2007 d'économiser plus de 400 millions d'euros par an et qui s'articule autour de quatre principaux leviers :

- les achats, qui correspondent à plus de 50 % du chiffre d'affaires (environ 30 % des économies attendues),
- l'amélioration des processus afin d'accroître la productivité (environ 30% des économies attendues),
- le redéploiement de l'outil industriel vers les régions dans lesquelles la vente de ses produits et services est en croissance (environ 25 % des économies attendues),
- et une meilleure gestion du portefeuille des produits et services (environ 15 % des économies attendues).

Ce plan s'est déjà traduit par des actions concrètes en 2004 :

- Un meilleur contrôle managerial centré sur une politique de résultat ;
- La mise en place d'une nouvelle organisation des achats ;
- La mise en place des contrats d'approvisionnements en matières premières et d'une politique de couverture des risques ;
- La vente de certaines activités non stratégiques, telle que les services en télécommunications et en électricité en Nouvelle-Zélande et Australie ;
- La mobilisation de l'ensemble du Pôle pour la mise en oeuvre de plus de 500 actions détaillées constituant le plan d'amélioration opérationnelle du Pôle ;
- Le lancement du projet d'adaptation de la base industrielle européenne, discuté avec les partenaires sociaux ;
- L'inauguration de deux nouveaux sites en Chine.

Les objectifs du Pôle T&D sont, d'une part, de mener à bien les chantiers lancés afin d'atteindre le niveau de rentabilité des leaders du marché à l'horizon 2007 et, d'autre part, d'accélérer son développement dans les zones de croissance. En particulier, le Pôle **T&D** se donnera les moyens d'accélérer son développement en Chine, marché présentant la plus forte perspective de croissance.

Marché et positionnement concurrentiel

Segmentation du marché

AREVA estime que le marché mondial de T&D s'élève à 38 milliards d'euros par an, répartis comme suit, en segmentation par offre (en milliards d'euros par an) :

- Produits 20
- Systèmes 8
  (non compris 3 milliards d'euros de produits vendus en projets clé en main dans le cadre des Systèmes)
- Services 6
- Automation 4

Le marché de la Business Unit Produits représente plus de la moitié du marché de T&D. Il est stable, avec des niches de croissance en moyenne tension. Le marché des Systèmes bénéficie de la croissance des applications en électronique de puissance (liaisons haute-tension en courant continu, interconnexions). Le marché de la Business Unit Services est porté par la demande croissante de compléments à forte valeur ajoutée aux offres de la Business Unit Produits et de la Business Unit Systèmes. Sur le marché de la Business Unit Automation, le développement des systèmes numériques et des services associés contraste avec l'érosion en valeur de leur composante produits.

Selon AREVA, la segmentation par type de marché des activités de Transmission et de Distribution est la suivante (en milliards d'euros par an) :

- Transmission 13
- Distribution 25

La transmission d'électricité recouvre l'acheminement de l'électricité sur de longues distances au départ des centrales de production, à des tensions généralement comprises entre 52 kV et 800 kV. La quasi-totalité de la demande en transmission provient d'électriciens intégrés et des électriciens dédiés à la transmission. Certains grands industriels, grands consommateurs d'électricité (par exemple les producteurs d'Aluminium) peuvent être connectés directement au réseau de transmission.

La distribution concerne la livraison (en moyenne tension entre 1 kV et 52 kV) aux réseaux de distribution locaux à basse tension. Les compagnies d'électricité, les industriels et le tertiaire sont les clients (Business Units Produits et Systèmes) de ce marché. D'autres acteurs comme les intégrateurs et installateurs fournissent des systèmes moyenne tension sans maîtriser la fabrication des produits. La demande en Produits et Systèmes de distribution provient pour 45% des électriciens et pour 55% de l'industrie et le tertiaire.

Les clients

Le Pôle **T&D** sert environ 30 000 clients dans 160 pays à travers le monde.

Le réseau commercial du Pôle **T&D** est présent dans 100 pays et assure la continuité et la coordination de la relation commerciale sur la globalité de l'offre du Pôle en terme de systèmes, produits et services. La force de vente est organisée en 12 régions et comprend environ 1 200 collaborateurs organisés par pays.

Les clients du Pôle **T&D** peuvent être classés en 5 grandes catégories :

- Les électriciens intégrés, gérant l'ensemble des processus liés à la production, la transmission et la distribution de l'électricité depuis la centrale jusqu'à l'utilisateur final.
- Les entreprises de transmission, la dérégulation entraînant la séparation des activités de génération, de transmission et de distribution de l'électricité.
- Les compagnies de distribution en charge de livrer l'énergie à l'utilisateur final et pouvant être privées ou être la propriété de collectivités locales (municipalités,..).
- Les grands industriels gros consommateurs d'électricité, faisant appel au savoir-faire du Pôle **T&D** pour l'alimentation de leurs sites.

- Les sociétés d'infrastructures, telles que des aéroports ou des sociétés propriétaires de réseaux ferroviaires, utilisant les compétences du Pôle **T&D** pour des projets clés en main d'électrification.

Les moteurs de la croissance

La croissance du marché du Pôle **T&D** se déploie autour de quelques relais majeurs :

- l'extension des réseaux électriques : des investissements significatifs seront nécessaires pour acheminer les quantités d'énergie de plus en plus importantes demandées par les consommateurs finaux, en particulier en Chine et en Inde en raison de la croissance économique et démographique.
- l'interconnexion : de grands projets d'infrastructure permettront d'assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement électrique entre zones de production et zones de consommation.
- la numérisation : l'automatisation croissante de la conduite des réseaux répond au développement des marchés de l'électricité, aux exigences de qualité et de fiabilité de la fourniture, et à l'intégration de la production électrique décentralisée (telles que les éoliennes ou la biomasse, par exemple).
- le remplacement : une part non négligeable des besoins d'investissement sur les réseaux électriques vise à pallier le vieillissement des infrastructures, notamment en Europe et aux États-Unis.
- la dérégulation : le développement des marchés concurrentiels stimule les investissements sur les réseaux électriques, dès lors qu'ils peuvent être couverts par des règles tarifaires suffisamment claires et stables (ce qui survient généralement après une période de transition).
- les renouvelables et les FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System) : la volonté d'optimisation de la transmission, de la distribution et de la qualité de l'électricité fournie, soumet les réseaux électriques à des contraintes de plus en plus fortes, auxquelles répondent ces technologies spécifiques.

Ces facteurs se conjuguent pour conférer une assise stable et régulière au marché de T&D.

La tendance du marché

Au niveau mondial, la contribution de ces relais de croissance structurels à l'évolution future du marché de T&D semble en ligne avec les récentes performances enregistrées par ce marché. Depuis 2002, le marché de T&D a gagné près de 4 % en valeur par an. Néanmoins, rapporté à une période plus longue, depuis 2000, par exemple, le rythme annuel de croissance en valeur est inférieur à 2%, et le marché de T&D apparaît relativement stable, avec des fluctuations cycliques et des périodes de réajustement à la hausse dues à des vagues d'investissements.

S'agissant du secteur électrique, l'adaptation des cadres réglementaires et des circuits de décision pour les grands investissements d'infrastructure continue à marquer le pas dans la plupart des régions. Les flux d'investissements sur les réseaux électriques sont ainsi retardés malgré les besoins importants d'adaptation et de renforcement (vieillissement des réseaux, blackouts en série).

A ce premier phénomène s'ajoute les effets de la dépréciation du dollar par rapport à l'euro, ainsi que la standardisation des produits qui permettent une concurrence plus vive entre grands fabricants. Par ailleurs, cette pression est accompagnée par le développement de nouveaux fabricants "low-cost" sur ce marché qui, depuis la Chine, l'Inde, la Corée, la Turquie ou l'Europe de l'Est, élargissent leurs activités à de nouveaux clients sur une base régionale, et parfois même mondiale. Face à ces mutations, les grands acteurs du marché sont donc entrés dans une phase de concurrence accrue et de consolidation.

Compte tenu des baisses de prix observées sur la période récente et des retards dans les projets d'investissement liés à l'absence de financement, le Groupe a une vision prudente et raisonnée du marché qui appelle nécessairement des efforts de productivité pour maintenir la compétitivité et augmenter la profitabilité. Les opportunités de croissance sont réelles pour les acteurs suffisamment agiles pour en profiter.

Le marché de T&D est dominé par trois acteurs globaux, AREVA T&D, ABB et Siemens, qui détiennent environ 40 % du marché mondial en 2003. Les autres concurrents ne disposent ni d'une offre complète, ni d'une dimension globale. Schneider Electric est présent sur la moyenne tension en complément de son activité dans la basse tension. Les acteurs japonais, coréens et chinois se focalisent sur certaines zones géographiques, tandis que les constructeurs américains se limitent à la moyenne tension aux normes ANSI. De nombreux acteurs locaux, notamment des intermédiaires comme les assembleurs de tableaux électriques ou les installateurs, sont présents sur le marché de la moyenne tension, ainsi que sur différentes niches (systèmes numériques, services, etc.).

Au niveau des zones géographiques, la plupart des opportunités se situeront en Asie et au Moyen-Orient :

- l'Europe représente 27 % du marché. Les besoins de renforcement et d'interconnexion des réseaux sont particulièrement importants en Europe Occidentale, mais leur réalisation est limitée par les contraintes environnementales. La Russie pourra devenir un marché important une fois la dérégulation du secteur électrique mise en place.

- l'Amérique du Nord et du Sud représentent 26 % du marché. L'Amérique du Nord est un marché d'opportunités où les besoins importants d'investissements de modernisation des réseaux demeurent contraints par un cadre réglementaire inadapté.
- l'Asie et le Pacifique représentent 33 % du marché. Le plus important potentiel de croissance, pour l'ensemble des segments du marché, se situe en Chine. L'Inde est un marché émergent particulièrement prometteur pour la distribution et les systèmes haute-tension.
- l'Afrique et le Moyen-Orient représentent 14 % du marché. Les grands projets de transmission (interconnexions) sont appelés à croître, relayant ainsi le fort niveau de demande en moyenne tension.

4.7.1. Business Unit Produits

4.7.1.1. Chiffres clés

(en millions d'euros)	2004	*% par rapport au Pôle*
Chiffre d'affaires	1 234	39
Effectif en fin d'année	11 807 personnes	54 personnes

4.7.1.2. Métiers

La Business Unit Produits conçoit, fabrique et livre la gamme complète de produits haute et moyenne tension qui permettent de faire transiter l'énergie électrique depuis la centrale de génération jusqu'à l'utilisateur final :

- des équipements haute tension qui permettent de transformer et orienter le flux d'électricité du réseau de transmission longue distance,
- des appareillages moyenne tension aux dimensions plus restreintes remplissant le même rôle à proximité des lieux de consommation.

Les principales fonctions remplies par ces produits sont d'élever ou d'abaisser la tension, d'isoler ou de connecter des circuits et de mesurer le courant ou la tension en temps réel.

Il est à noter que les produits fabriqués par la Business Unit, en particulier les transformateurs, contiennent des matières premières telles que le cuivre, l'acier, et l'aluminium, qui représentent environ 7 % du coût de revient, et dont la hausse des cours peut avoir un impact négatif sur les résultats de cette dernière.

4.7.1.3. Moyens industriels

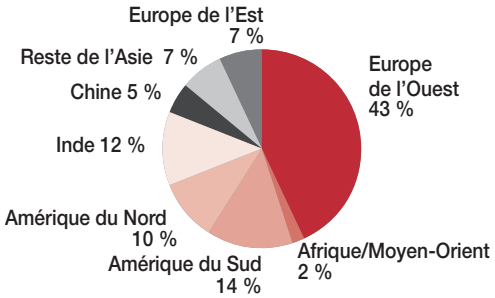
En 2004, dans le cadre de la nouvelle organisation du Pôle **T&D**, cette Business Unit s'est dotée d'une organisation globale structurée en dix lignes de produits. Chaque ligne de produits peut ainsi se concentrer sur les spécificités marketing, techniques et industrielles qui lui sont propres. La standardisation des gammes de produits et la rationalisation des processus industriels s'en trouvent ainsi facilitées.

La Business Unit Produits s'articule autour de 58 sites qui sont répartis entre :

- des sites de fabrication et d'assemblage suivant une logique globale les rapprochant des grands marchés,
- des sites dédiés à l'adaptation finale des produits à proximité des clients.

Ces sites sont répartis entre 26 pays, comme suit :

Répartition géographique des sites de la Business Unit Produits à fin 2004



4.7.1.4. Activité et faits marquants

Les investissements les plus importants ont été réalisés en 2004 dans les pays où les marchés sont en forte croissance :

- en Chine, avec l'augmentation de la capacité de production de l'usine de transformateurs de puissance de Shanghaï et la construction d'une usine d'équipements haute et moyenne tension à Suzhou ;
- en France, avec l'extension des capacités de fabrication d'ampoules à vide à Lattes consécutive à l'arrêt des fabrications en Angleterre (2001) et en Allemagne (prévu en 2005) ;
- au Mexique, avec l'extension à la moyenne tension de l'usine d'équipements haute tension de Tyzayuca.

Des avancées techniques ont été réalisées au sein des différentes lignes de produits, notamment :

- la mise en fabrication du nouveau poste blindé haute tension F35 qui a bénéficié des nouvelles méthodes d'éco-conception ;
- l'augmentation des performances du disjoncteur de générateur (FKG) ;
- l'extension de la gamme standardisée d'équipements moyenne tension (PIX) pour le marché des compagnies de distribution d'électricité et de la grande industrie.

Enfin, la Business Unit Produits a notamment remporté le contrat de livraison de disjoncteurs de générateur pour les centrales de Shanwei et Wushashan (Chine).

En mai 2004, la Commission européenne a engagé des investigations auprès d'AREVA T&D SA France et d'AREVA T&D Holding SA France relatives à des allégations de pratiques anticoncurrentielles dans le domaine des postes blindés ("Gas Insulated Switchgears"). Aucune "notification de griefs" n'a été

émise à l'encontre de ces deux sociétés du Groupe à la date du présent document de référence (cf. section 4.14.4.2).

4.7.2. Business Unit Systèmes

4.7.2.1. Chiffres clés

(en millions d'euros)	2004	*% par rapport au Pôle*
Chiffre d'affaires	1 047	33
Effectif en fin d'année	2 024 personnes	9 personnes

4.7.2.2. Métiers

La Business Unit Systèmes conçoit des projets clés en main pour le marché de la transmission et de la distribution électrique, de la génération à l'utilisateur final.

Les équipes de la Business Unit Systèmes intègrent les équipements de T&D (transformateurs, équipements de moyenne et haute tension, systèmes de protection et contrôle, télécommunication et services) grâce à leur compétence en ingénierie de sous-stations et leur savoir-faire en gestion de projets, afin d'offrir aux clients du Pôle **T&D** une solution spécifique à leur réseau électrique.

La Business Unit Systèmes fournit :

- des sous-stations clés en main haute et moyenne tension,
- de l'électronique de puissance pour des sous-stations en courant continu et des systèmes permettant d'accroître la capacité et la qualité des réseaux existants (FACTS et HVDC).
- des projets d'énergie décentralisée incluant la connexion de parcs éoliens au réseau.

La maîtrise des technologies et de leurs applications, alliées à la compréhension des problématiques techniques et économiques de ses clients et l'établissement de partenariats avec les fournisseurs sont les facteurs clés de succès de la Business Unit Systèmes.

4.7.2.3. Moyens

La Business Unit est composée de 19 implantations basées en Europe mais aussi en Amérique, en Asie, au Moyen-Orient et en Afrique. Ces équipes locales composées notamment d'ingénieurs et de responsables de projets apportent une bonne connaissance du marché et le niveau de compétitivité requis.

4.7.2.4. Activités et faits marquants

La Business Unit Systèmes a récemment remporté un contrat pour l'ingénierie, la fabrication et l'installation de la première sous-station haute-tension offshore au large des côtes de Barrow (Royaume-Uni). Elle assurera l'ingénierie de l'ensemble de la connexion électrique entre le parc éolien offshore et le réseau national électrique. Ce projet est non seulement l'un des premiers parcs éoliens 132 kV pour la Grande-Bretagne, mais sera l'une des rares sous-stations haute-tension offshore en fonction dans le monde.

Dans le cadre des relations avec les grands comptes, une équipe de la Business Unit Systèmes dédiée au projet "Solutions" a été formée avec "National Grid Transco" (NGT) aux Etats-Unis. Son objectif est de transformer les relations entre l'entreprise de transmission d'électricité et son prescripteur dans leur approche des projets clés en main. En travaillant de façon transparente dès la conception du projet, tout en réduisant l'ensemble des risques et en améliorant les performances EHS, le délai de livraison et les ressources nécessaires en ingénieurs dédiés au projet peuvent être ainsi réduits. Le fruit de cette coopération a permis à la Business Unit Systèmes de réaliser d'ores et déjà quatre premiers projets selon cette nouvelle approche.

Un contrat vient d'être signé avec l'entreprise Dubai Electricity and Water Authority (DEWA) pour la construction d'une sous-station GIS en 400kV sur le site de Jebel Ali'L'. La Station "L" sera un élément majeur du réseau DEWA à partir de sa mise en service courant 2005.

La Business Unit Systèmes a remporté un important contrat pour renforcer le réseau électrique de l'une des lignes ferroviaires les plus fréquentées en Grande-Bretagne : la West Coast Main Line. La Business Unit Systèmes propose pour ce projet une solution compacte et préfabriquée qui convient particulièrement bien aux applications de sous-stations pour les infrastructures ferroviaires.

4.7.3. Business Unit Automation

4.7.3.1. Chiffres clés

(en millions d'euros)	2004	*% par rapport au Pôle*
Chiffre d'affaires	384	12
Effectif en fin d'année	2 346 personnes	11 personnes

4.7.3.2. Métiers

La Business Unit Automation s'organise autour de trois lignes de produits mondiales qui fournissent les solutions nécessaires à l'automatisation temps réel des réseaux T&D :

- Les produits d'automatismes, regroupant les équipements électroniques de protection (détection d'un défaut sur un appareil T&D, envoi d'un ordre de protection), de mesure des caractéristiques du signal électrique et de transmission de l'information.
- Les systèmes de gestion de l'énergie qui automatisent les sous-stations, assurent la télé-conduite de l'ensemble du réseau T&D et offrent un fonctionnement efficace des marchés de l'électricité.
- Les services de support associé de maintien en condition opérationnelle des infrastructures numériques, de réhabilitation des parcs d'automatismes et de formation spécifique de leurs opérateurs.

L'offre de la Business Unit Automation est bâtie autour de technologies d'électronique embarquées pour les produits d'automatismes, et de systèmes informatiques temps réel pour les systèmes d'automatismes. Les quatre métiers de la Business Unit sont l'intégration de systèmes d'information temps réel, la conception et fabrication de modules d'automatismes embarqués, l'édition de progiciels applicatifs dédiés à la gestion des flux électriques et les services de support associés.

4.7.3.3. Moyens industriels

La Business Unit Automation s'articule autour de trois centres d'excellence (un aux Etats-Unis, deux en Europe) chargés de la recherche & développement, de six centres d'assemblage des produits d'automatismes (dont une joint-venture avec un partenaire chinois), et de 13 centres d'ingénierie (dont un centre de back-office en Inde) chargés de l'intégration et de la réalisation des projets de systèmes d'automatismes et d'information.

La Business Unit Automation dispose enfin de deux implantations industrielles en Inde, employant plus de 1 000 personnes. La compétence de ces sites couvre l'ensemble du portefeuille d'offre de la Business Unit.

4.7.3.4. Activité et faits marquants

Créée en 2003, la Business Unit Automation s'est focalisée en 2004, sur la mise en place de ses processus opérationnels :

- L'amélioration continue basée sur les méthodes de gestion "6 Sigma",
- La réorganisation de ses activités systèmes en réduisant les effectifs en Europe de l'Ouest et en Amérique du Nord au profit d'un développement des ressources en Asie et au Moyen-Orient,
- La mise au point et la commercialisation d'une nouvelle offre de contrôle commande de sous-station (PACiS) qui intègre les tous derniers standards de communication.

Sur le plan commercial, la Business Unit Automation confirme son leadership dans les centres de téléconduite et les systèmes de gestion de marché en remportant des contrats en Serbie, en Ecosse, en France, en Ethiopie, en Afrique du Sud et aux Etats-Unis.

Sur le plan technologique, la Business Unit multiplie les accords de partenariat technologique, avec notamment la signature d'un partenariat avec Microsoft portant sur le développement des futures architectures des systèmes de téléconduite.

Pendant l'année 2004, la Business Unit a également réglé à l'amiable le procès intenté par ABB sur le transfert de connaissance lié à l'embauche d'employés aux Etats-Unis.

4.7.4. Business Unit Services/ISSCO

4.7.4.1. Chiffres clés

(en millions d'euros)	2004	*% par rapport au Pôle*
Chiffre d'affaires	521	16
Effectif en fin d'année	5 639 personnes	26 personnes

4.7.4.2. Métiers

Cette Business Unit intègre deux activités majeures :

- la première est exercée par l'intermédiaire d'un centre de coûts qui gère l'ensemble de la commercialisation de l'offre des produits et services du Pôle **T&D**,
- la seconde a pour objet d'assurer la continuité de la relation clients avec les services de maintenance des équipements.

La Business Unit Services/ISSCO a pour mission de fournir un service de maintenance des installations des réseaux de haute qualité à ses clients afin d'accompagner les produits et systèmes vendus durant leur cycle de vie complet. Aux contrats de service traditionnels tels que la maintenance, la réparation ou la réhabilitation d'équipements ou de sous-stations, vient s'ajouter une offre plus globale assurant au client la maintenance en service de ses installations sur le long terme.

Les ressources à proximité des clients, la connaissance des parcs installés, l'expertise technique de constructeur sont les facteurs clés de succès de cette activité. Par ailleurs, les équipements de transmission & distribution installés depuis plusieurs dizaines d'années et leur vieillissement actuel constituent un potentiel de revenu important pour lequel la Business Unit est idéalement positionnée.

4.7.4.3. Moyens

Présents dans 18 pays, les équipes sont réparties selon une logique de proximité des clients. Différents programmes transversaux de transfert de connaissance permettent aux équipes de la Business Unit Services/ISSCO de maintenir leur expertise technologique sur des produits et systèmes d'AREVA T&D. La R&D a ainsi lancé un programme d'aide au diagnostic visant à consolider l'expérience acquise et sa mise à disposition aux équipes des nouvelles implantations internationales.

4.7.4.4. Activité et faits marquants

La Business Unit s'est recentrée en 2004 sur des domaines à valeur ajoutée pour les systèmes et les produits du Pôle **T&D**. La revue de son portefeuille d'activité a ainsi abouti à la vente de ses activités de Services de télécommunication et électriques en Nouvelle-Zélande et Australie. Cette opération a été signée fin décembre 2004 et réalisée en 2005.

Pour accompagner la vente de produits neufs sur les marchés à forte croissance, la Business Unit Services/ISSCO a mis en place en 2004 des équipes sur les nouveaux sites de Suzhou (Chine) et Tizayuca (Mexique), et a engagé le déploiement de ressources, notamment en Russie et en Asie du Sud-Est.

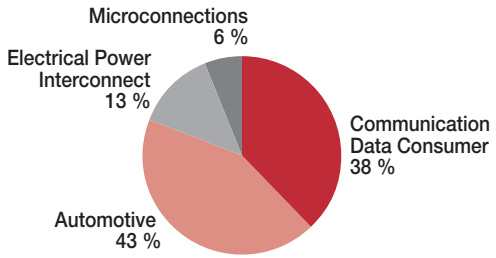
Enfin, on note pour 2004 de nouveaux contrats, comme l'étude d'optimisation des réseaux de distribution de Delhi et de Bombay, des contrats de maintenance de sous-stations au Brésil, au Koweït, à Singapour, au Canada, et de réhabilitation de transformateurs en Allemagne.

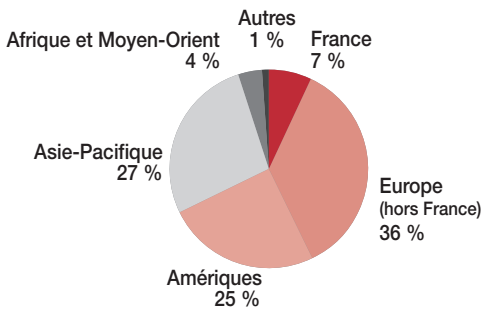
4.8. Pôle Connectique

Chiffres clés

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Chiffre d'affaires	1 289	1 338	1 560
Résultat opérationnel avant coûts de restructuration	86	21	(136)
Résultat opérationnel	80	(114)	(406)
Effectif en fin d'année	12 160 personnes	12 211 personnes	14 015 personnes

Répartition du chiffre d'affaires 2004 par Business Unit et par zone géographique





Présentation générale

Le Pôle Connectique représente 11,6 % du chiffre d'affaires du groupe AREVA en 2004. Il est organisé en quatre Business Units qui conçoivent et fabriquent des connecteurs destinés :

- au secteur des télécommunications, de l'informatique et de la grande consommation (Business Unit CDC),
- au marché de l'automobile (Business Unit Automotive),
- au marché des équipements électriques (Business Unit Electrical Power Interconnect (EPI)), et
- au marché des circuits flexibles, notamment des cartes à puces (Business Unit Microconnections).

Le métier de la connectique se définit comme l'ensemble des technologies et savoir-faire nécessaires à la conception et à la fabrication de composants passifs, appelés "connecteurs", assurant la transmission de signaux électriques ou optiques d'un câble à un équipement électrique ou électronique, ou bien encore d'une carte-circuit imprimé à une autre carte.

Le Pôle **Connectique** fabrique plusieurs milliards de contacts électriques par an, qui se vendent typiquement entre un et quatre centimes d'euros.

Les boîtiers isolants, généralement en plastique, sont fabriqués à plusieurs centaines de millions d'exemplaires par an et sont vendus soit directement aux fabricants de matériel électronique (PC, Systèmes télécoms, électronique embarquée Automobile), soit aux sous-traitants câbleurs ou assembleurs de systèmes. Ces connecteurs ou éléments de connecteurs sont commercialisés à des prix variant de quelques dixièmes à quelques euros la pièce.

Ses activités sont marquées par des évolutions technologiques constantes, comme la miniaturisation des équipements électroniques, l'augmentation des vitesses de transmission des signaux et l'exigence de fiabilité d'utilisation des systèmes dans des conditions d'environnement souvent difficiles.

Les différents segments de marché de la Connectique peuvent connaître des évolutions très contrastées les uns par rapport aux autres. L'augmentation globale du marché sur une longue période est de l'ordre de 5 à 6 %.

Pour répondre aux mutations du secteur (croissance de certaines zones, baisse structurelle de certains marchés, érosion des prix, etc.), le Pôle a mis en œuvre une restructuration profonde de ses activités depuis 2002. Ce plan a permis un rétablissement de sa situation financière se traduisant par :

- un repositionnement sur les segments de marché les plus dynamiques, en se séparant des activités périphériques,
- une réduction de son implantation industrielle de plus de 60 sites en 2001 à une trentaine de sites industriels également répartis entre le continent américain, l'Europe et l'Asie-Pacifique. Ses produits sont distribués dans 80 pays environ,
- une rationalisation de sa gamme de produits et de services,
- une augmentation de la part de ses effectifs dans les pays à faible coût de main-d'œuvre, passant de 19,5 % à fin 2001 à 43 % à fin 2004.

Le Pôle **Connectique** est numéro trois mondial du secteur, derrière TYCO et MOLEX, avec des positions importantes sur les télécommunications et l'automobile et des positions de leader sur des marchés de niche, comme l'airbag dans l'automobile et les cartes à puces. Le marché, évalué à environ 33 milliards de dollars américains en 2004 (source : Bishop Report, février 2005) est réparti entre plus d'un millier d'acteurs.

Stratégie et perspectives

La demande se déplace avec une tendance forte vers l'Asie, où les grands équipementiers électriques et électroniques sont de plus en plus présents. Les plus grands acteurs peuvent en effet décider à chaque instant de renforcer leur avantage compétitif en y localisant leur production, et sont suivis en règle générale par leurs concurrents ou par les acteurs de taille plus modeste.

L'objectif du Pôle est de poursuivre son plan de redéploiement afin d'atteindre la rentabilité des meilleurs concurrents du secteur, dans la perspective d'être dans le trio de tête mondial sur les marchés CDC, Automobile et Microconnections.

A cet effet, le Pôle entend :

- se concentrer sur les segments de marché et les niches à fort potentiel de croissance,
- se focaliser sur les clients les plus importants,
- compenser la volatilité de la demande des marchés servis en ayant un positionnement plus équilibré sur des marchés ayant des cycles différents,
- renouveler la gamme, tout en rationalisant l'offre produits,
- développer le recours à la distribution pour les clients plus petits,
- avoir à terme plus de 50% de ses effectifs localisés dans les pays à faible coût de main d'œuvre.

L'objectif du Pôle Connectique est d'utiliser son niveau soutenu d'activité de Recherche et Développement comme levier de croissance. En effet, les marchés de la connectique sont caractérisés par une rapide évolution rendant essentiels l'innovation et le développement de nouveaux produits. Grâce au maintien de son activité de recherche et de développement à un niveau élevé en bas ce cycle, le Pôle vise une part de ventes de nouveaux produits égale à 30 % de son chiffre d'affaires à l'horizon de trois ans.

4.8.1. Business Unit Communications Data Consumer (CDC)

4.8.1.1. Chiffres clés

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Chiffre d'affaires	488	533	616
Effectifs en fin d'année	5 837 personnes	6 003 personnes	6 824 personnes

4.8.1.2. Métiers

La Business Unit Communications Data Consumer (CDC) conçoit, fabrique et fournit des connecteurs carte à carte, carte à câble et entrée / sortie pour les applications électroniques destinées aux secteurs des télécommunications, de l'informatique, de la grande consommation, des soins médicaux et de l'industrie.

Le tableau suivant indique les ventes des quatre principaux segments :

Ventes de la Business Unit Communications Data Consumer en 2004

Segments	*En % des ventes 2004*
Télécommunications (commutation et routage, systèmes de transmission, accès câblé et sans fil, réseaux de téléphone locaux)	40 %
Technologie de l'information (PC, serveurs, mémoires, périphériques)	35 %
Produits de grande consommation (téléphones mobiles/cellulaires, lecteurs DVD/CD, jeux vidéo, décodeurs TV, magnétoscopes, modems)	15 %
Electronique industrielle et médicale (instrumentation et contrôle)	10 %

Source : AREVA

4.8.1.3. Moyens industriels

Les usines de production de la Business Unit sont réparties sur trois continents : deux sites en Europe, deux en Amérique du Nord et six en l'Asie.

Dans le sillage de ses principaux clients, qui continuent de localiser leurs bases de production dans les sites moins coûteux d'Asie, la Business Unit CDC fabrique plus de 60 % de ses produits dans cette région.

La majorité des matières premières achetées par la Business Unit CDC sont des résines plastiques, des alliages de cuivre et des métaux précieux.

La hausse du prix de l'or et du cuivre en 2004 a été partiellement compensée par une utilisation plus efficace des matériaux et par d'autres initiatives de réduction des coûts du produit.

4.8.1.4. Marché et positionnement concurrentiel

La Business Unit CDC est l'un des principaux acteurs du marché des applications électroniques et se positionne comme le numéro trois dans le segment des télécommunications.

Après trois années de décroissance, le marché des télécommunications a retrouvé en 2004 une croissance positive avec des fondamentaux assainis.

La Business Unit a trois catégories de clients :

- les grands clients finaux : dans les télécommunications (Ericsson, Lucent, Nokia, Alcatel), dans l'informatique (Dell, IBM, HP-Compaq, Intel, etc.), dans la grande consommation et l'industrie (Motorola, Samsung, Siemens),
- les sous-traitants électroniques (Solectron, Flextronics, Sanmina, etc.), et
- les distributeurs électroniques (Arrow, Avnet, TTI, etc.).

4.8.1.5. Activité et faits marquants

La Business Unit CDC (informatique, télécoms, électronique grand public) poursuit son redressement, à travers :

- le redéploiement du marché des télécommunications, en panne de croissance, vers les marchés de l'informatique, des produits grands publics, et en Europe, sur les segments industriel et médical,
- la poursuite et la finalisation de la restructuration industrielle en Europe,
- la simplification de l'offre produits, de la base clients (avec focalisation sur les clients stratégiques) et la redéfinition du rôle de la distribution.

La Business Unit a mené un plan agressif de développement de nouveaux produits pour attaquer le marché de l'informatique en bénéficiant d'un contexte favorable avec l'arrivée de nouveaux processeurs et avec une demande pour plus de vitesse de transmission des données (programmes ADSL, téléphone mobile 3G, nouveaux processeurs Intel 64bits).

La Business Unit a en particulier réussi à s'implanter chez les grands clients du marché des serveurs et systèmes de stockage de données (IBM, HP-Compaq, Sun, Dell) pour leurs nouvelles plates-formes en cours de développement.

Les nouveaux standards de connectique pour les applications de PC ont été mis sur le marché, entraînant une hausse de 30 % des ventes de la Business Unit sur ce créneau.

4.8.1.6. Perspectives et axes de développement

La tendance est toujours orientée vers les solutions d'interconnexion de plus en plus petites, rapides et économiques. Les coûts des composants électroniques devraient continuer de baisser et les fabricants de connecteurs devraient offrir des solutions ciblées pour leurs clients intégrateurs de systèmes. Les équipementiers diminuent les coûts en réduisant leurs listes de fournisseurs d'électronique, en sous-traitant la fabrication et l'approvisionnement au secteur EMS (Electronic Manufacturing Service ou EMS), en délocalisant la production en Chine et en utilisant des composants standardisés.

La Business Unit CDC bénéficiera à long terme de ces tendances, puisque les équipementiers et les fournisseurs EMS s'associent à des sociétés mondiales de connecteurs qui proposent à la fois des prix de vente compétitifs, des sites de production mondiaux et une technologie de pointe.

Le boom des systèmes de communication intégrés sur le marché de l'automobile est un autre facteur de croissance pour la branche d'activité. Ses fortes synergies avec la Business Unit Automotive devrait aider la Business Unit CDC à remporter de nouveaux marchés. Des avancées technologiques ont été faites, notamment en ce qui concerne le passage à des signaux très basse tension protégés contre les effets électromagnétiques internes et externes.

La croissance de pays émergents (notamment la Chine) est toujours rapide mais instable.

Sur le long terme, le marché de la Business Unit pourrait progresser de manière soutenue par l'amélioration des performances technologiques et la convergence entre la grande consommation, le multimédia, les transmissions de données, qui continuera à stimuler le développement de nouveaux produits.

4.8.2. Business Unit Automotive

4.8.2.1. Chiffres clés

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Chiffre d'affaires	553	542	531
Effectif en fin d'année	4 378 personnes	4 091 personnes	3 782 personnes

4.8.2.2. Métiers

La Business Unit Automotive conçoit, fabrique et fournit des composants d'interconnexion pour la majorité des applications électriques et électroniques automobiles.

A la fin des années 1990, la connectique automobile est progressivement devenue un des composants clés des systèmes électriques et électroniques de l'automobile. Aujourd'hui, chaque véhicule est en moyenne équipé de plusieurs unités de contrôle électroniques pouvant renfermer une trentaine de microprocesseurs. Dans le même temps, le nombre de points de contacts est passé de quelques centaines environ, à plus d'un millier par voiture, pour environ 2 à 4 kilomètres de câble selon les modèles.

Les segments de marché sur lesquels opère la Business Unit, peuvent se résumer de la façon suivante :

- le segment Electrical Distribution Systems (EDS) s'appuie sur des standards définis principalement par les constructeurs

automobiles. Ce segment représente environ 50 % des ventes de la Business Unit. Il connaît une croissance limitée, mais constitue un segment clé pour l'accès aux autres lignes de produits de la Business Unit,
- le segment Electronic Control Unit (ECU) regroupe les connecteurs intégrés dans les unités de contrôle électronique et les capteurs,
- le segment Safety Restraint Systems (SRS) est constitué des connecteurs pour airbags et prétensionneurs de ceintures de sécurité. Il représente un marché en croissance rapide, compte tenu de la multiplication des applications de sécurité dans toutes les gammes de véhicules.

4.8.2.3. Moyens industriels

Accompagnant les grands constructeurs mondiaux, la Business Unit Automotive est présente dans les principales régions du monde au travers de sites de production dédiés :
- en Europe : six usines situées en France, en Allemagne, en Autriche, en Italie, en Irlande et en Hongrie,
- en Amérique du Nord : trois usines situées au Canada, aux Etats-Unis et au Mexique,
- en Amérique du Sud : une usine au Brésil,
- en Asie : deux usines situées en Corée du Sud et en Chine. Ces usines fournissent également le marché japonais.

Dans chacune de ces régions, les sites de production maîtrisent les principaux process requis pour la conception et la réalisation de connecteurs automobiles et disposent des techniques les plus avancées dans les domaines du contrôle, de la maîtrise des processus industriels, du contrôle visuel automatisé ou de la robotique. La Business Unit Automotive a en particulier développé des compétences de pointe dans les métiers industriels suivants :
- la découpe de contacts à cadence rapide,
- le moulage de précision,
- l'assemblage de composants automatiques, semi-automatiques ou manuels,
- le surmoulage de sous-ensembles plastiques et métalliques.

4.8.2.4. Marché et positionnement concurrentiel

Le marché mondial de la connectique automobile est estimé à 6,5 milliards d'euros par an (source Bishop Connector Industries Forecast). La Business Unit Automotive y occupe la quatrième place au niveau mondial et la deuxième au niveau européen, avec une part du marché mondial d'environ 9 %, en progression en 2004. Par ailleurs, elle occupe la première place mondiale sur le segment SRS.

Les clients de la Business Unit sont structurellement les fabricants de faisceaux électriques pour automobiles, les équipementiers, fournisseurs de systèmes, de modules, d'unités de contrôle électroniques et de capteurs ainsi que les constructeurs automobiles qui jouent un rôle clé en définissant leurs propres standards de connecteurs et en sélectionnant leurs fournisseurs privilégiés.

Le marché de la connectique automobile est en constante évolution technologique, en particulier en raison du renforcement des exigences dans les domaines de la sécurité, du confort, de la fiabilité et des communications.

Historiquement, le taux de croissance moyen du marché automobile est de l'ordre de 2 % par an en valeur depuis 30 ans. En dépit d'une baisse régulière des prix, d'environ 2 à 3 % par an sur la période récente, la demande de connecteurs automobiles continue d'augmenter modérément mais plus rapidement que la croissance du marché automobile, compte tenu du nombre croissant de connecteurs par véhicule. La Business Unit est bien positionnée sur les segments les plus porteurs, comme les connecteurs pour airbags, pour unités de contrôle électronique et pour applications multimédia.

4.8.2.5. Activité et faits marquants

La Business Unit Automotive poursuit sa croissance par :
- la consolidation de son leadership mondial sur le marché des airbags, avec la sortie de nouveaux produits et un maintien de compétitivité sur un marché de plus en plus concurrentiel,
- le développement des faisceaux automobiles sur le marché de la connectique :
  - en se positionnant sur le marché de la connectique miniature avec une nouvelle gamme de contacts,
  - et en poursuivant le déploiement à l'international, avec des succès en Amérique du Nord auprès de Ford et de GM et des premiers contacts chez Hyundai en Corée où la Business Unit a ouvert un nouveau centre de développement proche de celui de constructeur,
- la redéfinition d'une stratégie visant à restaurer la rentabilité sur le marché des modules électroniques, en cédant des activités de sous-traitance à faible marge en Allemagne (Albstadt) et aux Etats-Unis (Brecksville) et en se recentrant sur les produits à forte valeur ajoutée, complémentaires des autres produits de la Business Unit,
- la poursuite du redéploiement industriel pour améliorer la compétitivité, avec des transferts d'activité et des expansions de sites en Hongrie, au Mexique et en Asie (Chine et Inde),
- l'amélioration initiée depuis deux ans des processus qualité et service de la Business Unit, qui renforce ainsi sa position vis-à-vis des grands donneurs d'ordres. En 2004, la Business Unit a reçu le titre de fournisseur "VIP" (Valeo Integrated Partner) de Valeo.

4.8.2.6. Perspectives et axes de développement

Selon J.D.Power-LMC, la production automobile mondiale devrait croître en 2005 d'environ 5,2 %. Cette croissance proviendrait pour un tiers d'Europe et d'Amérique du Nord et pour deux tiers d'Asie (Chine, Corée) et des marchés émergents (Europe de l'Est, Mercosur…).

Cette répartition de la croissance automobile renforce le bien-fondé de la stratégie de globalisation menée par la Business Unit et du renforcement de sa présence en Asie, qui sera poursuivi.

La Business Unit développera en particulier la localisation de nouvelles productions en Chine et un centre de compétences, en Corée. Elle poursuivra de manière sélective des transferts d'Europe et d'Amérique du Nord vers les pays à faible coût de main-d'œuvre.

Dans le cadre du développement des nouvelles plates-formes de véhicules, la Business Unit poursuivra sa stratégie de partenariat étroit avec les constructeurs et leurs principaux équipementiers.

4.8.3. Business Unit Electrical Power Interconnect (EPI)

4.8.3.1. Chiffres clés

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Chiffre d'affaires	165	165	200
Effectif en fin d'année	1 581 personnes	1 570 personnes	1 641 personnes

4.8.3.2. Métiers

Les connecteurs et outils d'installation fabriqués par la Business Unit EPI sont relativement différents des autres connecteurs FCI dans la mesure où ils sont davantage utilisés pour la distribution de courant à haute intensité et/ou haute-tension et moyenne tension, et non pour la transmission de signaux. Les connecteurs de la Business Unit EPI sont volumineux, pèsent généralement jusqu'à plusieurs kilos et sont essentiellement métalliques.

Les grandes entreprises d'électricité les utilisent pour la production, le transport et la distribution d'électricité. Les entreprises de maintenance et de construction industrielles, et les fabricants d'équipements télécoms comptent aussi parmi les principaux clients.

La base de la plate-forme produits de la Business Unit EPI a été développée voici plus de 20 ans. Les attentes des clients portent davantage sur la fiabilité, la qualité et le service que sur de nouvelles technologies. Les connecteurs doivent résister à une température de 200°C sur les lignes électriques, ainsi qu'au gel, à la neige, aux tempêtes et autres contraintes environnementales. La demande de produits électriques repose sur la consommation d'énergie et l'extension des infrastructures. La Business Unit EPI est un fournisseur mondial qui commercialise ses produits essentiellement sous les marques Burndy®, Malico™, et SAAE™. Ces produits répondent aux nombreuses normes d'installation et de performance électrique en vigueur dans le monde et disposent d'une notoriété de premier plan.

4.8.3.3. Moyens industriels

La Business Unit dispose de trois sites en Europe, de cinq sites en Amériques et de trois sites en Asie. Dans ces usines, les principales matières premières utilisées sont l'aluminium, le cuivre et l'acier.

Le processus de transfert des chaînes de production depuis l'Europe et les Etats-Unis vers des sites à plus faibles coûts de production se poursuit. La principale restructuration en France est désormais achevée.

En Inde, le Design Center de la Business Unit EPI a été optimisé afin de réduire les délais de conception des nouveaux produits.

4.8.3.4. Marché et positionnement concurrentiel

La demande de produits électriques repose sur l'extension et le renouvellement des infrastructures. Après le rebond de la consommation mondiale d'électricité en 2003, l'année 2004 a enregistré quelques baisses régionales en termes d'utilisation. Il a fallu attendre le second semestre pour connaître le retour escompté à la croissance historique.

Alors que les pays industrialisés ont affiché des fluctuations en termes de croissance, les pays en développement ont enregistré pour la plupart une forte croissance, avec en corollaire une hausse proportionnelle des investissements étrangers.

Sur un marché mondial évalué à plus de 4 milliards d'euros, la Business Unit EPI estime être le quatrième fournisseur.

Les clients de la Business Unit EPI sont très diversifiés et répartis mondialement. Les principaux clients sont des distributeurs, notamment Graybar, Wesco et GE Supply pour les plus importants d'entre eux.

4.8.3.5. Activités et faits marquants

La Business Unit EPI, sous un nouveau management, a entamé une révision substantielle de sa stratégie et de son organisation industrielle afin de restaurer au plus vite ses marges. Les actions entreprises concernent :

• la fermeture de sites industriels et le redéploiement vers des

pays à faible coût de main-d'œuvre (Mexique, Brésil, Inde, Chine) des productions soumises à forte concurrence,

- le rapprochement avec AREVA T&D sur le marché de la transmission et de la distribution d'électricité, afin de faciliter l'identification de nouveaux programmes,
- le développement de l'offre produits par le biais :
  - d'un renforcement des relations avec la société CMC pour les produits à vis complémentaires des produits sertis,
  - du développement d'une offre connectique pour les câbles énergie à âme carbone de la société CTC (Composite Technology Corporation), une technologie qui paraît prometteuse.

4.8.3.6. Perspectives et axes de développement

La Business Unit EPI devrait continuer à être sollicitée pour des projets majeurs de transport d'électricité en Asie et en Amérique du Sud. La décision stratégique de déplacer des moyens de production dans des pays à faibles coûts de main-d'œuvre a permis une croissance des ventes sur différents marchés sensibles aux prix. Ce phénomène devrait se poursuivre.

En 2005, la Business Unit EPI devrait bénéficier de la restructuration réalisée en Europe et en Amérique et recentrer ses ressources sur les plans de croissance dans toutes les régions. L'expansion modeste de ses principaux marchés, le lancement de nouveaux produits et les plans de développement des canaux de distribution devraient aussi lui permettre d'améliorer sa performance économique.

La Business Unit EPI s'appuiera aussi davantage sur son Design Center en Inde afin d'améliorer les temps de mise sur le marché et de réduire les coûts de développement. La nouvelle fonderie modernisée et automatisée de Toluca au Mexique sera un site de production à faibles coûts et hauts volumes de production répondant aux besoins des continents nord et sud-américains.

4.8.4. Business Unit Microconnections

4.8.4.1. Chiffres clés

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Chiffre d'affaires	83	58	61
Effectif en fin d'année	364 personnes	296 personnes	286 personnes

4.8.4.2. Métiers

La Business Unit Microconnections fabrique plus de 2 milliards de microcircuits par an. Il s'agit de microcircuits assurant les connexions avec les mémoires ou microprocesseurs des cartes à puce, dont les cartes téléphoniques, les cartes SIM pour téléphones portables, les cartes de paiement et les cartes de contrôle d'accès, de traçabilité et d'identification qui représentent un marché en forte croissance.

La Business Unit Microconnections fournit des produits personnalisés à la majorité des producteurs de modules pour cartes, ce qui fait d'elle le leader mondial des circuits pour cartes à puce. Dans ce domaine, le Groupe est leader mondial.

Les circuits souples d'interconnexion à haute densité ("High Density Interconnect Flex") et les dispositifs sans contact et d'identification haute fréquence ("Radio Frequency Identification Devices") sont les principaux vecteurs d'activités nouvelles. Ces produits permettent à la Business Unit de se diversifier en développant son activité dans les applications sans contact et les circuits pour l'industrie horlogère et pour les cartouches d'encre.

4.8.4.3. Moyens industriels

La conception de circuits souples implique la maîtrise de diverses technologies que la Business Unit a acquise sur plus de 20 ans. La Business Unit Microconnections détient plusieurs brevets pour les principales technologies nécessaires : la gravure de circuits souples haute densité et la fabrication des antennes pour les applications RFID ("Radio Frequency Identification Device").

La Business Unit dispose de deux sites industriels : un en France et un à Singapour.

4.8.4.4. Marché et positionnement concurrentiel

Sur le domaine des circuits flexibles haute densité, la Business Unit Microconnections estime sa part de marché autour de 8 % avec une position de leader sur les applications cartes à puce.

Ce marché est particulièrement cyclique, avec une tendance à la croissance sur le moyen terme, mais avec des variations court terme qui peuvent être significatives.

Les clients de la Business Unit Microconnections sont des fabricants de cartes à puce ou de circuits intégrés liés aux cartes, mais aussi de grands fabricants de systèmes micropackagés. Ses principaux clients dans le domaine de la carte sont Axalto, Gemplus, Infineon, Oberthur Card Systems, Philips et STMicroelectronics.

L'activité hors carte a elle aussi été soutenue par l'accroissement des parts de marché en horlogerie et la croissance des produits sans contact.

4.8.4.5. Activité et faits marquants

En 2004, le marché a connu une forte croissance essentiellement liée au boom de la téléphonie mobile, notamment en Chine. L'utilisation des cartes téléphoniques prépayées a poursuivi sa baisse induite par l'augmentation de l'utilisation des téléphones mobiles. Les tendances du marché dans les autres domaines, applications bancaires et sécurité sont en progression régulière. Dans les années à venir, le marché des cartes à puce devrait confirmer une croissance en volume à deux chiffres. Les cartes à microprocesseur constitueront le moteur de cette croissance.

L'année 2004 a également vu une croissance importante des activités hors carte (sans contact, horlogerie) liée à l'essor des marchés, mais aussi à l'augmentation des parts de marché de la Business Unit.

Conformément à son objectif de consolider sa position de leader mondial du secteur et afin de bénéficier du potentiel de croissance que représentent les marchés asiatiques, la Business Unit a mis en service en 2004 sa deuxième unité de fabrication à Singapour. Sa montée en puissance a été accélérée et sera finalisée au milieu de l'année 2005. Cette nouvelle unité permettra de sécuriser la fourniture de tous les clients et d'améliorer le service rendu aux clients asiatiques par la mise en place d'interfaces locales.

4.8.4.6. Perspectives et axes de développement

Plusieurs pays mettent en place des projets de cartes à puce spécifiques à certaines villes ou des projets de cartes d'identification sécurisées qui fournissent autant de relais de croissance. Des essais à grande échelle devraient débuter en 2005. La croissance à court terme du marché des cartes à puce continuera à provenir de marchés plus traditionnels.

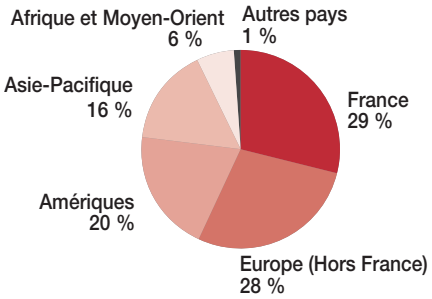
La Business Unit développe de nouveaux produits en phase de qualification qui permettront de diversifier significativement son portefeuille de produits dans les années à venir, avec un lancement progressif commencé en 2003/2004 et une accélération en 2005/2006.

Au-delà de son marché traditionnel de la carte à puce, la Business Unit continue de développer de nouvelles activités dans le flex (film souple) pour les industries du micropackaging, le marché de l'horlogerie et du sans-contact. Les activités futures seront notamment orientées sur les microcircuits flexibles pour systèmes d'interconnexion haute densité et sur les systèmes d'identification par radiofréquence.

4.9. Les clients et les fournisseurs d'AREVA

4.9.1. Les clients d'AREVA

Répartition du chiffre d'affaires consolidé 2004 par zone géographique



Pôles Energie

Les clients finaux d'AREVA sont majoritairement les grands électriciens, des entités publiques (réseaux de distribution électrique publics, agences en charge de la fin du cycle nucléaire etc.) ou encore des grands industriels.

Sur le plan géographique, la base de clientèle est majoritairement située en Europe, aux Etats-Unis et au Japon. Le Groupe est également présent sur les nouveaux marchés en développement (Chine, Brésil, etc.), principalement au travers de son Pôle **T&D** et dans une moindre mesure dans les activités nucléaires.

Parmi les principaux clients du Groupe, on peut citer EDF, le CEA, DUKE, E.ON, EnBW, Entergy, JNFL, RWE, Suez et Vattenfall. Ils représentent environ 37 % du chiffre d'affaires consolidé du Groupe et les cinq plus importants d'entre eux environ 30 %. EDF, le client le plus important, représente moins de 20% du chiffre d'affaires consolidé du Groupe.
Sur le plan de l'organisation, la Direction "Internationale & Marketing" a en charge de proposer la stratégie commerciale au Directoire d'AREVA, en s'appuyant notamment sur un réseau international, un marketing Groupe et des gestionnaires de grands comptes. Ces derniers ont pour vocation de favoriser une relation durable avec les principaux clients, dans le cadre d'un "plan d'action client" approuvé en Comité Exécutif et portant sur l'ensemble des activités commerciales du Groupe. Globalement, les grands comptes représentent de l'ordre de la moitié de l'activité des pôles **Nucléaires** et **T&D**.

Chaque Business Unit a mis en place une force commerciale dédiée en respectant les axes stratégiques et les plans d'actions validés par le Comité Exécutif. Ces équipes ont une expertise forte sur leurs métiers respectifs et garantissent une bonne réactivité face aux évolutions de leurs marchés. Les offres globales sont assurées par des équipes projets sous la supervision des Directions commerciales des filiales et de la Direction Internationale & Marketing.

Nucléaire

Pour les activités nucléaires, les clients sont en nombre restreint, et les dix principaux clients du Groupe représentent environ 60 % du chiffre d'affaires de ses activités nucléaires. Les marchés traités sont généralement de taille significative (contrats pouvant aller jusqu'à plusieurs centaines de millions d'euros). EDF est le premier client avec environ 30 % du chiffre d'affaires de l'ensemble des pôles **Nucléaires**. La répartition géographique de ces clients est diversifiée malgré une forte présence française et européenne qui représente environ 67 % des activités nucléaires.

Les grands contrats conclus avec EDF (principalement pour les Business Units Mines, Enrichissement, Traitement, Recyclage) prévoient généralement des prix fermes qui ne sont pas liés à l'évolution des cours des matières premières et des services concernés (uranium, conversion, enrichissement), mais prévoient parfois des clauses d'indexation.

A titre d'exemple, le contrat de traitement formalisé en août 2004, et portant sur la période 2001 à 2007, prévoit le transport et le traitement des combustibles usés en provenance des centrales d'EDF et le conditionnement des combustibles usés, pour un volume annuel de 850 tonnes (en moyenne), avec une rémunération, par tonne traitée, qui est forfaitaire et révisée mensuellement par application d'une formule d'indexation. Sur cette base, ce contrat devrait représenter un chiffre d'affaires de 4 milliards d'euros sur la période 2001-2007.

Les autres contrats (avec EDF ou d'autres clients) varient suivant les types d'activité, allant d'engagements à moyen ou long terme (fourniture d'uranium, services d'enrichissements, construction de réacteurs, services de traitement, etc.) à des contrats à plus court terme (fourniture d'équipements standard, services aux réacteurs etc.).

Par ailleurs, conformément aux pratiques de marché, un certain nombre de garanties (de performance, pénalités de retard, responsabilité pour défaut de livraison, etc.) sont consenties aux clients, notamment dans le cadre de la fourniture de réacteurs ou d'équipements lourds. Ces garanties peuvent représenter des montants très importants. Toutefois, la politique du Groupe est de limiter le montant de ces garanties ou des pénalités prévues en cas de défaillance, à une partie du montant du contrat. Le Groupe veille également à exclure de ses contrats les clauses de responsabilité pour les dommages indirects ou immatériels comme, par exemple, les pertes d'exploitation du client consécutives à une défaillance d'un produit ou service (voir la section 4.14.3.4. sur les risques liés à ces garanties et la section 5.1.8.1.).

T&D

A l'inverse de l'activité des pôles Nucléaires, la base de clientèle des activités T&D est très large (environ 30 000 clients) pour des contrats dont les montants sont généralement de l'ordre de quelques millions d'euros. Les dix premiers clients du Pôle **T&D** représentent 5 % environ du chiffre d'affaires du Pôle.

L'organisation commerciale du Pôle **T&D** est centralisée par un réseau de ventes international (ISSCO) présent dans 100 pays et qui assure la continuité et la coordination de la relation commerciale sur la globalité de l'offre du Pôle. La force de vente est organisée en 12 régions et comprend environ 1 200 collaborateurs.

La création en 2004 d'une politique de gestion coordonnée des grands comptes permet de développer des relations privilégiées et durables avec des clients de dimension internationale et leaders sur leur marché tels que EDF (France), National Grid Transco (Royaume-Uni), Hydro Quebec (Canada), E-ON (Allemagne). Cette nouvelle approche qui s'intègre dans la stratégie commerciale du Groupe prévoit par exemple d'anticiper avec les clients les évolutions futures des réseaux électriques.

Les principaux clients du Pôle, par grandes catégories, sont :

- pour les électriciens intégrés : STEG (Tunisie), Dewa (Dubaï), WAPDA (Pakistan), EGAT (Thaïlande), Vattenfall (Suède), CFE (Mexique), Eletrobras (Brésil) et Gecol (Lybie)
- pour les compagnies de transmission constituées à la suite de la dérégulation : NGT (Royaume-Uni), Transelec (Etats-Unis), RTE (France), State Grid Corporation (China).
- pour les grands industriels gros consommateurs d'électricité : Arcelor, Chevron, Aluar, Alba, Volkswagen, Walmart.

Pôle Connectique

La base de clientèle du Pôle **Connectique** est diversifiée. Les dix premiers clients du Pôle **Connectique** représentent environ 30 % du chiffre d'affaires du Pôle. Au travers de sa Business Unit Communication Data Consumer, le Pôle **Connectique** s'adresse aux marchés des télécommunications, de l'informatique et de l'électronique grand public et industrielle.

Dans le domaine des télécommunications, les principaux clients sont soit des OEM, tels Ericson, Lucent, Nokia, Alcatel, NEC et Cisco, soit des fournisseurs de services de fabrication électronique (EMS), comme Solectron, Flextronics, Celestica, Sammira et Jabil. Dans le domaine de l'informatique, les grands clients sont Dell, IBM, HP-Compacq, Intel, Samsung, Seagate, Western Digital et Hitachi. Quant au secteur de l'électronique, les clients sont Motorola, Samsung, Siemens, Philips, Thomson, Nokia, Schneider, Alstom et ABB. Au travers de sa Business Unit Automotive, le Pôle **Connectique** s'adresse à des clients fabricants de faisceaux électriques (Delphi, Yazari, Lear, Valeo), ou encore à de grands équipementiers (Bosch, Siemens, TRW, Delphi) ou constructeurs automobiles (BMW, Daimler-Chrysler, Fiat, Ford, General Motors, PSA, Renault/Nissan et VW).

Parmi les grands clients de la Business Unit Electronical Power interconnect, on compte les intervenants du marché de la distribution de gros comme Graybar, Wesco, Tokyo Electric Power ou encore CED aux Etats-Unis. En ce qui concerne les principaux utilisateurs finaux des produits, on compte des acteurs majeurs des marchés mondiaux de la production d'électricité.

Ce Pôle dessert également, au travers de la Business Unit Microconnections, les fabricants de cartes à puce comme Axalto, Gemplus, Infineon, Oberthur Card Systems, Philips ou encore STMicroelectronics.

4.9.2. Les fournisseurs d'AREVA

AREVA n'a pas de dépendance notable vis-à-vis de ses fournisseurs hormis EDF pour le contrat de fourniture d'électricité pour l'enrichissement (voir la section 4.4.3.5.). Cependant, sur certaines activités spécifiques, le Groupe dispose d'un nombre restreint de fournisseurs auxquels il est fait référence dans les Business Units concernées.

≫ 4.10. Ressources humaines

Les éléments relatifs aux ressources humaines sont décrits dans le rapport social figurant au chapitre 5.

≫ 4.11. Développement durable et progrès continu

Le développement durable vise à répondre aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures à satisfaire les leurs. Il s'agit de l'un des fondements de la stratégie industrielle du groupe AREVA. Il est mis en œuvre dans une démarche de progrès continu afin d'atteindre trois objectifs clés : soutenir une croissance rentable, être socialement responsable et respecter l'environnement. Le développement durable s'inscrit dans les valeurs du Groupe qui ont été précisées par une charte d'éthique s'appuyant sur les principes du Pacte mondial de l'ONU et sur les principes directeurs de l'OCDE.

Cette ambition est déclinée au travers de dix engagements mis en œuvre au sein du Groupe dans le cadre du processus de progrés continu AREVA Way :

- la performance économique : assurer la pérennité du Groupe par une croissance rentable à long terme,
- l'innovation : développer et maîtriser les technologies les plus avancées pour anticiper les besoins des clients du Groupe et accroître sa compétitivité en répondant aux exigences de sûreté, de sécurité et de protection de l'environnement,
- la satisfaction des clients : être à l'écoute des attentes des clients, anticiper leurs besoins, accompagner leur développement, faire progresser et mesurer leur satisfaction,
- l'implication sociale : favoriser l'épanouissement professionnel des collaborateurs du Groupe et veiller à la qualité de leurs conditions de travail,
- la gouvernance : conduire une gestion responsable des activités du groupe et rendre compte à l'ensemble des parties prenantes (actionnaires, organes sociaux et collaborateurs) de façon fidèle et régulière,
- le dialogue et la concertation : établir des relations de confiance avec les différentes parties prenantes des activités du Groupe,
- l'intégration des territoires : participer au développement économique et social des territoires où le Groupe est implanté,
- le respect de l'environnement : limiter les impacts des activités du Groupe sur l'environnement en réduisant ses consommations des ressources naturelles, en maîtrisant ses rejets et en optimisant la gestion de ses déchets,
- la prévention et la maîtrise des risques : mettre en œuvre une organisation et des moyens pour identifier, prévenir et maîtriser les risques liés à l'activité du Groupe, qu'ils soient technologiques, humains et financiers,
- le progrès continu : mobiliser tous les niveaux hiérarchiques du Groupe, sous l'impulsion de son comité exécutif, afin d'assurer un progrès régulier de ses différents engagements en matière de développement durable.

AREVA Way est intégré au processus général de gestion du Groupe. Il repose sur un référentiel permettant à chaque entité d'auto-évaluer ses performances au regard des dix engagements de développement durable du Groupe et de définir en conséquence ses plans de progrès. Il est rendu compte des résultats auprès des instances de direction à l'occasion des réunions stratégiques et budgétaires. Les choix d'objectifs d'amélioration et d'allocation de moyens sont faits en conséquence et traduits dans les budgets.

La mise en œuvre de ce processus est animée par la Direction du développement durable et du progrès continu. Elle prend en compte les politiques et actions du Groupe en terme de prévention des risques (cf. section 4.14.2.3), en matière de relations sociales (cf. rapport social chapitre 5) et de protection de l'environnement (cf. rapport environnemental chapitre 5).

Les 179 entités qui ont appliqué AREVA Way à fin 2004, parmi lesquelles 4 en sont à leur second exercice, représentent respectivement 91 %, 84 % et 92 % des effectifs salariés des pôles **Nucléaire**, **Transmission & Distribution** et **Connectique**, et au moins 79 % des effectifs de chacune des zones géographiques d'implantation industrielle du Groupe, hors activité des mines d'or.

Le référentiel d'auto-évaluation définit 4 niveaux de performance :

- les niveaux 1 et 2 correspondent à la structuration et à la mise en œuvre méthodique et ouverte des actions de progrès ;
- le passage au niveau 3 marque l'obtention de résultats significatifs et la qualité des échanges établis avec les parties prenantes locales ;
- le niveau 4 sanctionne des progrès durables partagés en toute transparence avec les parties prenantes.

Ce référentiel d'auto-évaluation permet ainsi l'évaluation des processus de gestion et de progrès continu. La conformité réglementaire est considérée comme une exigence indispensable pour valider le niveau 1 de performance et fait l'objet d'un processus de contrôle mené par la Direction de l'audit ("self audit"). Il est apparu nécessaire de mieux coordonner ces approches en prévoyant l'adjonction au référentiel d'une seconde branche relative aux processus de contrôle de conformité. Le processus interne de "self-audit", géré par la direction de l'audit interne, en sera le socle.

Les résultats des premières auto-évaluations montrent que les engagements les plus avancés pour le Groupe sont l'"implication sociale", la "satisfaction des clients" et la "gouvernance".

Des progrès plus importants restent à faire pour le "dialogue et la concertation" et pour "l'intégration dans les territoires", domaines nécessitant une forte implication vis-à-vis des parties prenantes et pour lesquels la structuration des actions doit être renforcée.

4.12. Politique d'investissement

L'évolution des investissements est expliquée dans le chapitre 5 (section 5.1.6. "Flux de trésorerie").

Le Groupe a poursuivi, historiquement, une politique d'investissements importants et réguliers afin d'assurer son développement à long terme, dans le respect des exigences de développement durable, et de recherche de rentabilité et de création de valeur pour ses actionnaires.

Leader mondial dans les métiers de l'énergie nucléaire, AREVA entend d'abord se développer par croissance interne et par une politique de croissance externe sélective. Cette stratégie a pour but de renforcer localement ses positions (notamment en Amérique du Nord), d'accélérer son développement international, d'anticiper les exigences des clients, et de s'assurer de la meilleure technologie disponible sur le marché.

2004

Les investissements corporels et incorporels bruts ont été en hausse significative, passant de 365 millions d'euros en 2003 à 519 millions d'euros en 2004. Les cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles sont passées de 29 millions d'euros en 2003 à 105 millions d'euros en 2004, avec notamment la cession en 2004 d'un immeuble à Lyon (France).

Les investissements corporels et incorporels nets sont ainsi passés de 336 millions d'euros en 2003 à 486 millions d'euros en 2004. Cette évolution résulte notamment de l'intégration de l'activité de Transmission & Distribution (T&D) début 2004, qui a généré un flux d'investissement net de 57 millions d'euros sur l'année. Concernant les activités nucléaires, les investissements ont fortement augmenté dans le Pôle **Amont** avec le lancement de nouvelles mines au Canada (Cigar Lake) et au Kazakhstan (Katco), le projet de renouvellement de l'usine d'enrichissement par la technologie de centrifugation (projet GBII) et des projets de modernisation des usines dans le combustible. Dans le Pôle **Connectique**, les investissements nets ont également progressé, passant de 62 millions d'euros en 2003 à 71 millions d'euros en 2004.

Les investissements financiers ont également été en forte progression et sont passés, nets des cessions, d'une ressource de 7 millions d'euros en 2003 (soit un désinvestissement), à un flux d'investissement de 739 millions d'euros en 2004. L'effet principal de cette évolution provient de l'acquisition en 2004 de la branche Transmission & Distribution d'Alstom, pour un montant (hors trésorerie nette des activités acquises) de 913 millions d'euros. Par ailleurs, le Groupe a procédé à des cessions dans le secteur minier (66 millions d'euros) et a encaissé des créances sur des cessions réalisées en 2002.

2003

Les investissements corporels et incorporels bruts sont en baisse significative, passant de 430 millions d'euros en 2002 à 365 millions d'euros en 2003. Les cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles sont passées de 230 millions d'euros en 2002 à 29 millions d'euros en 2003. L'année 2002 avait enregistré la cession d'importants actifs immobiliers (notamment la Tour AREVA à La Défense - Paris).

Les investissements corporels et incorporels nets sont en baisse significative, passant de 430 millions d'euros en 2002 à 365 millions d'euros en 2003 Dans le nucléaire, l'année a été marquée par une baisse des investissements nets, à 269 millions d'euros contre 371 millions d'euros en 2002. Cette évolution reflète la réduction programmée des investissements dans le Pôle **Aval**, où le Groupe dispose désormais d'un outil industriel modernisé et optimisé. Le montant des investissements nets dans les autres pôles Nucléaires sont toutefois en hausse. Dans le Pôle **Connectique**, les

investissements nets ont été réduits de 88 à 62 millions d'euros entre 2002 et 2003, conformément à ce qui était prévu dans le plan de restructuration.
Les cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles sont passées de 230 millions d'euros en 2002 à 29 millions d'euros en 2003.

Les investissements financiers, nets des cessions, ont généré une ressource de 7 millions d'euros en 2003, soit un désinvestissement, contre un flux d'investissement de 213 millions d'euros en 2002. Le solde de 2003 est lié :

- à la cession en avril 2003 de l'activité Militaire Aérospatial Industrie du Pôle **Connectique**,
- au versement du premier acompte relatif à la prise de participations de 50 % dans la société Enrichment Technology Company Ltd (ETC) pour 150 millions d'euros, afin d'avoir accès à la technologie de centrifugation pour l'enrichissement de l'uranium.

2002

En 2002, les investissements corporels et incorporels bruts ont été en baisse, passant de 560 millions d'euros en 2001 à 430 millions d'euros en 2002. Les cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles sont passées de 1 million d'euros en 2001 à 230 millions d'euros en 2002. Cette évolution résulte de la vente d'actifs immobiliers que le Groupe possédait (Tour Framatome, depuis rebaptisée Tour AREVA).

En 2002, les investissements corporels et incorporels nets se sont élevés à 483 millions d'euros, contre 560 millions d'euros en 2001. Dans le nucléaire, les investissements nets se sont maintenus à 371 millions d'euros en 2002, contre 364 millions d'euros en 2001. Ils représentent principalement des investissements destinés à maintenir le bon état de marche et de sécurité d'installations industrielles existantes. Dans le Pôle **Connectique**, impacté par un environnement de marché particulièrement difficile dans les télécoms, les investissements nets ont été fortement réduits et sont ainsi passés de 210 millions d'euros en 2001 à 88 millions d'euros en 2002.

Les investissements financiers nets se sont élevés à 213 millions d'euros en 2002 contre 232 millions d'euros en 2001. En 2002, ces flux intègrent notamment :

- le coût d'acquisition de la société Duke Engineering & Services aux Etats-Unis en avril 2002, cette acquisition ayant pour objet de renforcer la position du Groupe dans le domaine de l'ingénierie et des services nucléaires aux Etats-Unis,
- le coût d'acquisition des titres Sagem et Coficem en juin 2002,
- le prix de cession des titres Sovaklé début 2002.

Perspectives

Dans les années à venir, le Groupe entend accroître ses investissements corporels et incorporels dans le nucléaire, avec un cycle soutenu dans le Pôle **Amont**. Ainsi près de 1,8 milliard d'euros pourraient être investis entre 2005 et 2009, avec une montée en puissance en 2005-2007. Ces investissements seraient liés tant au développement des activités qu'à la maintenance de l'outil industriel. Ils seraient principalement centrés sur :

- le développement de nouvelles mines au Kazakhstan et au Canada, avec une montée en puissance des productions entre 2006 et 2010 pour atteindre à cet horizon une production nominale supplémentaire de 4 000 t/an ;
- le remplacement de l'usine d'enrichissement Georges Besse, basée sur la technologie de diffusion gazeuse, par une nouvelle usine (Georges Besse II) sur la base de la technologie de centrifugation (cf. section 4.4.3). Cet investissement industriel devrait avoir un coût global entre 2005 et 2017 d'environ 2,5 milliards d'euros (hors coût d'acquisition de titres ETC - cf. infra) ;
- l'adaptation de son outil industriel de conversion chimique à la croissance anticipée de la demande ;
- la modernisation des usines de combustible, notamment à Romans (France).

Dans le reste des pôles Nucléaires (**Réacteurs & Services** et **Aval**), les volumes d'investissements devraient connaître une certaine stabilité et s'établir à un niveau comparable à celui de l'année 2004.

Dans les pôles **Transmission & Distribution** et **Connectique**, les niveaux d'investissement constatés en 2004 correspondent essentiellement à des investissements dits de "maintenance" et ont un caractère relativement récurrent.

En ce qui concerne les investissements financiers, le Groupe a payé en 2003 une avance de 150 millions d'euros en vue d'acquérir 50 % de la société ETC qui conçoit et fabrique les centrifugeuses (voir 4.4.3). Le solde de cette acquisition (350 millions d'euros, sujet à variation selon la date de l'acquisition) devrait être payé dès l'entrée en vigueur de l'accord conclu entre AREVA et Urenco (cf. section 4.4.3.5).

≫ 4.13. Politique de Recherche et Développement, propriété intellectuelle et marques

4.13.1. Recherche et Développement

4.13.1.1. Chiffres clés

	2004	2003	2002
Dépenses de Recherche et Développement	402 M€	286 M€	332 M€
- dont Nucléaire	51 %	70 %	65 %
- dont T&D	30 %	-	-
- dont Connectique	19 %	30 %	35 %
Nombre de brevets déposés	214	152	192

Les dépenses de Recherche et Développement du Groupe représentent 3,6 % du chiffre d'affaires en 2004, en légère augmentation par rapport à 2003. Les ressources consacrées à la Recherche et Développement dans le nucléaire sont stables. L'augmentation des dépenses de R&D est due à l'intégration du Pôle **Transmission & Distribution** dans AREVA, avec un budget 2004 de 115 millions d'euros. Malgré les difficultés rencontrées par le secteur de la connectique, le Pôle **Connectique** a maintenu un effort significatif bien qu'en légère baisse.

4.13.1.2. Organisation générale de la Recherche et Développement

Le groupe AREVA a acquis des positions de leader mondial dans ses métiers grâce à une politique dynamique de maîtrise des technologies les plus avancées et d'intégration de ces progrès dans ses produits et services. Cet effort continu depuis l'origine des premières mises en œuvre industrielles de l'énergie nucléaire a permis de constituer un important patrimoine intellectuel, d'assurer une forte avance technologique et de conforter le positionnement du Groupe à l'international. Pour conserver et accroître ce patrimoine et rendre effectives les synergies attendues à la suite de sa création, AREVA s'appuie sur une fonction Recherche et Innovation commune entre ses filiales. Ce mode de fonctionnement intégré permet d'échanger les meilleures pratiques dans l'ensemble du Groupe. Il augmente l'efficacité des actions menées dans des domaines aussi variés que la veille technologique, la gestion du savoir et de l'expertise, la défense du patrimoine intellectuel, l'innovation et le pilotage du portefeuille de projets de Recherche et Développement.

La fonction Recherche et Innovation, animée par la Direction de la Recherche et de l'Innovation d'AREVA, met en place des politiques communes à l'ensemble du Groupe pour des opérations aussi essentielles que l'élaboration des plans d'action Recherche et Développement, la gestion du portefeuille de projets, la gestion de l'expertise et de l'excellence technologique, la gestion du patrimoine intellectuel du Groupe. La fonction Recherche et Innovation a aussi pour objectif de favoriser et de renforcer l'innovation dans le Groupe.

A ce titre les "AREVA Innovation Awards" ont été pour leur troisième édition remis lors de la première convention des experts qui s'est déroulée en janvier 2005. Les travaux récompensés sur l'ensemble des propositions sont les suivants :

- un émetteur ultra compact et très peu consommateur d'énergie permettant de localiser par satellite, en permanence et avec précision, des objets se déplaçant sur toute la surface du globe. Il peut transmettre périodiquement des informations sur le milieu ambiant. Il a été développé par Elta, filiale de Technicatome,
- un revêtement Tint-Téflon qui est un nouveau traitement de surface, appliqué pour les connecteurs d'automobiles du Pôle **Connectique**, qui divise par deux les coefficients de frottement et donc l'effort d'insertion des connecteurs,
- le Non Conventional Instrument Transformer (NCIT) développé par AREVA T&D, système de mesure avancée des tensions et de courant, très compact, incluant une sortie digitale. Ce système comprend des avancées technologiques dans les capteurs optiques et hybrides. Il permet de réduire le coût tout en améliorant les performances de mesure,
- le TRABI : Dual Channel Digital Turbine Controller. Ce nouveau concept, développé par Framatome-ANP GmbH, permet l'optimisation du comportement de la turbine des réacteurs dans des conditions de fonctionnement couvrant aussi bien les faibles que les fortes puissances,
- le BWR Refuel Cavity Work Platform. Il s'agit d'une plate-forme introduite dans le réacteur pour effectuer en même temps des opérations d'inspection, de maintenance et de réparations. Elle permet de gagner un temps significatif pendant les arrêts de tranche. Elle est développée par Framatome-ANP Inc,
- un nouveau design d'anode d'électrolyseur à sel fondu (fluorure) développé par COGEMA-Comurhex. Il permet de réduire la corrosion.

Pour assurer ses missions, l'organisation de la fonction Recherche et Innovation a mis en place une forme de décentralisation contrôlée : la diversité des activités du Groupe implique une incitation et un contrôle les plus proches possible du terrain pour l'ensemble des actions de recherche et développement avec un nombre volontairement limité d'organes de décision "corporate". Pour autant, ces instances sont conçues pour être directement en prise avec les orientations stratégiques et technologiques des entités et des pôles d'AREVA.

4.13.1.3. Partenariats

Sur la base des succès technologiques acquis depuis 30 ans et des succès commerciaux au-delà du cadre national, AREVA se positionne comme un Groupe international, leader mondial dans le secteur des activités nucléaires. AREVA possède aujourd'hui une forte implantation sur les continents américain et asiatique et évidemment une présence historique forte en Europe. Le développement du Groupe passe en conséquence aujourd'hui par une politique de partenariats scientifiques et techniques prenant en compte cette dimension.

AREVA possède ainsi un important réseau de partenariats avec des laboratoires de recherche internationalement reconnus, notamment, en France (le CEA à Saclay, Cadarache et Marcoule ; les laboratoires Etudes et Recherches d'EDF ; le CNRS ; l'Ecole de Chimie de Paris), en Allemagne (l'Université de Zittau ; le centre

de recherche de Karlsruhe…), aux Etats-Unis (le MIT ; les Universités de Floride, du Texas et de l'Idaho…), en Chine (Tsinghua-Beijing University…) et en Russie (l'institut de recherche Kurchatov…).

L'initiative Generation IV illustre cette tendance. Cette initiative internationale vise à préparer les réacteurs nucléaires de quatrième génération devant prendre le relais, à l'horizon 2030, des réacteurs de conception contemporaine. Dans le cadre de ce programme, les meilleures équipes internationales dans le domaine de la Recherche et Développement pour l'énergie nucléaire s'organisent pour étudier ensemble des concepts de réacteurs très innovants et porteurs de ruptures technologiques ambitieuses. Dans le cadre d'applications industrielles à moyen terme (2015), AREVA mène un effort particulier sur la filière de réacteur à gaz à haute (HTR) et très haute température (VHTR).

Par ailleurs, les partenariats dans le domaine de la R&D ne se limitent pas aux seules activités nucléaires, mais portent également sur les autres activités du Groupe.

En ce qui concerne les accords de partenariat les plus importants, on relèvera l'accord intervenu entre Framatome-ANP, le CEA et EDF en 2002. Cet accord est applicable jusqu'au 1er janvier 2006 et peut être prorogé pour une durée de cinq ans. Il prévoit une faculté de résiliation pour chacune des parties en cas d'un changement de contrôle ou de la cession d'une part importante du capital de l'une des parties qui modifierait substantiellement la nature des relations existant entre les parties ou leurs positions dans le secteur industriel électronucléaire européen.

Par ailleurs, COGEMA et le CEA ont conclu un protocole d'accord en vue de la signature d'un accord de collaboration dans le domaine du cycle du combustible nucléaire pour une période de dix ans à compter du 1er janvier 2004. Ce protocole d'accord prévoit une clause de changement de contrôle similaire à celle prévue dans le contrat décrit au paragraphe précédent.

Pour chacun de ces partenariats, la répartition des droits sur les résultats de la recherche se fait en fonction de la part financée par les industriels ou le CEA. Le paiement partiel de l'une ou l'autre des parties peut entraîner un droit d'utilisation pour son propre compte.

4.13.1.4. Principales orientations technologiques

Nucléaire

Les programmes de Recherche et Développement du groupe AREVA visent à répondre aux besoins de ses clients. Ils mettent l'accent sur la sûreté, la réduction des coûts, la minimisation des déchets ultimes et l'économie des ressources naturelles.

Optimisation de l'amont du cycle

L'accroissement de la demande en uranium pourrait être significatif avec la fin des déstockages et le programme HEU (cf. section 4.4). Des projets d'extraction d'uranium se développent au Kazakhstan, un des pays les plus prometteurs en réserves d'uranium, en s'appuyant notamment sur la technique de lixiviation in situ par laquelle une solution est injectée par forage dans le sous-sol puis récupérée avec l'uranium dissous par pompage. L'uranium est alors extrait puis concentré par un procédé classique. Les premiers résultats ont confirmé la faisabilité de cette technique et des opérations industrielles d'envergure sont lancées. Des études de modernisation des outils de conversion de concentrés avant enrichissement et d'augmentation des capacités démarrent afin de faire face à l'augmentation des besoins du marché.

Optimiser les performances économiques des réacteurs et des combustibles

Accroître les performances des combustibles nucléaires : Au-delà des succès de ses produits actuels, le Pôle **Amont** mène des programmes ambitieux et innovants sur les matériaux de gainage, la microstructure des pastilles de combustible et la thermohydraulique des assemblages. Ces améliorations de performances (taux de combustion, c'est-à-dire la quantité d'énergie délivrée en réacteur par tonne de combustible frais chargé, manœuvrabilité) s'obtiennent dans le respect scrupuleux d'un très haut taux de fiabilité du combustible pour ne pas dégrader la disponibilité des réacteurs.

Améliorer les outils de conception des réacteurs et du combustible : AREVA fournit un très important effort sur ses outils et codes de calculs. Les objectifs sont de pousser plus loin l'optimisation des ses combustibles et la gestion des cœurs de réacteurs, ainsi que de gagner en puissance installée lors d'opérations de modifications majeures en arrêt de tranche.

Mieux comprendre et anticiper les phénomènes de vieillissement : d'importants programmes de Recherche et Développement sont menés en collaboration avec le CEA et EDF. Le but est de toujours mieux comprendre et anticiper les phénomènes de vieillissement des matériaux sous irradiation. Ce degré d'anticipation permet d'allonger la durée de vie des réacteurs au-delà des 30 à 40 années prévues à la conception. Toute année ainsi gagnée représente des gains substantiels pour les clients électriciens.

Proposer des systèmes innovants de contrôle-commande numérique : les produits et les programmes sur les systèmes de conduite à haut niveau de sûreté sont intégrés aux nouveaux

réacteurs du Groupe (comme l'EPR). Ils permettent également de modifier les réacteurs existants.

Les conséquences en sont une amélioration de leur exploitation et de leur disponibilité, ainsi qu'une augmentation de leur puissance et de leur capacité à mieux répondre aux variations de demande du réseau. Le Pôle **Réacteurs et Services** a ainsi récemment modernisé le réacteur de la centrale Neckar 2 en Allemagne. L'amélioration des systèmes de conduite permet de réduire les coûts de maintenance.

Développer les solutions de fin du cycle du combustible les plus performantes

Prendre en compte les "crédits burn-up" : sous cette appellation, le Pôle **Aval** mène en partenariat avec le CEA et l'IRSN un important effort de développement et de qualification d'une nouvelle chaîne de calcul (Cristal™) de sûreté-criticité permettant de prendre en compte les marges offertes par la présence des produits de la fission dans les combustibles usés.

L'intérêt de ces gains de marge est double : stocker plus de combustibles dans les piscines des réacteurs et les ateliers de traitement, transporter encore plus efficacement ces combustibles usés.

Augmenter la gamme des combustibles traitables à La Hague : concernant le traitement des combustibles de recherche RTR (Research Testing Reactor), l'année 2004 marque la fin d'un long programme de R&D. La partie procédé chimique a été développée en partenariat avec le CEA et la partie développement technologique a été réalisée au HRB (Hall de Recherche de Beaumont). Des essais concluants réalisés sur pilote de qualification ont précédé la mise en œuvre industrielle du procédé de traitement à l'usine COGEMA de La Hague. La mise en activité des installations est prévue au premier semestre 2005. Il s'agit d'un nouveau savoir-faire unique au monde.

Améliorer le transport et l'entreposage des combustibles usés : Le Pôle **Aval** développe de nouveaux matériaux (résines, protections biologiques, amortisseurs de choc) pour la conception d'emballages de transport innovants et de solutions intégrées d'entreposage encore plus performantes. Ces nouveaux produits tiennent compte de l'évolution des caractéristiques des combustibles usés. Le dernier en date, le TN 106 pour transporter les RTR, premier emballage modulaire licencié, peut être fabriqué avec des longueurs adaptables à la taille des différents RTR.

Optimiser le traitement des combustibles et diminuer le volume de déchets ultimes : La plate-forme industrielle de La Hague est l'aboutissement de plus de 30 années de recherche et de développement industriels. A ce titre, elle est l'usine de traitement de référence. Elle constitue la "troisième génération" dans une chronologie parallèle au développement des réacteurs. Cette plate-forme fait l'objet d'études et d'adaptations pour tenir compte de l'évolution des caractéristiques des combustibles (comme l'augmentation du taux de combustion) et du traitement des combustibles issus des réacteurs de recherche.

Diminuer les effluents liquides et les déchets solides lors des phases d'assainissement-démantèlement : en partenariat avec le CEA, un réactif de décontamination aussi efficace que la soude a été testé sur des installations actives (batterie d'extraction). Ce réactif présente l'intérêt de pouvoir, après un pré-traitement, être incorporé au verre de Produits de Fission sans augmenter leur volume ni dégrader leur qualité, ce qui n'est pas le cas de la soude.

Préparer les prochaines générations de réacteurs et usines du cycle associées

Il s'agit de recherches à long terme qui sont indispensables afin de conserver une avance technologique :

- développer les réacteurs à caloporteur à gaz : au-delà du portefeuille des produits avancés actuels (palier N4 et EPR pour la filière réacteur pressurisé, SWR1000 pour la filière bouillante), AREVA étudie une nouvelle famille de réacteurs potentiellement très innovants et attractifs.

  Dans la continuité des efforts de R&D et des études préliminaires des années passées, le projet ANTARES (AREVA New Technology based on Advanced gas cooled Reactor for Energy Supply) a été lancé en 2004. L'objectif est d'établir un avant-projet conceptuel d'un nouveau type de réacteur commercial pour produire de l'électricité et fournir de la chaleur pour des applications telles que la production d'hydrogène. Ce projet est basé sur le concept de réacteur à (très) haute température refroidi par gaz (hélium).

  En parallèle, le programme de R&D a été poursuivi et des ébauches de combustible correspondant à ce concept ont été réalisés en laboratoire, en partenariat avec le CEA. Enfin une participation technique active a permis de positionner AREVA comme acteur potentiel du futur NGNP (Next Generation Nuclear Plant) de l'US-DOE.

  En effet, les réacteurs à gaz à haute (HTR) et très haute (VHTR) température rendent possible, en plus de la fourniture d'électricité, l'alimentation directe en chaleur (entre 400 et 1 000° C) de procédés industriels et chimiques. Ils permettraient à terme de produire massivement de l'hydrogène sans émettre de gaz à effet de serre. Ces travaux sont menés en partenariat et dans un cadre international.

- participer à l'initiative "Generation IV" : p'autres filières de réacteurs font l'objet d'études prospectives de la part du Pôle **Réacteurs et Services**. Ces concepts sont regroupés au sein de l'initiative de recherche et développement internationale intitulée Generation IV. Ils concernent des réacteurs faisant pour la plupart appel à des spectres de neutrons rapides, qui garantissent l'accès à des ressources énergétiques pour plusieurs siècles et qui ouvre la voie à une réduction accrue des déchets radioactifs ultimes. Ces concepts constituent des réponses efficaces et durables face aux défis énergétiques et environnementaux à venir mais ne devraient pas voir le jour avant l'horizon 2040.

- concevoir les futures usines du cycle du combustible : Les futurs combustibles (HTR par exemple) pourraient être très différents des produits actuels. Le Pôle **Amont** étudie donc leurs procédés d'élaboration dans une approche de fabrication industrielle à grande échelle et à coût compétitif. Afin d'optimiser la fin de cycle, AREVA réfléchit au devenir de ces combustibles usés, qui utilisent des matériaux innovants.

Quant aux technologies de traitement, AREVA mène des travaux poussés, notamment avec le CEA, dans le cadre de la recherche liée à la loi "Bataille" de 1991. L'objectif est de préparer les usines du cycle devant accompagner le déploiement des réacteurs de quatrième génération. Bien entendu, le retour d'expérience de nos installations est tout à fait primordial dans l'identification de ces programmes de recherche.

Technologie émergente

Helion, filiale de Technicatome, a mis au point le premier cœur de pile à combustible français d'une puissance 20 KWe, un an après la sortie de la pile HELPS de 5 KWE qui avait été récompensée d'un prix de l'innovation AREVA. Un tel niveau de puissance associé à des gains sensibles en matière de densité massique et volumique, ouvre des horizons sur les marchés anaérobie et groupes de secours.

Transmission & Distribution

La recherche dans ce Pôle est un domaine très important avec des cycles courts en comparaison des activités du nucléaire. C'est un élément clé du positionnement concurrentiel. Le Pôle a consacré 3,6 % de son chiffre d'affaires à la R&D en 2004. Les grands domaines de recherche concernent :

Les équipements et systèmes de puissance y compris la transformation et l'interruption du courant électrique (courant alternatif).

Aujourd'hui le marché exige des transformateurs disposant à la fois d'une capacité de surcharge accrue et d'une aptitude à supporter les régimes transitoires en termes de court-circuits et de surtensions, ainsi qu'une fiabilité de service et un positionnement technico-économique optimum. Dans l'interruption de courant, les clés du succès résident dans la mise en œuvre d'une plate-forme commune de technologie de coupure dans le cadre de la rationalisation des produits. Le développement des produits et solutions pour les nouveaux marchés est déjà bien avancé. L'expansion géographique aux Etats-Unis exige une conformité aux standards ANSI, quant au marché chinois et aux autres marchés à forte croissance, les spécifications locales doivent être respectées.

Electronique de puissance en courant continu

Il s'agit certainement de la technologie la plus porteuse pour l'avenir des applications de T&D. Cette technologie évolue à un rythme élevé tant dans la technologie offerte que dans la performance économique.

L'optimisation des réseaux existants via l'accroissement de leurs capacités d'une part et l'amélioration des possibilités de partage et répartition d'autre part sont autant d'applications nouvelles qui apparaissent pour les FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems) dans de nombreuses configurations en place. En outre, AREVA T&D est impliqué dans plusieurs programmes européens de recherche sur les matériaux qui seront utilisés dans le futur pour les applications d'électronique de puissance.

Contrôle numérique et systèmes d'information

Le traitement des données est devenu une fonction essentielle pour l'optimisation de l'exploitation et la croissance du marché de l'électricité actuellement en pleine mutation. Les logiciels de SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), ainsi que de gestion des actifs et du négoce de l'énergie peuvent traiter en temps réel tant les capacités totales et disponibles de production et de transmission, que la livraison et la tarification des transactions d'énergie lors des pics de consommation sur les "spot markets". Il est indispensable que les systèmes d'information et de télécommunication intégrés soient aptes à gérer ces fonctions ainsi que leurs futures évolutions.

L'évolution considérable des technologies en électronique au cours des dix dernières années a permis la généralisation de la digitalisation pour les composants électroniques intelligents (IED) ainsi que pour les échanges de données. Une installation pilote impliquant différents IED existe déjà. Elle démontre ainsi grandeur nature la parfaite communication et intégration entre tous les équipements d'automatisme du poste via la norme IEC 61 850.

Connectique

Les programmes de Recherche et Développement ont pour objectif d'augmenter la qualité de transmission des signaux et

leur vitesse par une meilleure prise en compte des phénomènes d'intégrité de signal et de rayonnement électromagnétique lié à l'environnement et l'utilisation du connecteur dans le système. Ceci nécessite une prise en compte permanente de l'évolution de l'architecture des systèmes de nos clients. Le Pôle a consacré 5,8 % de son chiffre d'affaires à la R&D en 2004.

Une autre tendance des programmes R&D est le développement d'une connectique de plus en plus miniature pour répondre à la diminution de l'espace alloué à la Connectique et à l'augmentation du nombre de points de connexion. C'est ainsi que des travaux portent sur des technologies incluant le micro moulage, la découpe miniature, la sélectivité des revêtements et le développement de nouveaux matériaux.

Parallèlement à l'augmentation du débit de transmission et à la miniaturisation, les connecteurs doivent répondre à des niveaux de fiabilité plus élevés pour supporter des environnements d'utilisation de plus en plus sévères en température et en vibrations. L'engagement dans le développement durable a conduit à faire émerger de nouvelles solutions pour l'ergonomie d'accouplements des connecteurs et pour une élimination aussi poussée que possible du plomb dans les revêtements ainsi que des halogènes dans les matières plastiques.

Pour continuer à améliorer la compétitivité et la qualité des produits, des efforts importants portent sur l'optimisation des procédés de fabrication. Ils font appel à des outils de diagnostic et de contrôles en boucle fermé des process.

Enfin, pour réduire les coûts et les délais de développement produits, les moyens de modélisation et de simulation sont renforcés. Un outil de management et de partage des données produits et process ("Product Data Management") est également en cours de mise en application. Des partenariats avec des acteurs industriels et universitaires ont été noués.
L'objectif : acquérir de nouvelles technologies et d'accélérer leur intégration au sein de FCI.

En 2004, les développements de produits ont notamment porté sur :

- le connecteur de carte haute vitesse et haute densité Airmax. Il a été lancé sur le marché pour les applications télécom. De nouvelles opportunités d'applications militaires et aérospatiales ont été identifiées.
- une nouvelle connectique flex à flex. Elle a été co-développée avec un leader technologique de l'automobile pour la sécurité et le confort des sièges. Cet important développement sera généralisé à plusieurs modules dans les véhicules.
- le connecteur de puissance AWS Quicksleeve. Il a été développé pour la réparation rapide et durable des lignes haute-tension. Il permet de répondre aux situations d'urgence, lors des tempêtes par exemple.
- des antennes planes pour les liaisons sans fil par radiofréquence. Elles ont été développées pour les applications de passeports et visas électroniques contenant les informations biométriques et répondant aux exigences des marchés américains et européens.
- un nouveau revêtement composite métal/nanoparticules organiques. Il a été développé pour réduire les efforts d'insertion des connecteurs étamés. L'application à de nouveaux produits est en cours.

4.13.2. Propriété intellectuelle et marques

Les aspects relatifs à la propriété intellectuelle, les droits, les brevets, les marques et plus généralement le savoir-faire jouent un rôle important dans le fonctionnement quotidien du Groupe et donc dans la production et la protection des produits, des services et des technologies d'AREVA. Le développement et la gestion systématique de ce patrimoine (au niveau de chaque Business Unit) visent en premier lieu à protéger les connaissances et les savoir-faire spécifiques du Groupe. Ils constituent également un facteur clé de succès lors des négociations d'accords de transferts de technologies ou d'octroi de licences d'exploitation de procédés, qui deviennent la règle dans les grands projets internationaux impliquant le secteur de l'Energie comme celui de la Connectique.

La construction d'un patrimoine et d'une culture technologique commune suppose également l'émergence d'une doctrine partagée par les entités du Groupe. Il s'agit de définir de façon simple et transparente les règles permettant les échanges de technologies innovantes et matures entre les entités du Groupe. L'objectif est d'assurer une utilisation et une valorisation d'ensemble optimales tout en assurant des mécanismes équitables de rémunération.

Conscient de l'enjeu stratégique que représente la protection adéquate de son patrimoine intellectuel, le groupe AREVA a poursuivi une action impliquant toutes ses entités au cours de l'année 2004 pour mutualiser ses moyens dédiés et renforcer leur rôle en matière de propriété intellectuelle. Le groupe AREVA est à la tête d'un portefeuille de près de 15 000 brevets. En 2004, 214 brevets ont été déposés dont 98 par FCI, 66 par Framatome-ANP, 29 par AREVA T&D, 18 par COGEMA et 3 par Technicatome.

La politique en matière de propriété intellectuelle mise en place au sein du Groupe porte sur l'ensemble du patrimoine intellectuel, qu'il s'agisse de connaissances brevetables ou non brevetables. Les modalités de protection des connaissances et du savoir sont adaptées à la diversité des activités des Business Units.

Ainsi, dans les activités de conception de grands systèmes, comme les réacteurs nucléaires, l'essentiel des connaissances ne relève pas à proprement parler du domaine des inventions brevetables car une partie significative des connaissances est intégrée dans les codes de calcul qui ne sont totalement utilisables qu'avec les bases de données expérimentales qui les valident. Ces spécificités rendent de fait assez difficile l'émergence de nouveaux entrants et minimisent l'intérêt d'une protection à travers de nombreux brevets coûteux et dont le bénéfice en terme de protection est relatif.

Le savoir-faire en matière d'ingénierie est généralement consigné dans les livres de procédés qui accompagnent la livraison des installations aux clients. Bien entendu, le transfert des connaissances dans le cadre de ces livres de procédés ne permet pas aux clients de les diffuser auprès de tiers. Certains éléments clés des procédés et des équipements font toutefois l'objet de brevets spécifiques. Par exemple, les activités de l'usine de La Hague (dont les technologies ont été largement exportées vers le Japon) sont protégées par plus de 100 brevets spécifiques.

Les équipements de mesure et de contrôle (détecteurs nucléaires, contrôle non destructif, contrôle commande) mettent en œuvre des innovations technologiques généralement protégées par des brevets. Dans les technologies nucléaires, les innovations permettant de renforcer la radioprotection ou de diminuer la dose d'exposition aux rayonnements ionisants lors d'interventions font partie des avantages concurrentiels d'AREVA notamment dans ses activités d'assainissement, de logistique et de démantèlement. Toutes ces innovations ne sont pas systématiquement protégées par des brevets lorsque leur protection peut être suffisamment assurée par des accords de confidentialité et une diffusion restreinte des méthodes.

Les technologies liées à la conception et à la réalisation des connecteurs constituent des éléments importants de différenciation compétitive. Les innovations sont systématiquement protégées. Le temps de cycle des produits étant relativement court, il est nécessaire d'être vigilant sur toute tentative de contrefaçon et réactif dans la défense des droits de propriété intellectuelle.

Dans le domaine des marques, le choix d'un nom fédérateur pour les différentes entités a été un enjeu capital, lors de la création du Groupe, matérialisé par la dénomination "AREVA". Ce nom est la propriété de la société holding, dont la raison sociale reste "Société des participations du Commissariat à l'Energie Atomique".

"AREVA" est une marque déposée en France et dans plus de 70 pays étrangers. Ce nom et cette marque, mais également les noms de domaine, font l'objet d'une vigilance constante de la société holding, qui protège le Groupe des atteintes à cet élément essentiel de son image et de son patrimoine. Fin 2004, la quasi totalité des dépôts relatifs aux activités nucléaires et connectique a fait l'objet d'un enregistrement définitif de la marque AREVA.

Le caractère fédérateur du nom AREVA se traduit dans la pratique par le fait que chaque filiale se présente désormais sous le nom AREVA. Les marques et noms de domaine antérieurs (COGEMA par exemple) apparaissent encore aux côtés du nom AREVA et restent gérés par les principales filiales qui détiennent leur propre portefeuille de marques et de noms de domaine.

L'acquisition en janvier 2004 de la division T&D d'ALSTOM a modifié le périmètre, l'organisation et la gestion de la propriété intellectuelle du Groupe AREVA.

Sur le plan juridique, Alstom T&D a un nouveau nom : AREVA T&D qui a été décliné dans ses filiales. Ceci a entraîné le lancement d'une nouvelle vague de dépôts de la marque AREVA : dans les pays de l'activité T&D où AREVA n'était pas encore présente et dans les classes nouvelles propres aux activités de T&D.

4.14. Risques et assurances

4.14.1. Organisation générale en matière de gestion et de maîtrise des risques

4.14.1.1. Organisation de la Direction des Risques et des Assurances

AREVA a une politique globale de couverture financière et d'assurance destinée à prévenir et réduire les conséquences de la manifestation de certains événements potentiels sur ses résultats. Ainsi, le Groupe décline de façon active une politique de gestion de ses risques autour d'actions de nature opérationnelle (identification, prévention, protection) et de nature financière (transfert sur le marché et auto-assurance mutualisant les risques).

La Direction des Risques et des Assurances d'AREVA (DRA) met en œuvre la politique de gestion des risques définie par le Directoire d'AREVA. Elle élabore les outils méthodologiques qui assurent la cohérence du traitement des risques entre les filiales, les assiste dans leur utilisation et favorise l'échange des bonnes pratiques. La DRA consolide l'appréciation des risques au niveau du Groupe et leur financement, notamment en mettant en place les programmes mondiaux et globaux d'assurance pour les risques dont le financement est transféré au marché de l'assurance.

La DRA s'appuie sur une fonction Risque et une fonction Assurance au niveau de chaque filiale, qui, en liaison avec les directions fonctionnelles et les Business Units, mettent en œuvre ces mêmes principes, déclinent l'action de la DRA dans leurs périmètres respectifs, réalisent les nécessaires synthèses et le reporting à la direction générale de chaque filiale.

4.14.1.2. Cartographie des risques

Une cartographie des risques a été initiée par le Groupe dès sa création en 2001. La réalisation de cette cartographie annuelle s'inscrit dans le cadre d'une politique de gestion des risques dans le Groupe, fondée d'une part sur l'identification des risques, mais surtout sur les actions de prévention et/ou de protection associées, arrêtées tant par les unités opérationnelles que par les directions fonctionnelles.

La DRA assure le déploiement de cette démarche à travers la mise en place d'outils méthodologiques et de référentiels communs, la nomination de correspondants au sein de chaque Business Unit ou, le cas échéant, de chaque secteur et de chaque direction fonctionnelle pour une organisation commune, la formation nécessaire à l'utilisation des outils et au déploiement de la démarche, ainsi que le suivi des plans d'actions. Les cartographies font l'objet d'une présentation annuelle aux Comités de Direction des entités, aux comités exécutif des filiales principales, puis au comité exécutif d'AREVA. Cette cartographie fait également l'objet d'une présentation au Comité d'audit d'AREVA.

La mise en œuvre de la cartographie des risques au sein d'AREVA T&D est en cours.

Le plan pluriannuel d'audit du Groupe est construit sur la base des résultats de la cartographie, remise à jour chaque année. Des missions d'audit sont ensuite menées par la Direction de l'audit, tant au niveau des entités qu'au niveau de la DRA, pour en assurer le suivi permanent.

4.14.1.3. Gestion des risques

La notion de risque s'applique aussi bien aux réalisations de chaque entité du Groupe (maîtrise des risques courants portant sur les réalisations, une fois les décisions prises, et des risques portant sur une situation particulière) qu'à l'atteinte de leurs objectifs et la mise en œuvre de la stratégie d'entreprise (prise de risque dont on attend un bénéfice).

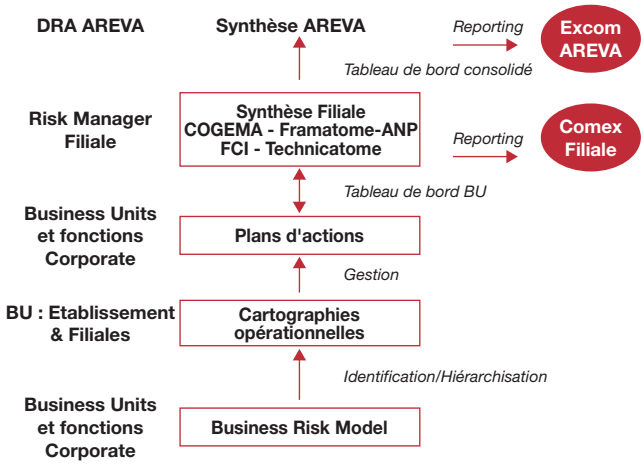
Dans tous les cas, la gestion du risque procède d'une démarche méthodologique commune. Le point de départ est l'analyse du risque. L'objectif à atteindre est le contrôle permanent du risque jusqu'à son traitement maximum.

En conséquence, les Business Units déterminent des "cartographies opérationnelles" à partir desquelles elles proposent et mettent en œuvre des "plans d'actions".

La gestion des risques courants se caractérise donc par :

- un processus continu et documenté comprenant l'identification, l'analyse, la hiérarchisation, l'optimisation, le financement et le suivi des risques ;
- un champ d'action large, portant sur toutes les activités tant opérationnelles (fabrications, ventes, réalisation de projets ou de services, etc.) que fonctionnelles (financement, contraintes juridiques, engagements contractuels, organisation, relations humaines, etc.) du Groupe ;
- une contribution à l'optimisation des ressources et à la réduction des coûts ;
- l'élaboration de plans de continuité et de plans de gestion de crise.

Processus de la gestion des risques dans le groupe AREVA



La première étape du processus de gestion des risques est l'identification et la formulation du risque, comme l'illustre le schéma ci-dessus. Pour cela, un Business Risk Model (BRM) a été établi à l'usage des Business Units. Il répertorie en un nombre limité de risques types ou de familles de risques (risques BRM) toutes les situations ou événements prévisibles ou fortuits qui peuvent impacter la sécurité du personnel, les résultats financiers de la Business Unit, voire de la filiale ou du Groupe ainsi que son image de marque. Chaque risque BRM est caractéristique d'une même problématique.

Le BRM a vocation à évoluer en s'enrichissant des bonnes pratiques et du retour d'expérience.

En s'appuyant sur ce BRM, chaque Business Unit établit une cartographie opérationnelle de risques représentant de façon graphique l'importance du risque et son degré de maîtrise à un instant donné. L'établissement de cette cartographie permet de réunir les éléments de proposition et de décision sur la mise en œuvre de plans d'actions destinés à optimiser la gestion de chaque risque et rendre le risque résiduel acceptable pour le Groupe.

Ainsi les Business Units ont la responsabilité d'analyser et de hiérarchiser leurs risques, de les gérer en mettant en œuvre des plans d'actions avec les moyens appropriés.

Dans chaque filiale, les sections responsables de la gestion des risques, dans leur domaine de compétence, apportent à leur Direction Générale une vision transverse sur les risques et leur maîtrise par les Business Units. Le Comité Exécutif de chaque filiale est alors tenu informé du progrès des plans d'actions et statue sur les risques affectant les objectifs stratégiques du Groupe. Ce processus est en cours de déploiement au sein du Groupe.

Le Groupe attache une importance particulière à la transparence dans la gestion des risques, notamment par une participation active aux commissions locales d'information (dont sont dotés tous les grands sites à risques), par la publication par les principaux sites de résultats des mesures environnementales et plus généralement par la mise en œuvre de sa charte de sûreté nucléaire et de sa politique de développement durable.

4.14.2. Gestion des risques liés aux activités nucléaires du Groupe

Les installations nucléaires exploitées par AREVA sont réglementairement classées dans différentes catégories correspondant au niveau de risque et à la quantité de matière nucléaire.

Outre les moyens de prévention et de lutte contre les actes de malveillance ainsi que les actions de sécurité civile en cas d'accident, la sécurité des installations consiste notamment à :

- assurer la protection des salariés, de la population et de l'environnement contre les effets nocifs des rayonnements (la radioprotection),
- prévenir les accidents ou en limiter les effets (la sûreté nucléaire).

4.14.2.1. Réglementations applicables aux installations nucléaires du Groupe en France et à l'étranger

Réglementation générale

Les activités du Groupe sont soumises à des réglementations nationales et internationales en constante évolution et de plus en plus strictes dans le domaine du nucléaire et de l'environnement. Le Groupe estime être, d'une façon générale, en conformité avec ces réglementations. La liste des installations nucléaires de base (INB, cf. lexique) ou assimilées du groupe AREVA est présentée dans le tableau de la section 4.14.2.2.

Au plan international, l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) ainsi que la Commission européenne ont chacune mis en place un système de contrôle de sécurité des matières nucléaires. D'autres textes internationaux, adoptés sous l'égide de l'AIEA, encadrent la sûreté nucléaire des installations (convention sur la sûreté nucléaire et convention sur la sûreté de la gestion du combustible usé et sur la sûreté de la gestion des déchets radioactifs en particulier).

Au plan communautaire, les dispositions du traité "Euratom" et de ses textes d'application ont renforcé les aspects relatifs au contrôle des matières nucléaires et mis en place des règles communes concernant notamment la protection sanitaire de la population et des salariés contre les rayonnements ionisants ainsi que le transfert des déchets radioactifs.

En France, les installations nucléaires de base exploitées par le Groupe sont régies par les dispositions du décret n° 63-1228 du 11 décembre 1963 modifié, instituant un régime propre aux installations nucléaires de base (INB), par les dispositions du décret n° 95-540 du 4 mai 1995 relatif aux rejets d'effluents liquides et gazeux et aux prélèvements d'eau des INB et par les arrêtés pris pour leur application. Ce régime encadre de manière stricte, par la délivrance d'autorisations spécifiques, la création, l'exploitation, la mise à l'arrêt et le démantèlement des installations et concerne en particulier les règles de sûreté et de qualité, la protection de l'environnement et le contrôle des rejets radioactifs et non radioactifs.

Des dispositions similaires existent en France pour les installations nucléaires de base classées secrètes (ou INBS) exploitées par le Groupe (décret n° 2001-592 du 5 juillet 2001 relatif à la sûreté et à la radioprotection des installations et activités nucléaires intéressant la défense). Ces installations font toutefois l'objet d'un régime adapté en vue de la protection du secret lié aux intérêts de la défense nationale.

Les INB font l'objet d'un contrôle étroit de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) constituée, d'une part, par une direction d'administration centrale, la Direction générale de la sûreté nucléaire et de la radioprotection (DGSNR) agissant, en matière de sûreté nucléaire, sous l'autorité des ministres chargés de l'Industrie, de l'Ecologie et du Développement Durable, et, d'autre part, en matière de radioprotection, par des services déconcentrés de l'Etat (DRIRE, DRASS et DDASS) sous l'autorité du ministre chargé de la Santé. Cet organisme a en charge les contrôles technique et réglementaire de la sûreté nucléaire et de la radioprotection. Les activités à l'étranger relèvent du même type de dispositions de contrôle rigoureux (par exemple, Nuclear Regulatory Commission (NRC) aux Etats-Unis).

Les INBS sont contrôlées par un Délégué à la sûreté nucléaire et à la radioprotection pour les activités et installations intéressant

la défense (DSND) placé auprès des ministres chargés de la défense et de l'industrie.

Enfin, le Groupe développe en France certaines activités régies par la réglementation relative aux installations classées pour la protection de l'environnement (articles L. 511-1 et suivants du Code de l'environnement et décret n° 77-1133 du 21 septembre 1977 modifié pris en application de la loi n° 76-663 du 19 juillet 1976 relative aux installations classées pour la protection de l'environnement) et soumises en conséquence à des prescriptions de conception et de fonctionnement spécifiques concernant la maîtrise des risques et la préservation de l'environnement.

Le Groupe est en outre soumis aux réglementations relatives à la protection des salariés, de ses sous-traitants et du public contre les dangers présentés par les rayonnements ionisants (radioprotection) qui est notamment assurée par l'institution de limites d'exposition fixées en France par le Code du travail, et par le Code de la santé publique.

D'autres textes internationaux et nationaux encadrent par ailleurs la protection et le contrôle des matières nucléaires (dont notamment la Convention sur la protection physique des matières nucléaires du 28 octobre 1979, les articles L.1333-1 à L.1333-14 du Code de la défense et le décret n° 81-512 du 12 mai 1981 relatif à la protection et au contrôle des matières nucléaires), le transport de matières radioactives (arrêtés modaux ADR, RID et ADNR, cf. lexique) et le contrôle des mouvements de déchets radioactifs (directive 92/3/Euratom du Conseil du 3 février 1992 relative à la surveillance et au contrôle des transferts de déchets radioactifs entre Etats membres ainsi qu'à l'entrée et à la sortie de la Communauté et voir également infra la section Réglementation régissant les déchets radioactifs).

Les pays étrangers dans lesquels le Groupe exploite des installations nucléaires (Belgique, Allemagne et Etats-Unis) disposent de réglementations similaires permettant un contrôle rigoureux des installations et de leurs conditions de fonctionnement par les organes compétents.

Réglementation régissant les obligations de fin de cycle

Dans le présent document de référence, les obligations de fin de cycle comprennent l'ensemble des obligations de mise à l'arrêt et de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires (cf. lexique).

Le traitement comptable des obligations de fin de cycle est détaillé dans la note n° 22 de l'annexe des comptes consolidés.

Réglementation régissant le démantèlement

Le cadre juridique régissant les opérations de démantèlement réalisées en France est, à titre principal, issu du décret précité du 11 décembre 1963 relatif aux installations nucléaires, dont l'article 6 ter concernant les opérations de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement a été récemment précisé par une note-circulaire de la DGSNR du 3 février 2003. Par ailleurs, la Convention commune sur la sûreté de la gestion du combustible usé et sur la sûreté de la gestion des déchets radioactifs du 5 septembre 1997, adoptée sous l'égide de l'AIEA, contient des dispositions relatives au processus de déclassement des installations nucléaires.

L'entité juridique responsable de l'exploitation et donc du démantèlement des installations est l'exploitant nucléaire, pris en tant que titulaire des autorisations d'exploiter.

L'exploitant doit informer la DGSNR de son intention de mettre à l'arrêt définitif une INB, de l'état choisi pour l'installation après son arrêt définitif et des opérations de démantèlement qu'il compte mettre en œuvre. La décision autorisant le démantèlement et précisant ses modalités est prise par décret dans les conditions prévues par les textes précités. L'exploitant demeure donc responsable du moment et des modalités retenues pour le démantèlement des installations qu'il exploite, sous le contrôle technique de la DGSNR qui valide chaque grande étape du démantèlement.

En fonction des spécificités de chaque installation, la durée des opérations de démantèlement peut atteindre plusieurs dizaines d'années (comprenant des phases de réalisation de travaux et des phases de surveillance de l'installation n'impliquant pratiquement aucune opération). Le démantèlement correspond à une succession d'opérations allant de la mise à l'arrêt de l'installation nucléaire jusqu'à la décision des autorités compétentes de déclassement de l'installation qui permet généralement une nouvelle utilisation du site pour un usage industriel. Le démantèlement des INB s'articule autour de trois niveaux techniques distincts définis par l'AIEA en 1980 :

- *niveau 1 (fermeture sous surveillance) :* évacuation des matières radioactives nécessaires à l'exploitation ou en résultant, vidange et rinçage des circuits ; la première barrière de confinement est conservée intacte ; l'accès à l'intérieur des bâtiments est contrôlé ; l'installation est maintenue sous surveillance continue ; des essais périodiques sont effectués ;
- *niveau 2 (libération partielle ou conditionnelle du site) :* décontamination plus poussée des installations, scellement des zones où reste un niveau élevé de radioactivité ; renforcement si nécessaire de certaines barrières de confinement ; mise hors service de la plupart des équipements sauf la surveillance

strictement nécessaire ; certaines parties de l'installation peuvent être affectées à d'autres usages ;

- *niveau 3 :* libération totale et inconditionnelle du site.

Le niveau de démantèlement retenu dépend notamment de l'utilisation qui devrait être faite du site sur lequel l'INB est installée.

Aux Etats-Unis, en Allemagne et en Belgique où le Groupe exploite quatre installations nucléaires, les règles relatives au démantèlement reposent sur des principes qui ne présentent pas de différence substantielle par rapport à ceux applicables en France.

Réglementation régissant les déchets radioactifs

Les déchets générés par les activités nucléaires ou par le démantèlement des INB sont régis en France par le droit commun des déchets (articles L. 541-1 et suivants du Code de l'environnement) et par des dispositions spécifiques, compte tenu de leur caractère radioactif. Au plan international, ils sont notamment régis par la Convention commune sur la sûreté de la gestion du combustible usé et sur la sûreté de la gestion des déchets radioactifs du 5 septembre 1997.

L'obligation de traitement et d'élimination des déchets issus des activités nucléaires ou de démantèlement pèse sur le producteur ou sur le détenteur de ces déchets (articles L. 541-2 du Code de l'environnement). Les déchets radioactifs dans les INB sont en outre soumis aux dispositions 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 qui impose aux exploitants d'élaborer une "étude déchets" approuvée par la DGSNR et de procéder à la mise en place d'un zonage afin de déterminer les différentes filières d'élimination et d'assurer la traçabilité de ces déchets.

Les déchets HAVL sont soumis aux dispositions des articles L. 542-1 à L. 542-14 du Code de l'environnement, qui posent les principes applicables à la recherche de solutions de traitement et de stockage de ce type de déchets (et notamment de solutions de stockage souterrain en couches géologiques profondes). Ce processus doit conduire le gouvernement à adresser au parlement, avant le 30 décembre 2006, un rapport global d'évaluation de ces recherches 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.

4.14.2.2. La sûreté nucléaire dans les installations nucléaires du Groupe

Définition

La sûreté nucléaire couvre l'ensemble des phases relatives au choix du site, à la conception, à la construction, à la mise en service, à l'exploitation, à l'arrêt et au démantèlement des installations. Elle concerne également le transport des matières radioactives. Elle repose sur des dispositions techniques de conception et des dispositions organisationnelles d'exploitation.

Ces dispositions permettent :

- d'assurer le fonctionnement normal des installations,
- de prévenir les incidents et les accidents,
- d'en limiter les conséquences.

L'objectif premier de toutes les mesures de sûreté nucléaire est d'empêcher la dispersion des substances radioactives quelles que soient les circonstances et de limiter au maximum l'effet du rayonnement en vue de limiter les risques encourus par la population et par l'environnement.

Organisation

AREVA considère que la sûreté nucléaire est une priorité absolue. Cet engagement basé sur la responsabilité première de l'exploitant se traduit par des dispositions générales :

- un système de responsabilité clairement défini,
- des supports compétents en matière de sûreté,
- une organisation adaptable à la maîtrise des crises.

Ces principes d'organisation ont été décrits dans une charte "Sûreté Nucléaire" qui vise à préciser les engagements du Groupe dans le domaine de la sûreté nucléaire et de la radioprotection, afin de garantir cette exigence tout au long de la vie des installations.

Pour assurer une prise en compte optimum de la sûreté nucléaire, AREVA a également créé un corps d'inspecteurs de la sûreté nucléaire.

Inspection générale et sûreté nucléaire

Une Direction en charge de l'inspection générale et de la sûreté nucléaire a été créée en 2001 auprès du Directoire. Cette Direction, placée sous la responsabilité d'un inspecteur général, a une double compétence :

- une compétence en terme d'inspection, puisque six inspecteurs ayant exercé des responsabilités en exploitation exercent sur les installations un contrôle indépendant de l'organisation opérationnelle, peuvent demander l'arrêt d'une installation, et rendent compte de leur mission au Directoire ;
- une expertise technique, puisque huit spécialistes de sûreté animent un réseau d'experts sur des questions spécifiques (déchets, incendie, radioprotection…) présents sur les sites.

Installations Nucléaires de Base du groupe AREVA

Les principales installations nucléaires (INB ou assimilées) sont :

Lieu	Business Unit	Description
Pôle Amont		
Romans, France	Combustible	Fabrication de combustible
Dessel, Belgique	Combustible	Fabrication de combustible à l'uranium naturel et combustible Mox
Lingen, Allemagne	Combustible	Fabrication de combustible/Entreposage de cylindres hexafluorure d'uranium (UF_6)
Richland, USA	Combustible	Fabrication de combustible
Lynchburg, USA	Combustible	Fabrication de combustible
Miramas, France	Chimie	Entreposage uranium appauvri (Entreposage vidé)
Pierrelatte, France	Chimie	Préparation d'UF_6
Pierrelatte, France	Chimie	Transformation de nitrate d'uranyle en sesquioxyde d'uranium
Pierrelatte, France	Enrichissement	Usine Georges-Besse - Séparation isotopique uranium par diffusion gazeuse
Pierrelatte, France	Enrichissement	Usine assainissement et récupération de l'uranium
Pierrelatte, France	Chimie	Transformation de matières uranifères enrichies
Pôle Réacteurs et Services		
Maubeuge, France	Equipements	Fabrication de combustibles (en phase de cessation définitive d'activité)
Pôle Aval		
Veurey, France	Traitement	Installations expérimentales
Veurey, France	Traitement	Atelier de pastillage d'oxyde d'uranium
La Hague, France	Traitement	Usine de traitement de combustibles irradiés et station de traitement des effluents liquides et déchets solides
Marcoule France	Recyclage	Melox - Fabrication combustibles Mox
Marcoule	Traitement	Usine de traitement de combustibles irradiés en cours de démantèlement

AREVA n'exploite pas de réacteur de production commerciale d'électricité. Ses activités consistent à fournir, transformer ou traiter des matières nucléaires.

4.14.2.3. La prévention et la gestion des risques nucléaires

Les principes généraux de maîtrise des risques dans les installations sont :

- Identifier les risques
  La liste des risques pris en compte résulte d'une longue expérience d'analyse de sûreté, et fait l'objet d'une présentation aux autorités de sûreté à l'occasion des procédures d'autorisation des installations.
- Concevoir les installations pour maîtriser ces risques
  Les installations sont conçues pour maintenir le confinement des substances radioactives en interposant des barrières successives entre les matières et l'extérieur.
- Justifier de cette maîtrise des risques
  Il s'agit de montrer que la conception des installations et le dimensionnement des équipements permettent d'atteindre les objectifs fixés par les autorités de sûreté.

On distingue plusieurs types de risques liés à la sûreté nucléaire, risques dont les conséquences sont systématiquement analysées et évaluées dans le cadre des procédures d'autorisation de fonctionnement et d'exploitation des installations, sur la base notamment des éléments suivants :

Les risques d'origine nucléaire

Les risques d'origine nucléaire correspondent aux phénomènes caractéristiques des substances radioactives.

Dispersion des matières radioactives pouvant entraîner une contamination

Des matières radioactives non confinées peuvent se disperser et entraîner une contamination de l'homme et de l'environnement.

Maîtriser ce risque consiste avant tout à empêcher la dispersion des substances radioactives sous toutes leurs formes (solide, liquide, gazeuse) et dans toutes les situations de fonctionnement (normale ou accidentelle).

La prévention contre les risques de dispersion de matières radioactives est assurée par la conception des installations en "systèmes de confinement". Les matières radioactives sont ainsi entourées par des enceintes successives permettant un échelonnement des dépressions qui oriente les transferts d'air de

l'extérieur vers le deuxième puis le premier système de confinement. L'air de ventilation de chaque système est ainsi assaini, et les éléments contaminants sont filtrés avant rejet de l'air dans l'atmosphère.

L'efficacité des systèmes de confinement est vérifiée avant la mise en service et surveillée périodiquement pour maintenir leur fonctionnement.

Un effort important de conception a été fait pour que les opérations de maintenance soient réalisées en conservant l'intégrité des systèmes de confinement par des dispositifs d'échange adaptés.

Les rayonnements ionisants

Il y a risque d'exposition externe chaque fois qu'une personne se trouve placée sur le trajet des rayonnements ionisants émis par des matières radioactives.

L'effet d'un rayonnement sur le corps humain s'exprime en mSv (millisievert). Les limites réglementaires annuelles sont les suivantes : dans l'Union européenne, 1 mSv/an pour le public et 20 mSv/an pour les salariés ; aux Etats-Unis, 1 mSv/an pour le public et 50 mSv/an pour les salariés.

Le Groupe s'est donné comme objectif de prendre la référence européenne de 20 mSv/an pour l'ensemble de son personnel (sous-traitants inclus), y compris pour ceux exerçant leurs activités hors de l'Union européenne.

Les principales mesures de protection sont :

- pour les sources fixes, des postes de travail types sont définis, auxquels des limites d'exposition sont associées, limites d'autant plus basses que le temps de présence escompté est important. Des écrans de protections sont installés pour atténuer les rayonnements et respecter les valeurs limites ;
- pour les sources mobiles, les protections sont définies par la réglementation des transports pour les colis pouvant aller sur la voie publique. Les postes de travail sont conçus en limitant le temps de présence du personnel ou de la source et en utilisant des protections complémentaires.

Le Groupe s'attache également à mettre en œuvre le principe "ALARA" (As Low As Reasonably Achievable - "Aussi faible qu'il est raisonnablement possible d'atteindre"), selon lequel toute action raisonnable, en termes techniques, économiques sociaux et organisationnels, est mise en œuvre dès lors qu'elle permet de réduire l'exposition aux rayonnements. Les différents services de radioprotection s'assurent en permanence du respect de ce principe.

Chaque opérateur et intervenant fait l'objet d'un suivi rigoureux sur le plan médical et radiologique. Des séances de formation sont régulièrement organisées afin de veiller à ce que leurs connaissances soient maintenues au niveau nécessaire.

Les doses moyennes d'exposition aux rayonnements ionisants des salariés du Groupe (1,41 mSv en 2003 et 1,37 mSv en 2004) qui sont largement inférieures à la limite de 20 mSv/an applicable aux salariés dans l'Union européenne, attestent du bon niveau de maîtrise de la radioprotection dans le Groupe grâce aux pratiques précitées.

La criticité

Le risque de criticité se comprend comme le risque de développement incontrôlé d'une réaction en chaîne avec émission brève et intense de neutrons. Cet accident aurait pour conséquence une irradiation des personnels ou individus situés à proximité de l'événement, engendrant chez eux des lésions de gravité proportionnelle à l'intensité du rayonnement reçu.

Ce risque est pris en compte dès lors que les installations concernées sont susceptibles de recevoir des matières fissiles.

La prévention de ce risque est basée sur la limitation des paramètres qui gouvernent l'apparition de réactions en chaînes divergentes ou "modes de contrôle de la criticité". On utilise le ou les modes de contrôle les mieux adaptés au procédé (limitation de la masse, du volume ou de la géométrie des équipements contenant les matières).

Dans les parties les plus actives de l'installation, les écrans de protection installés pour le fonctionnement normal permettraient d'atténuer très fortement les conséquences sur le personnel d'un incident de criticité éventuel. Dans le cas contraire, les dispositions de prévention sont parfois complétées par l'installation d'un réseau de détection, d'alarme et de mesure d'accident de criticité.

La sûreté-criticité des transports est vérifiée, dans les conditions normales de transport ainsi que dans les conditions accidentelles. Les règlements précisent les règles d'entreposage en transit, notamment vis-à-vis du risque de criticité.

La radiolyse

Le phénomène de radiolyse correspond à la décomposition d'un composé chimique en hydrogène sous l'action d'un rayonnement. Les dispositions prises visent à empêcher une explosion éventuelle de cet hydrogène susceptible de conduire à la dispersion de matières radioactives.

Les installations sont conçues pour limiter en fonctionnement normal la concentration en hydrogène à la moitié de la limite

inférieure d'inflammabilité, par introduction dans les équipements concernés d'un flux d'air de balayage. Lorsque la perte du balayage normal conduit à une montée de la concentration jusqu'à la valeur limite en quelques heures ou dizaines d'heures, un système de secours est ajouté.

Les dégagements thermiques
Lorsque le rayonnement est intense, l'énergie associée, absorbée par la matière, peut provoquer un échauffement. Pour maitriser les effets de cet échauffement, l'énergie produite est évacuée, empêchant ainsi une dispersion de matières radioactives. Le refroidissement est assuré par des circuits redondants avec échangeurs thermiques et par la ventilation.

Les risques non nucléaires d'origine interne
Les risques non nucléaires proviennent d'événements liés au fonctionnement des installations et à la présence de personnel. Ces événements sont ceux concernant une activité industrielle. Dans l'industrie nucléaire, la prévention de ces événements est poussée car ils sont de nature à affecter les équipements participant à la maîtrise des risques nucléaires. Il est donc possible d'agir sur les causes de leur apparition et sur la limitation des conséquences éventuelles.

Manutention
Les équipements de manutention sont constitués d'appareils de levage, de transport ou de positionnement.

Les principales défaillances sont la rupture d'un appareil de levage, la mauvaise appréhension de la charge, la collision avec un obstacle ou le déraillement d'un élément de transport. Les conséquences peuvent être directes, comme la rupture de l'étanchéité de la charge, ou indirectes, induisant la destruction d'un équipement contenant des substances radioactives ou la dégradation du confinement.

La gestion des risques est assurée par l'analyse de défaillance des équipements de procédé qui transfèrent les charges contenant des matières radioactives et des moyens de manutentions de maintenance, ainsi que par la mise en place de règles rigoureuses permettant de prévenir les risques (dimensionnement des appareils, maintenance préventive, contrôles, habilitation des opérateurs, etc.).

La limitation des conséquences d'une défaillance de manutention consiste à limiter la hauteur de transport, dimensionner les objets impactés pour qu'ils résistent à la chute de la charge, renforcer les charges manutentionnées et dissiper l'énergie produite.

Incendie
L'incendie peut conduire à la perte de certaines fonctions du procédé de protection et éventuellement entraîner des conséquences radiologiques.

Les conséquences potentielles sont une contamination par perte des barrières de confinement, une irradiation par destruction de protections contre les rayonnements et un accident de criticité.

La prévention des risques consiste à éviter la présence sur un même lieu de matières inflammables, de carburant et d'une source d'ignition.

Dans l'hypothèse d'un incendie, les fonctions de sûreté sont protégées par une sectorisation des locaux limitant la propagation du feu à un nombre strict de volumes, l'utilisation de matériaux non propagateurs d'incendie, l'isolement de la ventilation et l'installation à l'intérieur de chaque secteur d'un système d'extinction manœuvrable à distance. Par ailleurs, l'intervention des pompiers est normalement prévue dans des délais suffisamment courts pour éviter des conséquences radiologiques à l'extérieur des bâtiments.

Explosion interne
Le risque d'explosion est dû soit à l'usage de réactifs, soit à l'occurrence de réactions chimiques.

La conséquence en cas d'explosion pourrait être la détérioration du premier système de confinement, ce qui induirait une dispersion de produits radioactifs à l'extérieur de celui-ci. Le deuxième système de confinement est prévu pour recueillir les produits éventuellement dispersés.

La prévention repose sur des mesures empêchant d'obtenir les conditions d'une réaction explosive par la limitation de la température des produits inflammables dans le procédé, par la limitation de la concentration de produits susceptibles de réaction explosive grâce à une ventilation adéquate, par l'élimination des traces de réactifs avant toute étape du procédé et par le contrôle des quantités de réactifs présents dans une unité.

Usage de réactifs chimiques
Les mesures de prévention et de surveillance reposent sur des principes déjà appliqués pour d'autres risques (explosion, incendie), en leur associant des principes relatifs à l'explosion externe et à la dispersion de matières radioactives pour prendre en compte les effets possibles sur le personnel et l'environnement.

L'usage d'un réactif dans un procédé peut amener des risques supplémentaires en mettant en contact des produits incompatibles. Un produit chimique peut être une source de

danger soit par contact direct, soit par inhalation de ses vapeurs. Son conditionnement, son entreposage, son utilisation et la protection du personnel doivent être adaptés à ses caractéristiques.

Particularité de l'UF_6
L'uranium est manipulé sous la forme chimique UF_6. L'UF_6 est solide en conditions normales de température et de pression et devient gazeux lorsqu'il est chauffé. Il peut réagir au contact de la vapeur d'eau contenue dans l'air et former de l'oxyde d'uranium et de l'acide fluorhydrique, composé hautement toxique pour l'homme et les animaux.

Les quantités manipulées sur les sites de production sont telles que les risques inhérents à l'UF_6 ont été intégrés dès la conception des installations (double barrière de protection, contrôle automatique des zones à risques, etc.).

Usage de l'électricité
La prévention du risque lié à l'utilisation de l'électricité repose sur la conformité des installations aux normes réglementaires applicables dans l'industrie, sur le respect des consignes et des procédures d'intervention en vigueur et sur le contrôle périodique des installations.

Usage d'appareils à pression
La prévention du risque de surpression est basée sur le respect des réglementations industrielles en la matière pour les matériels accessibles et en imposant des exigences supplémentaires pour les appareils inaccessibles. Les conséquences sont limitées par une détection des fuites, l'arrêt de l'alimentation et l'évacuation du personnel.

Inondation interne
Le risque d'inondation interne est associé à la présence de fluides à l'intérieur de l'installation. Par construction, les débits de fuite sont limités. Les sources potentielles de fuites sont liées à la détérioration de joints, aux phénomènes de corrosion et aux débordements.

Le principal risque de nature radiologique consécutif à une inondation est la criticité. Dans la zone où ce risque existe, il est pris en compte dans la conception et l'exploitation des installations.

Les risques non nucléaires d'origine externe
Les risques non nucléaires d'origine externe sont liés à l'environnement de l'installation. Contrairement aux risques d'origine interne, il n'est pas toujours possible d'agir sur la cause des phénomènes, la sûreté étant basée essentiellement sur la maîtrise des conséquences.

Un événement non nucléaire d'origine externe peut entraîner directement ou indirectement des conséquences radiologiques.

Séisme
Le séisme peut induire des dégâts susceptibles de remettre en cause les dispositifs propres à assurer la sûreté nucléaire.

Le risque de séisme s'appliquant à des installations manipulant des matières nucléaires est intégré dans la conception des matériels, systèmes et installations, par la prise en compte du "Séisme Majoré de Sécurité" (SMS). Cette analyse consiste à démontrer qu'aucun dommage remettant en cause la sûreté nucléaire de l'installation n'est susceptible de se produire. Ces dimensionnements et démonstrations font partie du rapport de sûreté de l'installation, approuvé par les autorités de sûreté compétentes.

Toutes les installations concernées du Groupe font l'objet d'une évaluation des conséquences d'un séisme, selon les normes et règlements actuellement applicables dans ce domaine.

Chute d'aéronef
Le risque correspond à la chute d'un aéronef ou d'une partie de celui-ci sur une installation. Il dépend du type et du nombre d'aéronefs susceptibles d'atteindre le site sans contrôle et de la surface des parties sensibles de chaque atelier.

Les caractéristiques principales des sites sont :
- une localisation en dehors des espaces aériens contrôlés,
- une localisation en dehors des zones d'évolution des appareils militaires,
- une absence d'aéroport à proximité.

Des études sont menées afin de prévenir le risque et limiter les conséquences (prise en compte de l'organisation de l'espace aérien, de la nature des vols, des statistiques d'accidents connus…) y compris vis-à-vis d'agressions volontaires.

Les installations nucléaires font l'objet de mesures de protection contre le terrorisme, mesures renforcées dans le cadre du plan Vigipirate.

Ces mesures ne peuvent pas, par nature, faire l'objet d'une communication publique.

Prise en compte des situations météorologiques défavorables
Les équipements sont pour la plupart à l'intérieur de bâtiments massifs, l'impact des conditions météorologiques sur leur fonctionnement est extrêmement limité.

Toute condition météorologique défavorable est annoncée, les consignes précisent pour chaque installation les dispositions complémentaires à prendre, qu'il s'agisse d'une surveillance accrue ou d'actions précises.

Inondation externe
Certains sites sont implantés sur des zones dont la cote est supérieure à la crue millénale. Les crues exceptionnelles de l'automne 2002 ont eu des conséquences limitées sur les installations. Un plan d'action a néanmoins été mis en place en 2002 afin de réduire les risques résiduels.

Autres éléments de sécurité nucléaire
Outre les différents risques évoqués ci-dessus, sont également pris en compte la sûreté nucléaire lors du transport de matières nucléaires ainsi que la non-prolifération de ces matières.

Transport de matières nucléaires
Les transports de matières radioactives s'effectuent sur le domaine public. Aussi, pour protéger les populations et l'environnement contre les effets des rayonnements pendant le transport, ces transports sont soumis, comme les autres activités nucléaires, au concept de "défense en profondeur", qui consiste à mettre en place des barrières successives (systèmes de sûreté, procédures, contrôles techniques ou administratifs…) interposées entre les produits radioactifs et l'environnement. La conception de l'emballage en est la principale composante. Cette activité, comme toute activité nucléaire, est strictement réglementée dans un cadre international.

Réglementairement, l'emballage doit garantir, en conditions normales et accidentelles, le confinement de la matière, le maintien de la sous-criticité en cas de transport de matières fissiles, et la protection contre les rayonnements. Les exigences réglementaires associées couvrent la conception, les procédés de fabrication, les contrôles en exploitation et en maintenance des emballages. Ceux-ci doivent être d'autant plus robustes que la radioactivité contenue est importante.

AREVA se donne pour objectif de garantir la meilleure sûreté et sécurité des transports, et couvre par ailleurs sa responsabilité en souscrivant des assurances dans les conditions décrites à la section 4.14.6.1.

Non-prolifération et protection des matières nucléaires
La prolifération s'entend comme le détournement de matière nucléaire par des tiers à des fins non pacifiques.

La non-prolifération est un objectif commun à l'ensemble des Etats signataires des conventions internationales correspondantes (notamment le traité sur la non-prolifération des armes nucléaires du 1er juillet 1968). Les exigences applicables au titre de la non-prolifération relèvent de la protection physique des matières nucléaires (cf. Convention internationale sur la protection physique des matières nucléaires), du contrôle de sécurité prévu par le traité Euratom qui instaure un système de comptabilité des matières nucléaires, et des inspections de l'AIEA et d'Euratom. Leur application est régulièrement contrôlée, notamment par les inspecteurs de l'AIEA et d'Euratom.

AREVA met en œuvre dans ce domaine toutes les dispositions visant à connaître en permanence la quantité, la qualité, l'usage et la localisation des matières détenues à un instant donné par les entités du Groupe.

Historiquement, tous les bilans de matières (établis à la demande de la Commission européenne et/ou l'AIEA et destinés à vérifier l'origine et la quantité des matières nucléaires en la possession de l'exploitant nucléaire) présentés aux autorités ont été acceptés par les organismes nationaux et internationaux compétents.

4.14.2.4. Sécurité dans les installations françaises du Groupe relevant du régime "Seveso"

Le Groupe exploite huit établissements soumis à la réglementation "Seveso" résultant de la directive européenne 96/82/EC du 9 décembre 1996 concernant la maîtrise des dangers liés aux accidents majeurs impliquant des substances dangereuses modifiée, dite "Seveso II" et qui sont susceptibles de présenter des risques importants pour la santé et la sécurité des populations ainsi que pour l'environnement. Parmi ces huit établissements, quatre sont soumis au régime Seveso "seuil haut" nécessitant la mise en place de servitudes. Ces quatre établissements sont exploités par Cogema (site de Pierrelatte), Comurhex (sites de Pierrelatte et de Malvési) et Cezus (site de Jarrie).

Les quatre établissements concernés ont, conformément aux exigences réglementaires, mis en place une politique de prévention des accidents majeurs en vue de prévenir ce type d'accident et de limiter leurs conséquences pour l'homme et l'environnement. Pour élever le niveau de maîtrise des risques, un système de gestion de la sécurité relatif à l'organisation, aux fonctions, aux produits et aux ressources de tout ordre, est mis en œuvre.

De même, des études des dangers ont été réalisées et sont mises à jour tous les cinq ans. Ces études sont au cœur de processus comme la réduction du risque à la source, la maîtrise de l'urbanisation, l'élaboration des plans d'urgences et l'information du public. Ces études doivent notamment exposer les dangers que peuvent présenter l'installation en cas de dérive potentielle et justifier les mesures propres à réduire la probabilité et les effets d'un accident en se basant sur les meilleures technologies disponibles à un coût économiquement acceptable. Ces différents documents ont été transmis ou sont tenus à disposition de l'autorité compétente. Ces dossiers font généralement l'objet de demandes de précisions ou de compléments par l'administration, et parfois il peut être fait appel à un tiers expert reconnu, pour obtenir un avis d'expert sur une partie ou l'intégralité d'un document.

AREVA a introduit un plan pluriannuel de renforcement de la prévention et de la maîtrise des conséquences des accidents majeurs potentiels. Dans un processus de progrès continu, la pertinence, la fiabilité et l'indépendance des barrières de sécurité seront réexaminées périodiquement. Les marges de progrès seront identifiées en permanence pour prévenir les dérives. Enfin, une démarche d'harmonisation des pratiques au sein du Groupe a été initiée fin 2004 et devrait faciliter le retour d'expérience et la diffusion des bonnes pratiques.

En matière d'assurances, COGEMA, Comurhex et Cezus sont couvertes par le programme de responsabilité civile souscrit par le Groupe (cf. section 4.14.6). Les niveaux de couverture sont fonction de la quantification des risques raisonnablement escomptés, et des capacités de garantie disponibles sur le marché de l'assurance.

4.14.3. Facteurs de risques

Les facteurs de risques décrits ci-dessous ne sont pas les seuls auxquels pourrait être confronté le Groupe. D'autres risques, que le Groupe ne connaît pas encore ou qu'il considère actuellement comme non significatifs, peuvent aussi compromettre l'exercice de son activité. Un ou plusieurs de ces risques pourrait avoir un impact négatif significatif sur les activités et/ou la situation financière du Groupe.

4.14.3.1. Risques liés aux pôles nucléaires

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.

Les activités nucléaires du Groupe portent sur toutes les étapes du cycle nucléaire, notamment (i) la fourniture et la transformation d'uranium, (ii) l'enrichissement d'uranium, (iii) la fabrication du combustible, (iv) la conception, la fabrication, la maintenance des réacteurs et l'amélioration continue de leurs performances, (v) le traitement et le recyclage des combustibles usés et des matériaux réutilisables, (vi) le conditionnement et l'entreposage des déchets et (vii) la logistique et le transport de ces différentes activités.

Même si le Groupe a mis en place des stratégies et des procédures de contrôle des risques correspondant à des standards élevés pour ces 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, le maniement, le traitement et le conditionnement des matières et des matériaux nucléaires (voir 4.14.2.3). De tels événements 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.

Les activités du Groupe impliquent également des procédés utilisant divers composants chimiques toxiques dans des quantités significatives et des matériaux radioactifs, tels que l'UF_6. Le transport en mer, par train, route ou avion des matériaux nucléaires pris en charge par la Business Unit Logistique du Groupe comprend également des risques spécifiques, tels que les accidents de transport pouvant entraîner des contaminations environnementales. De plus, certaines usines de la Business Unit Chimie et de la Business Unit Enrichissement du Groupe sont localisées dans des zones sujettes aux inondations, notamment la vallée du Rhône. Si un accident devait toucher l'une des usines du Groupe ou affecter le transport des matériaux, l'importance de l'accident pourrait être accrue par différents facteurs sur lesquels le Groupe ne dispose pas toujours de moyens de contrôle. Ces facteurs incluent notamment la nature des matières radioactives dispersées dans l'environnement, la vitesse des actions correctives et les conditions météorologiques. La survenance d'un ou plusieurs de ces événements pourrait avoir un impact négatif significatif sur les activités et la situation financière du Groupe (voir section 4.14.6. sur la couverture des risques et assurances).

L'évolution des réglementations existantes ou futures, notamment en matière environnementale, de santé ou de sécurité nucléaire, ou bien une évolution dans les autorisations d'exploitation qui sont délivrées au Groupe, pourrait entraîner des obligations de mise en conformité ou des conditions nouvelles d'exercice des activités du Groupe, susceptibles d'entraîner des coûts et dépenses supplémentaires.

Les activités du Groupe sont réalisées dans le cadre de permis et d'autorisations d'exploiter en application des législations locales. Ces activités nécessitent en particulier l'obtention d'autorisations relatives notamment aux capacités de production et aux rejets des installations dans l'environnement. Compte tenu de ses activités, le Groupe est tenu de se conformer aux permis d'exploiter et aux dispositions législatives ou réglementaires en vigueur (liées notamment à la protection de l'environnement, des salariés, de la santé et à la sûreté nucléaire). En cas d'incident avec enquête ou lorsque l'écart s'avère trop important entre l'état requis par la réglementation en vigueur ou par les autorisations d'exploiter et l'état réel de l'installation, le Groupe peut faire l'objet de sanctions notamment administratives, telles que la suspension temporaire d'exploitation ou des mesures de mise en conformité ou de remise en état. Par ailleurs, certaines entités du Groupe sont susceptibles d'être mises en cause et donc d'engager leur responsabilité à l'égard des tiers et des autorités compétentes en raison des dommages causés à l'environnement, à la santé ou à la sécurité ou en cas de non-conformité des installations du Groupe.

En outre, de nouvelles normes, qu'elles soient d'origine nationale ou supranationale, un renforcement ou un changement des contraintes législatives ou réglementaires, notamment en matière environnementale, de santé ou de sécurité et de sûreté nucléaire, pourraient nécessiter une mise en conformité des installations du Groupe ce qui pourrait avoir un impact négatif significatif sur les activités ou la situation financière du Groupe.

Par ailleurs, le Groupe pourrait ne pas obtenir les autorisations qu'il a sollicitées ou qu'il pourrait être conduit à solliciter auprès des autorités compétentes en vue de l'extension ou de la modification de ses activités industrielles, ce qui pourrait limiter ses capacités de développement, notamment en ce qui concerne la production de Mox sur le site de Melox.

Le Groupe devra assumer tout ou partie des coûts liés aux obligations de fin de cycle de ses installations nucléaires, au réaménagement de ses sites miniers et à la remise en état de ses sites industriels après exploitation. Bien que des provisions aient été passées en vue de couvrir les coûts estimés, les coûts effectifs pourraient être sensiblement différents.

Le Groupe, en tant qu'exploitant d'installations nucléaires et d'installations industrielles relevant de la législation sur les installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), a l'obligation de procéder, lors de l'arrêt définitif de tout ou partie de ces installations, à leur mise en sécurité, à leur démantèlement ou à la remise en état des sites et à la gestion des produits issus de ces opérations (voir section 4.14.2.1). En tant qu'exploitant de mines, il a également l'obligation d'assurer des travaux de fermeture, de remise en état ou de réaménagement après exploitation.

Les dépenses futures associées aux obligations de fin de cycle de ses installations nucléaires, à la remise en état des installations industrielles classées et des mines ont été identifiées et des provisions spécifiques ont été constituées pour les couvrir. Les dispositions concernant les provisions permettant de couvrir les dépenses liées aux obligations de fin de cycle d'un montant de 8 258 millions d'euros dont 3 948 millions d'euros à la charge d'AREVA sont détaillées dans les notes 10, 13 et 22 de l'annexe des comptes consolidés. Par ailleurs, le montant de ces provisions, déterminées en application des normes IFRS applicables au 1er janvier 2005 selon une méthode d'actualisation des charges liées aux obligations de fin de cycle s'élève à 2 317 millions d'euros pour AREVA et figure à la section 5.1.9.3.

Dans le cadre de cette politique, le Groupe considère avoir raisonnablement provisionné l'ensemble des dépenses relatives aux opérations de fin de cycle de ses installations nucléaires ainsi qu'à la remise en état de ses sites industriels qu'il pouvait raisonnablement chiffrer au 31 décembre 2004. Le provisionnement de ces dépenses se fait sur la base d'estimations de coûts futurs réalisées par le Groupe qui sont, par nature, fondées sur des hypothèses (cf. note 22 des annexes aux comptes consolidé). Il ne peut cependant être affirmé avec certitude que les montants actuellement provisionnés s'avéreront suffisants pour couvrir les obligations du Groupe, s'agissant d'estimations de coûts futurs. Les coûts effectifs supportés par le Groupe pourraient être plus élevés que ceux initialement prévus, en raison notamment de l'évolution des lois et règlements applicables aux activités nucléaires et à la protection de l'environnement, de leur interprétation par les tribunaux, et de l'évolution des connaissances scientifiques et techniques. Ces coûts dépendent également des décisions prises par les autorités compétentes relatives notamment aux conditions du démantèlement et à l'adoption de solutions pour le stockage final de certains déchets radioactifs et au coût définitif de ces solutions, pour lesquels les chiffres retenus par le Groupe diffèrent de l'estimation actuelle de l'ANDRA (cf. note 22 de l'annexe des comptes consolidés).

Il est à ce titre possible que ces futures obligations et les éventuelles dépenses ou responsabilités complémentaires de nature nucléaire ou environnementale que le Groupe pourrait avoir ultérieurement à supporter aient un impact négatif significatif sur sa situation financière.

Par ailleurs, une quote-part des coûts de fin de cycle est à la charge de tiers : EDF et COGEMA se sont engagés dans un processus de négociation visant à définir les conditions juridiques et financières du transfert au Groupe de la quote-part à la charge d'EDF dans le démantèlement des installations arrêtées (UP2 400) ou en cours d'exploitation (UP2 800 et UP3) à La Hague. Les éléments tenant à la révision du devis de démantèlement de référence de ces installations et à la fixation des quotes-parts respectives pour le financement de leur démantèlement ont d'ores et déjà fait l'objet fin juillet 2003 d'un relevé de positions communes accepté par EDF et COGEMA. Ces négociations pourraient permettre un règlement libératoire pour EDF de ses obligations. Ces négociations qui portent également sur la reprise et le conditionnement des déchets des sites de La Hague et de Saint-Laurent-des-Eaux se sont poursuivies durant l'année 2004, sans toutefois que les parties parviennent à finaliser les termes d'un accord global à la date du présent document de référence. Il est difficile de préjuger des résultats de ces négociations. Bien qu'il ne devrait pas en résulter d'incidence significative sur les comptes et la situation financière du Groupe, celui-ci pourrait avoir à supporter un montant supérieur à celui initialement provisionné.

En outre, bien que les contrats de traitement des combustibles usés prévoient l'attribution et la reprise finale par le producteur initial des déchets et résidus issus de ces opérations, le Groupe pourrait, en tant que détenteur de déchets nucléaires produits par ses clients, voir sa responsabilité recherchée en cas de défaillance ou de faillite de ces derniers. En ce qui concerne les déchets nucléaires étrangers entreposés à La Hague, des accords internationaux prévoient l'obligation de leur retour dans leurs pays d'origine et les dispositions de l'article L. 542-2 du Code de l'environnement, issu de la loi du 30 décembre 1991, interdisent le stockage définitif en France des déchets radioactifs importés. Cependant, malgré l'existence de ces dispositions, le Groupe pourrait être exposé au risque d'avoir à supporter leur entreposage.

La survenance de ces risques pourrait avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe.

Le Groupe est soumis à un risque d'insuffisance de la valeur des actifs qu'il détient pour faire face à ses obligations de fin de cycle.

Au 31 décembre 2004, le Groupe disposait d'un portefeuille d'actifs financiers évalué à 2 398 millions d'euros pour faire face à ses obligations futures de fin de cycle. Au 31 décembre 2004, ce portefeuille est réparti pour une part (25 %) en fonds communs de placement investis en obligations et liquidités et pour la plus grande part (75 %) en actions européennes via des participations directes dans des sociétés françaises cotées et via des fonds communs de placement investis en actions européennes. Compte tenu de la valorisation de ce portefeuille et en prenant en considération les dettes et créances correspondant aux soultes libératoires à payer et à recevoir du CEA, la valeur nette disponible des actifs financiers est estimée à 2 293 millions d'euros au 31 décembre 2004.

En raison du risque de volatilité inhérent aux marchés des capitaux, la valeur de ce portefeuille d'actifs pourrait diminuer et/ou offrir un rendement inférieur à celui nécessaire pour assurer à terme la couverture des charges liées aux obligations de fin de cycle. Le Groupe aurait alors besoin de recourir à d'autres ressources financières pour couvrir lesdites obligations, ce qui pourrait alors avoir un impact négatif significatif sur sa situation financière et ses résultats.

La variation de la valeur du portefeuille induite par la variation des marchés actions et / ou des taux s'établit de la façon suivante :

	Impact des variations du marché actions et des taux sur la valeur du portefeuille	Valeur de marché du portefeuille (hors impôts sur plus-values latentes)
Hypothèse basse		
- 10 % sur actions	- 180 M€	
+ 100 bp/taux	- 10 M€	
	-190 M€	**2 208 M€**
Cas de référence (31/12/04)	**2 398 M€**	
Hypothèse haute		
+ 10 % sur actions	+ 180 M€	
- 100 bp/taux	+10 M€	
	+190 M€	**2 588 M€**

Au 31 décembre 2004, le montant des provisions pour charges liées aux obligations de fin de cycle s'élève, pour la part Groupe et en valeur actualisée au taux d'actualisation retenu (3 % net d'inflation – cf. section 5.1.9), à 2 317 millions d'euros. Ce montant est à comparer à la valeur nette disponible des actifs estimée à 2 293 millions d'euros au 31 décembre 2004. En cas d'augmentation de la valeur actualisée des charges liées aux obligations de fin de cycle (en particulier dans l'hypothèse d'une modification à la baisse du taux d'actualisation), le Groupe serait amené à enregistrer des provisions supplémentaires, ce qui pourrait alors avoir un impact négatif sur ses résultats et sa situation financière.

Une partie des activités du Groupe demeure sensible aux décisions politiques prises par certains pays, notamment en matière énergétique.

Le risque de révision de la politique énergétique de certains Etats, notamment sous l'influence de groupes de pression ou à la suite d'évènements donnant au sein de l'opinion publique une image négative du nucléaire (incidents ou accidents, violations des règles de non-prolifération), ne peut être exclu et pourrait avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe. A titre d'exemple, l'Allemagne et la Belgique ont toutes deux adopté, respectivement en 2002 et en 2003, une loi de désengagement progressif de la production nucléaire. La loi belge prévoit la fin de la production d'électricité d'origine nucléaire pour 2025 tandis qu'en Allemagne, sur la base d'une durée de vie moyenne des réacteurs de 32 ans, la production d'électricité d'origine nucléaire cesserait en 2020. Si d'autres Etats venaient à adopter une législation similaire, cette situation pourrait avoir, à long terme, un impact négatif significatif sur les activités du Groupe.

Le Groupe exerce également des activités dans des pays, notamment la France, où une décision politique pourrait retarder, ou du moins avoir une influence négative sur certains de ses projets, en particulier au regard des programmes militaires. Au Canada, par exemple, le Groupe doit faire face à une opposition politique en ce qui concerne les permis et licences nécessaires au bon déroulement de ses projets miniers. L'un ou l'autre de ces événements pourraient avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe.

La construction de l'EPR en Finlande constitue un projet essentiel pour le Groupe et d'éventuelles difficultés rencontrées dans sa réalisation pourraient avoir un impact négatif sur les perspectives de développement de ce type de réacteur.

Le Groupe a signé avec TVO en décembre 2003 le premier contrat au monde pour la construction d'un réacteur de troisième génération de type EPR. D'éventuelles difficultés rencontrées par le Groupe dans la mise en œuvre de ce projet, qui constitue une tête de série, pourraient limiter les perspectives de développement de ce type de réacteur et avoir un impact négatif significatif sur l'activité et la situation financière du Groupe.

Les concessions relatives aux activités minières du Groupe sont exposées à un risque de non-renouvellement ou de remise en cause.

Les activités minières sont réalisées dans le cadre de concessions accordées ou de partenariats qui sont soumis à des régimes juridiques différents selon les pays concernés. Au Niger et au Canada, par exemple, la durée moyenne d'une concession est de l'ordre de 20 ans. Malgré la durée relativement longue de ces contrats ou de ces concessions, les activités du Groupe sont exposées à un risque de non-renouvellement ou de remise en cause, ce qui pourrait avoir un impact négatif significatif sur les activités et la situation financière du Groupe.

Les réserves d'uranium indiquées par le Groupe ne constituent que des estimations et il ne peut être certifié que l'exploitation des mines donnera un résultat correspondant aux prévisions.

Les réserves et ressources d'uranium du Groupe ne sont que des estimations réalisées par le Groupe sur la base d'hypothèses géologiques et économiques. Le Groupe pourrait être amené à modifier ses estimations en cas de changement des méthodes d'évaluations et des hypothèses géologiques et/ou en cas de modification des conditions économiques (voir la section 4.4.1.4.).

Il ne peut être garanti que les quantités d'uranium prévues seront produites et que le Groupe recevra le prix prévu pour ces minerais. Il ne peut être assuré que d'autres ressources seront disponibles. De plus, les fluctuations du prix de l'uranium, la hausse des coûts de production, la baisse des taux d'extraction et le rendement des usines peuvent avoir un impact sur la rentabilité des réserves et exiger des ajustements desdites réserves.

L'accès du Groupe à la technologie d'enrichissement par centrifugation gazeuse est conditionné par la signature et la ratification d'un traité quadripartite intergouvernemental modifiant le traité d'Almelo.

Le 24 novembre 2003, le Groupe a signé avec Urenco et ses actionnaires un accord lui permettant d'acquérir le contrôle conjoint de la société ETC disposant de la technologie de l'enrichissement d'uranium par centrifugation et parallèlement d'accéder à l'utilisation de cette même technologie, celle-ci étant utilisée par Urenco depuis plusieurs années. Cette technologie devrait permettre au Groupe de construire une nouvelle usine d'enrichissement d'uranium (Georges-Besse II) pour remplacer son installation existante (Georges-Besse) faisant appel au procédé de diffusion gazeuse, technologie plus coûteuse en cas d'un remplacement à neuf. Cette dernière usine, mise en service en 1979, est totalement amortie et serait alors arrêtée vers 2012, puis démantelée.

L'entrée en vigueur de l'accord conclu en novembre 2003 entre le Groupe, Urenco et ses actionnaires, est suspendue à la réalisation de deux conditions préalables, à savoir (i) l'entrée en vigueur (signature et ratification), au plus tard le 31 décembre 2005, d'un traité quadripartite intergouvernemental entre la France, l'Allemagne, le Royaume-Uni et les Pays-Bas ayant pour objet la modification du traité d'Almelo afin de permettre la prise

de participation d'AREVA dans le capital d'ETC en qualité de fournisseur de technologie et d'équipements sensibles et (ii) l'autorisation formelle du Comité devant être institué par le traité précité pour que cet accord puisse être mis en œuvre. Une telle procédure de signature et de ratification est par nature complexe. Si ces conditions suspensives ne sont pas levées ou si ces accords n'étaient pas pleinement exécutés, le Groupe devrait alors trouver d'autres moyens pour remplacer la technologie de diffusion gazeuse qu'il utilise actuellement. Or, le Groupe n'a pas l'assurance d'y parvenir à des conditions financières équivalentes ou satisfaisantes.

Le Groupe s'est engagé à procéder à un investissement significatif pour accéder à la technologie d'enrichissement de l'uranium par centrifugation en vue de la construction de sa future usine d'enrichissement, mais il ne peut garantir que cet investissement aura la profitabilité escomptée, notamment en cas de retard dans sa mise en œuvre.

Le coût d'acquisition de cette technologie et de la construction de l'usine Georges-Besse II qui devrait être pleinement opérationnelle vers 2017 - 2018 devrait être de l'ordre de 3 milliards d'euros pour une capacité de production de 7,5 MUTS. Le Groupe ne peut pas garantir que le produit de l'activité de la nouvelle usine lui permettra de couvrir ses charges d'exploitation et d'amortissement ou d'obtenir le retour sur investissements escompté, notamment en cas de modification de la situation concurrentielle sur le marché de l'enrichissement (en particulier en raison de l'évolution de l'application de la déclaration de Corfou par l'agence d'approvisionnement d'Euratom - cf. section 4.4.3.4.).

Bien que la technologie à laquelle le Groupe accéderait soit déjà opérationnelle, l'investissement envisagé est soumis à des aléas et le Groupe ne peut garantir que l'usine Georges-Besse II sera opérationnelle dans les délais prévus, ce qui pourrait avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe. Par ailleurs, si une telle technologie s'avérait obsolète ou si le Groupe en avait surestimé la valeur, la profitabilité escomptée pourrait ne pas être obtenue.

La fluctuation des cours de l'uranium et des services de conversion et d'enrichissement pourrait avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe.

Bien que le Groupe intervienne principalement comme prestataire de services pour la transformation de l'uranium, dont ses clients sont en règle générale "propriétaires", il demeure exposé au risque de variation des cours de l'uranium pour ses activités minières et des cours des services de conversion et d'enrichissement de l'uranium.

Historiquement, les cours de l'uranium et des services de conversion et d'enrichissement ont subi des fluctuations. Ils dépendent de facteurs qui ne relèvent pas du contrôle du Groupe, notamment la demande d'énergie nucléaire, les conditions économiques et politiques dans les pays producteurs et consommateurs d'uranium, tels que le Canada, les Etats-Unis, la Russie et d'autres républiques de la CEI ainsi que certains Etats d'Afrique et l'Australie, le traitement des matières nucléaires et du combustible usé, la vente des stocks excédentaires civils et militaires (incluant ceux issus du démantèlement des armes nucléaires).

Si les différents cours (uranium naturel, conversion et enrichissement) baissent et restent en dessous des coûts de production sur une période prolongée, cette baisse pourrait avoir un impact négatif sur les activités minières et de transformation de l'uranium (conversion et enrichissement) du Groupe.

Les contraintes juridiques particulières portant sur certaines activités du Groupe pourraient avoir un impact négatif significatif sur sa situation financière.

Certaines activités du Groupe sont soumises à des contraintes particulières de confidentialité, voire de secret (programmes militaires concernant notamment la Business Unit Technicatome ou programmes de recherches intéressant la Défense), qui pourraient limiter ou empêcher le transfert d'informations à des personnes n'étant pas soumises aux mêmes contraintes. Ces contraintes pourraient limiter, voire empêcher la croissance de ces activités. Certaines activités, notamment celles exercées par Eurodif, sont par ailleurs soumises à des dispositions fiscales particulières dont la remise en cause pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe.

4.14.3.2. Risques liés au Pôle Transmission & Distribution

L'intégration du Pôle Transmission & Distribution au sein du Groupe engendre des coûts importants et la garantie relative à la conduite de l'activité du Pôle avant son acquisition par le Groupe est limitée.

Le 9 janvier 2004, le Groupe a finalisé l'accord définitif d'acquisition de la division Transmission & Distribution d'électricité d'Alstom pour un montant définitif après expertise de 913 millions d'euros majoré de 140 millions d'euros de trésorerie. Cette division a été consolidée par intégration globale au titre de l'exercice 2004 et représente plus de 3 milliards d'euros de chiffre d'affaires, soit approximativement 29 % du chiffre d'affaires consolidé du Groupe. A la suite de cette acquisition, le Groupe a lancé mi-2004 un plan d'optimisation de T&D sur trois ans (voir section 4.7.). Au titre de l'exercice 2004, 142 millions d'euros de charges de restructuration ont été enregistrées pour ce plan.

Le processus d'optimisation de T&D nécessitera encore, au cours des années à venir, l'emploi d'importantes ressources financières. Les difficultés éventuelles du Groupe dans l'optimisation du Pôle T&D pourraient avoir un impact négatif significatif sur l'activité ou la situation financière du Groupe.

En outre, le processus de transfert des activités de T&D au Pakistan n'est pas encore complètement réalisé, en raison notamment de la présence d'intérêts minoritaires (le prix de cession faisant l'objet d'un séquestre). L'absence de transfert de cette activité pourrait avoir un impact négatif sur le développement de T&D dans ces régions.

Aux termes du contrat d'acquisition de la division Transmission & Distribution d'électricité d'Alstom en date du 25 septembre 2003, AREVA bénéficie de garanties couvrant certains risques trouvant leur origine avant la date de l'acquisition de cette activité par le Groupe, dont certaines sont limitées dans leurs montant et durée. Outre des garanties consenties sur les risques pour le Groupe liés à des vices susceptibles d'affecter certains produits ou à l'exécution de certains contrats, Alstom a notamment consenti (i) une garantie de passif, plafonnée à 175 millions d'euros et dont le seuil de déclenchement est de 19 millions d'euros, contre les conséquences dommageables d'une inexactitude de l'une quelconque de ses déclarations ainsi que contre certains préjudices et insuffisances d'actifs, (ii) des garanties en matière de litiges (voir section 4.14.4.) (iii) une garantie en matière d'environnement expirant en 2014, plafonnée à 250 millions d'euros et intégrant une franchise de 12 millions d'euros, pour laquelle AREVA procède actuellement à une évaluation environnementale des sites du Pôle T&D, (iv) une garantie illimitée couvrant les risques liés à l'exposition des salariés à l'amiante expirant en 2024. Il ne peut être exclu que les montants des passifs devant être supportés par AREVA soient supérieurs aux plafonds de garantie précités, qu'AREVA ne soit pas indemnisé de ses préjudices en particulier dans le cas où ils seraient contestés efficacement par Alstom ou encore qu'AREVA rencontre des difficultés dans l'exécution éventuelle de ces garanties de passif consenties par Alstom, ce qui pourrait entraîner des coûts supplémentaires significatifs pour le Groupe, susceptibles d'avoir un impact négatif significatif sur sa situation financière.

4.14.3.3. Risques liés au Pôle Connectique

Les activités et les résultats financiers de l'activité Connectique dépendent principalement des secteurs des télécommunications et de l'automobile.

L'activité Connectique dépend fortement des secteurs des télécommunications et de l'automobile qui représentent respectivement 41 % et 43 % du chiffre d'affaires du Pôle **Connectique** en 2004.

La situation économique de ces secteurs pourrait avoir un impact négatif significatif sur la vente des connecteurs et, par conséquent, sur la situation financière du Groupe.

La rapide évolution caractérisant l'industrie de l'électronique rend le Groupe dépendant pour sa croissance du succès dans ce secteur de ses innovations technologiques.

L'activité Connectique dépend fortement de la capacité du Groupe à anticiper les tendances technologiques et à développer et mettre sur le marché des produits répondant aux besoins dans un environnement où les cycles de vie sont de plus en plus courts.

Bien que le Pôle **Connectique** développe continuellement de nouveaux produits pour anticiper les attentes du marché, il est possible que ces produits ne correspondent plus aux exigences de ses clients, ce qui aurait un impact négatif significatif sur l'activité et la situation financière du Groupe.

La défaillance d'un connecteur expose le Groupe au risque d'un rappel des produits livrés, notamment dans le secteur automobile.

La défaillance d'un connecteur pourrait entraîner un rappel des produits livrés, la réalisation d'un tel risque pouvant alors avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe.

4.14.3.4. Risques relatifs au Groupe

La perte de l'un des principaux clients du Groupe, une baisse de leurs achats ou une dégradation des conditions contractuelles pourraient avoir un impact négatif significatif sur sa situation financière.

Le Groupe dépend d'un client principal, EDF, qui représente moins de 20 % de son chiffre d'affaires consolidé.

Avec EDF, les dix clients les plus importants représentent de l'ordre de 37 % du chiffre d'affaires consolidé du Groupe en 2004 et les cinq clients les plus importants en représentent environ 30 %. La perte par le Groupe de l'un de ces clients et la diminution corrélative des ventes pourraient avoir une influence défavorable sur ses activités et sa situation financière.

Pour le Pôle **Aval**, le contrat en cours avec EDF expire en 2007 et, si le principe d'un renouvellement de contrat jusqu'en 2015 est retenu, les conditions commerciales de ce renouvellement sont encore en cours de négociation et pourraient se révéler moins favorables que les conditions actuellement applicables. Les autres contrats devant être négociés dans les années à venir pourraient se révéler moins favorables que ceux actuellement en cours d'exécution. Depuis 2002, EDF a ouvert progressivement ses achats, en particulier de combustible

nucléaire, à d'autres acteurs du marché avec lesquels il a déjà conclu des contrats. Ces évolutions pourraient rendre nécessaire une adaptation de l'outil industriel du Groupe, compte tenu du poids que représente EDF, et avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe.

La déréglementation du marché de l'électricité ainsi que la concurrence d'autres sources d'énergie pourraient jouer en défaveur de l'électricité d'origine nucléaire et conduire à une baisse corrélative de la demande pour les produits et services du Groupe.

Les activités du Groupe pourraient être affectées par la dérégulation en cours du marché de l'électricité. Cette dérégulation est susceptible de provoquer une baisse du prix de l'électricité et des produits et services liés à la production, au transport et à la distribution d'électricité et/ou une baisse d'investissements dans le secteur nucléaire. Par ailleurs, l'énergie nucléaire est en concurrence avec d'autres sources d'énergie, notamment le pétrole, le gaz naturel, le charbon, l'hydroélectricité, l'éolien. Ces autres sources d'énergie pourraient devenir plus attractives et entraîner une baisse de la demande d'électricité d'origine nucléaire. La survenance de ces risques pourrait avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe.

Le Groupe fournit des produits et des services complexes nécessitant parfois l'octroi de garanties spécifiques ainsi qu'une intervention complémentaire de sa part susceptibles d'engendrer des coûts inattendus.

Le Groupe réalise des prestations de services, conçoit, fabrique et vend plusieurs produits d'une valeur unitaire significative qui sont utilisés dans le cadre de projets importants, notamment dans la conception et la fabrication de réacteurs nucléaires et d'équipements lourds, la réalisation de travaux d'extension de vie ou de maintenance de réacteurs, la conception et la fabrication d'équipements de transmission et de distribution d'électricité, en particulier les transformateurs. De façon occasionnelle, il est parfois nécessaire d'affiner les réglages, de modifier des produits alors que leur fabrication a commencé ou que les clients ont commencé à les utiliser ou bien d'adapter les prestations devant être réalisées. Ces réglages, ces modifications et ces services complémentaires sont susceptibles d'entraîner pour le Groupe une augmentation inattendue de ses coûts. Bien que le Groupe ait mis en place un système rigoureux de contrôle de gestion, de conformité et de qualité de ses produits et services, ces coûts supplémentaires pourraient avoir un impact négatif significatif sur les activités et la situation financière du Groupe.

Lorsque le Groupe vend certains produits (tels que les chaudières pour l'industrie nucléaire) ou conclut des contrats de prestations de services, il est parfois exigé par les clients de fournir des garanties, après-vente, et de prévoir des pénalités en cas de défaut d'exécution ou de retard. Ces engagements pourraient donc amener le Groupe, en cas de défauts de conception ou de réalisation de produits, à réaliser des travaux de reprise sur des produits livrés ou des prestations de services réalisées. Bien que les contrats du Groupe prévoient dans la majeure partie des cas des garanties, limitées quant à leur durée et à leur montant, et sans indemnisation des dommages indirects et immatériels, le Groupe peut être amené dans certains cas à consentir des garanties au-delà de ces limites, en raison notamment de la concurrence sur ses marchés. Les contrats conclus par le Groupe incluent parfois également des clauses permettant au client de résilier le contrat ou de refuser l'équipement si les clauses relatives à l'exécution ou aux délais de livraison ne sont pas respectées. Ainsi, des difficultés relatives aux produits et aux services fournis par le Groupe et causées par la présence de telles clauses pourraient avoir pour conséquence des coûts inattendus.

De telles difficultés rencontrées dans l'exécution des contrats, outre les conséquences financières négatives précitées, pourraient également affecter négativement la réputation du Groupe auprès de ses clients actuels ou potentiels, en particulier dans le secteur nucléaire, et avoir par conséquent un impact négatif significatif sur son activité.

La survenance d'une panne industrielle ou d'une interruption de travail au sein des unités industrielles du Groupe pourrait générer un retard ou une rupture de fourniture de ses produits ou de ses prestations de services.

Le Groupe exploitant des unités industrielles est exposé au risque de panne industrielle pouvant être responsable d'un retard ou d'une rupture de fourniture de produits ou de prestation de services. Les différentes usines du Groupe pour chaque activité donnée étant fortement intégrées et interdépendantes, une éventuelle panne ou arrêt de production dans une usine pourrait affecter l'ensemble du cycle de production du combustible nucléaire et être responsable d'une rupture de fourniture ou de prestation de services. Le Groupe a consenti, dans le cadre des contrats conclus avec ses clients, un certain nombre de garanties pouvant entraîner notamment la mise en jeu de pénalités de retard. Ces garanties pourraient être mises en œuvre en cas de survenance d'une panne industrielle ou d'une interruption de travail. Bien que le Groupe mette en œuvre les mesures permettant de limiter l'impact de pannes éventuelles et que ce risque soit couvert par une assurance de pertes

d'exploitation dans les conditions visées à la section 4.14.6.1., on ne peut écarter que la survenance d'un risque majeur ait un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe.

Le Groupe est amené à signer des contrats de longue durée qui pourraient, soit limiter la possibilité de bénéficier de certaines améliorations des conditions de marché, soit présenter une rentabilité effective inférieure à celle escomptée.

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est parfois amené à signer des contrats de longue durée dans lesquels l'évolution des prix ne se réfère pas à celle des cours de certaines matières premières ou services, mais à des clauses d'indexation générales. Ce type de contrat pourrait empêcher le Groupe de profiter de la hausse du prix de ces produits et services. Il s'agit notamment de certains contrats relatifs à la vente d'uranium naturel, ou à la fourniture de services de conversion ou d'enrichissement.

Par ailleurs, la rentabilité de contrats à long terme par lequel le Groupe s'engage sur des prestations déterminées pour un prix forfaitaire variant seulement en fonction d'indices généraux, est susceptible d'être affectée par certains facteurs ne pouvant pas être répercutés sur le client. Il s'agit notamment de l'augmentation inattendue de certains coûts, de la survenance de problèmes techniques, de la défaillance de sous-traitants ou encore d'une organisation défaillante du Groupe. L'exécution de contrats de ce type est donc susceptible d'entraîner une diminution de la rentabilité escomptée par le Groupe, voire une exploitation déficitaire, ce qui pourrait avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe.

Le Groupe est exposé au risque de non-paiement de ses produits et services.

Le Groupe est exposé au risque de défaillance de ses clients pour le paiement de ses produits et services. Lorsque les clients n'avancent pas au Groupe les fonds nécessaires pour couvrir ses dépenses pendant la phase de mise en œuvre des contrats, le Groupe est exposé au risque de voir ses clients se trouver dans l'incapacité d'accepter la livraison, ou bien au risque de défaut de paiement lors de la livraison. En ce cas le Groupe serait exposé à ne pas pouvoir recouvrer les dépenses engagées dans le projet et à être incapable par conséquent de réaliser les marges opérationnelles prévues lors de la conclusion du contrat.

Le Groupe contrôle ce risque en s'assurant de la solvabilité de ses clients et en exigeant un prépaiement ou d'autres formes de paiements sécurisés de la part des clients dont le risque crédit atteint un certain niveau. Bien que le Groupe cherche à contrôler son exposition au risque de crédit, il ne peut être assuré que tous les risques puissent être écartés.

Le Groupe ne peut assurer que ses alliances stratégiques, ses opérations de restructuration, de fusion et d'acquisition et d'intégration seront effectuées dans les conditions initialement prévues ou que ces opérations généreront les synergies et les réductions de coûts anticipées.

Le Groupe a été ou est impliqué dans diverses acquisitions, des alliances stratégiques et des sociétés communes. Bien que le Groupe estime que ces acquisitions, ces alliances stratégiques et ces sociétés communes renforcent ou renforceront sa position, de telles opérations comportent par nature certains risques liés notamment à une surestimation du prix d'acquisition, à des garanties d'actif et de passif insuffisantes, à une sous-estimation des coûts de gestion et d'autres coûts, à un désaccord avec ses partenaires (au sein notamment de joint-ventures), aux éventuelles difficultés dues à l'intégration des personnels, activités, technologies, produits, à la non-réalisation des objectifs initialement assignés ou bien encore à une contestation par des tiers de ces alliances stratégiques ou de ces opérations de fusion et acquisition aux motifs qu'ils pourraient être de nature à affecter leur position sur leur marché (voir la section 4.14.4.2. sur la préoccupation formulée par Alstom).

L'occurrence de tels événements pourrait avoir un impact négatif sur les activités et la situation financière du Groupe.

Par ailleurs, la présence d'actionnaires minoritaires au capital de certaines filiales d'AREVA, comme par exemple dans Framatome-ANP, dans Eurodif ou dans Technicatome (voir section 3.7.2.) peut être de nature à restreindre le pouvoir décisionnaire du Groupe.

Le Groupe déploie ses différentes activités sur des marchés internationaux dont le caractère hautement concurrentiel pourrait affecter sa situation financière.

Les produits et les services du Groupe sont vendus sur des marchés mondiaux qui sont hautement concurrentiels en termes de prix, de conditions financières, de qualité des produits et des services et de capacité d'innovation. Le Groupe doit faire face pour certaines de ses activités dans son métier Énergie à de puissants concurrents d'une taille supérieure à la sienne ou disposant de ressources plus importantes. De plus, dans le cadre des activités du Groupe, ses concurrents peuvent être amenés à prendre des décisions influencées par des considérations autres que la rentabilité ou profiter de financements à des conditions avantageuses, de telles situations étant susceptibles d'avoir des conséquences négatives sur l'activité ou les résultats du Groupe.

Le Groupe doit également faire face à une importante concurrence dans ses activités de connectique où de nouveaux produits doivent être développés et introduits rapidement afin de s'approprier des secteurs d'activités disponibles. La position concurrentielle du Groupe dans le marché des connecteurs dépend d'une manière significative de sa capacité à s'adapter aux changements et de réduire ses coûts de fabrication des produits de haute qualité, qu'ils soient nouveaux ou existants.

La baisse de l'offre de certains composants stratégiques ou bien une hausse du coût de l'électricité pourrait avoir un impact négatif sur les coûts de production du Groupe.

Dans le nucléaire, certaines activités du Groupe comme la conversion de l'uranium, l'enrichissement, ou la fabrication de combustibles requièrent des approvisionnements spécifiques importants en matières premières ou produits semi-finis (produits de base, minerai de zircon). Certaines activités réclament également d'importantes quantités d'électricité (enrichissement). Cette électricité est fournie dans une proportion significative par le plus important client du Groupe, à savoir EDF, dont le contrat de fourniture d'électricité pour l'activité d'enrichissement expire à fin 2005.

Les besoins importants d'AREVA T&D en matières premières, notamment en tôles magnétiques, sont tels que ce Pôle pourrait faire face à un problème d'insuffisance d'approvisionnement compte tenu du nombre limité de fournisseurs. Le Pôle T&D présente en outre une sensibilité aux évolutions des prix des matières premières utilisées, ce qui pourrait, en cas d'augmentation importante, avoir un impact négatif significatif sur sa situation financière.

Bien que le Pôle Connectique, consommateur de cuivre et d'or, bénéficie, de par la nature de ses marchés, de sources d'approvisionnement fiables, le Groupe est exposé aux éventuelles fluctuations de cours. De plus, certains approvisionnements peuvent être fragilisés par des situations de quasi-monopole de la part de fabricants de produits semi-finis entrant dans la fabrication des composants.

Pour toutes ces activités, une pénurie de matières premières ou de produits semi-finis pourrait se traduire par un ralentissement, voire dans certains cas particuliers un arrêt de la production, ce qui aurait un impact négatif significatif sur lesdites activités et la situation financière du Groupe.

Les risques politiques propres à certains pays dans lesquels le Groupe exerce ses activités pourraient affecter son activité et sa situation financière.

AREVA est un groupe international dont les activités liées aux secteurs de l'énergie et de la connectique s'exercent dans un grand nombre de pays, y compris dans des pays marqués par des degrés d'instabilité politique divers. Par exemple, certaines activités minières du Groupe sont localisées dans des pays tels que le Niger et le Kazakhstan (pour l'uranium), ainsi qu'au Soudan et en Côte d'Ivoire (pour l'or), pays dans lesquels des changements politiques pourraient avoir une influence sur lesdites activités. L'instabilité politique peut générer des troubles civils, des expropriations, des nationalisations, des modifications de normes juridiques ou fiscales ou des restrictions monétaires, ou encore la renégociation ou la résiliation des contrats en cours, des baux et autorisations miniers ou de tout autre accord.

Ainsi, en 2003, les activités minières en Côte d'Ivoire ont été suspendues en raison des troubles civils affectant ce pays.

Les risques de catastrophes naturelles propres à certaines régions dans lesquels le Groupe exerce ses activités pourraient affecter son activité et sa situation financière.

L'implantation géographique de certains sites de production du Groupe dans des zones exposées à des événements naturels, tels que les séismes ou les inondations, pourrait fragiliser la capacité de production du Groupe et avoir un impact négatif significatif sur son activité et sa situation financière.

Ainsi, par exemple, certains sites de production du Pôle T&D sont implantés en Turquie, dans des zones où la survenance de séismes ne peut être exclue.

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 (voir le rapport social au chapitre 5 et la prévention et gestion des risques nucléaires à la section 4.14.2.3.), 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 dans certains pays, dont les Etats-Unis.

Ainsi le Groupe connaît à ce jour en France un nombre limité de déclarations de maladies professionnelles en matière

d'exposition à l'amiante. En outre, le Groupe fait actuellement l'objet de 16 procédures en France en reconnaissance de faute inexcusable de l'employeur liées à une telle exposition. Le Groupe fait par ailleurs l'objet en France de trois recours pour faute inexcusable de l'employeur en relation avec l'exposition aux rayonnements ionisants.

La nature des activités du Groupe peut entraîner une variabilité significative de son chiffre d'affaires d'une période par rapport à une autre.

La nature des activités du Groupe, notamment celles de son métier énergie (en raison de l'irrégularité des commandes) peut entraîner une répartition irrégulière de son chiffre d'affaires tout au long de l'année, voire d'une année sur l'autre. Bien que le Groupe dispose pour son métier énergie de plusieurs années de chiffre d'affaires dans son carnet de commandes, cette spécificité des activités du Groupe peut rendre difficile et pas nécessairement pertinente une comparaison d'une période par rapport à une autre.

L'Etat français détient directement et indirectement la majorité du capital et des droits de vote d'AREVA : il a le pouvoir d'en contrôler la stratégie et de prendre la plupart des décisions aux assemblées générales, comme tout actionnaire majoritaire.

L'Etat français détient, directement et indirectement, environ 94 % des titres émis par AREVA et 98 % des droits de vote.

L'Etat a le pouvoir de prendre l'essentiel des décisions relevant des assemblées d'actionnaires du Groupe, dont celles relatives à la nomination des membres du Conseil de Surveillance et celles relatives à la distribution du dividende, comme tout actionnaire majoritaire (voir également la section 3.1.2. relative au décret constitutif d'AREVA).

4.14.4. Litiges et procédures judiciaires

4.14.4.1. Litiges fiscaux

Le groupe AREVA a fait l'objet, au cours des exercices 2003 et 2004, d'un contrôle fiscal portant sur les résultats déclarés au titre du bénéfice fiscal consolidé en 2000 et 2001. Le contrôle est maintenant terminé et ses conséquences financières définitives intégrées dans les comptes.

4.14.4.2. Autres litiges

Le Groupe est partie prenante dans un certain nombre de litiges susceptibles d'avoir un impact négatif significatif sur ses activités et sa situation financière. Voir la note 30 de l'annexe des comptes consolidés.

Dans le cours normal de ses affaires, le Groupe fait face à un certain nombre de litiges, que l'on peut classer en trois catégories principales : (i) des contestations d'autorisations administratives d'exercer ses activités, généralement par des opposants au nucléaire, ou des demandes liées à des dommages environnementaux (ii) des allégations de pratiques anti-concurrentielles et (iii) des actions en responsabilité civile du fait de la défaillance alléguée de certains équipements ou produits. Le Groupe peut être amené, à la suite de décisions de justice, à payer des sommes au titre d'amendes ou de dommages et intérêts, ou à conclure des transactions, susceptibles d'avoir un effet négatif significatif sur ses activités et sa situation financière. Ces litiges sont également susceptibles de faire encourir au Groupe des dépenses conséquentes liées à la conduite de ces procédures. En outre, les litiges initiés par les opposants aux activités nucléaires peuvent, par leur retentissement médiatique, affecter l'image du Groupe et avoir un impact qui va au-delà de leurs enjeux financiers souvent limités.

Les charges qui peuvent résulter de ces litiges ou procédures font l'objet d'un provisionnement approprié au terme d'une analyse litige par litige. Au 31 décembre 2004, le montant des provisions pour litiges s'élève à 27 millions d'euros, étant précisé que certains sujets évoqués dans la présente section ne faisant pas encore l'objet d'une procédure contentieuse, notamment l'affaire ISF2, sont provisionnés au titre de provisions prévues dans le cadre de l'exécution des contrats (voir la note 22 de l'annexe des comptes consolidés).

Par ailleurs, certains litiges concernent des dommages qui font l'objet d'une couverture par les polices d'assurance souscrites par le Groupe ou d'une autre forme de garanties.

A la connaissance du Groupe, il n'existe pas de litiges, arbitrages ou faits exceptionnels susceptibles d'avoir ou ayant eu dans un passé récent un impact négatif significatif sur sa situation financière et sur ses activités, à l'exception de ceux figurant ci-dessous :

USEC (litige concernant COGEMA)

A la suite des plaintes déposées en décembre 2000 par USEC, concurrent américain du Groupe dans le secteur de l'enrichissement de l'uranium, à l'encontre des enrichisseurs européens Urenco et Eurodif, le département du Commerce américain (US Department of Commerce - DOC) a imposé des droits compensateurs provisoires, pour "dumping" et "subvention", applicables à partir de mi-2001, aux importations européennes aux Etats-Unis de l'uranium enrichi. L'imposition de ces droits provisoires a donné lieu à des dépôts de garantie auprès des douanes américaines, qui s'élevaient au 31 décembre 2004, à 162 millions de dollars américains pour Eurodif.

Urenco et Eurodif ont contesté ces sanctions dans le cadre d'une procédure administrative devant le DOC et d'une procédure judiciaire devant la Cour américaine pour le Commerce International (Court of International Trade - CIT).

Dans le cadre de la procédure administrative, Eurodif a demandé au DOC une révision des droits compensateurs provisoires versés en 2001, 2002 et 2003. La décision administrative sur la révision de ces droits a été notifiée en juillet et décembre 2004 pour les années 2001 et 2002 et en février 2005 pour l'année 2003. Le niveau des droits compensateurs, après révision, a été réduit sensiblement par rapport aux montants des droits provisoires.

Dans le cadre de la procédure judiciaire, la US Court of Appeals for the Federal Circuit (CAFC) a rendu le 3 mars 2005 une décision au fond confortant l'analyse juridique d'Eurodif, selon laquelle l'enrichissement de l'uranium constituerait un service n'entrant, comme tel, dans le champ d'application de la loi "antidumping" qui ne concerne que les produits. Elle a également confirmé que les prestations de service rendues par Eurodif auprès d'EDF n'étaient pas soumises à la loi sur les "subventions", les conditions de rémunération des prestations de service de l'enrichissement de l'uranium par une entité gouvernementale étrangère ne pouvant pas constituer une subvention. La décision de la CAFC devrait mettre fin aux mesures de protection "antidumping" et "subventions" mises en place par le DOC et aux procédures en cours. La décision de la CAFC peut faire l'objet de diverses procédures d'appel. Si les éventuelles contestations de cette décision sont rejetées, les dépôts de garantie versés par Eurodif devront lui être remboursés.

ISF2 (affaire concernant Framatome-ANP)

Le contrat ISF2 porte sur la conception et la construction d'une installation de conditionnement et de stockage à sec d'assemblages combustibles usés ("Interim Storage Facility n° 2" ou "ISF2") issus de l'exploitation des réacteurs 1, 2 et 3 de la centrale nucléaire de Tchernobyl (environ 22 000 assemblages aujourd'hui entreposés sur le site). Le contrat a été conclu le 7 juillet 1999 entre un "Prestataire", constitué par un groupement de sociétés dont Framatome-ANP est le chef de file,et un "maître d'œuvre" (le "State Special Enterprise Tchernobyl (Ukraine)"), assisté d'un maître d'œuvre délégué (le "Project Management Unit" ou "PMU").

Le contrat est entièrement financé par les pays donateurs (G8) au travers de la Banque européenne de reconstruction et de développement (BERD), un traité ayant été conclu à cet effet avec l'Etat ukrainien.

Ce contrat n'est pas lié à l'accident grave qui s'est produit sur ce site en 1986 sur le réacteur 4.

Le problème majeur de ce contrat est la notification tardive de l'inexactitude et du manque de fiabilité des données techniques initiales transmises par le maître d'œuvre. En conséquence, de profondes modifications de la conception de l'installation, objet du contrat ISF2, sont nécessaires alors que les travaux de génie civil sont quasiment achevés.

Framatome-ANP devrait former une demande de paiement complémentaire afin de financer les surcoûts significatifs et une extension de délai en fondant ses réclamations sur les considérations précitées. Outre cette demande, le Groupe a provisionné une somme importante afin de faire face à ses obligations contractuelles.

A ce stade, aucune procédure contentieuse n'a été engagée, les discussions techniques sur les modifications à apporter à l'installation étant toujours en cours. Un Memorandum of Understanding a été conclu le 17 juillet 2004 entre le prestataire, le maître d'œuvre et le PMU, montrant la volonté des parties de coopérer. En tout état de cause, la finalisation d'un avenant est nécessaire pour mener à son terme ce contrat. La finalisation de cet avenant est complexe car elle implique non seulement les parties au contrat mais également, les pays donateurs finançant le projet au travers de la BERD, les Autorités de sûreté ukrainiennes et le PMU.

Contestations d'autorisations administratives

Un certain nombre d'autorisations administratives délivrées au Groupe pour l'exercice de ses activités font l'objet de contestations par des tiers. Il s'agit de litiges habituels liés aux spécificités des activités du Groupe. Le Groupe estime disposer dans les affaires citées ci-après de moyens de défense sérieux, même si tout risque d'annulation ne peut être exclu.

1) Autorisations concernant les activités du site de La Hague

- **COGEMA c / Greenpeace France, Crilan et Réseau Sortir du nucléaire** – Recours en annulation contre les décrets du 10 janvier 2003 portant modification des installations de La Hague (STE3, UP2-800 et UP3-A) – Le recours dirigé contre le décret autorisant la modification de l'INB STE3 a été rejeté par le Conseil d'Etat par une décision du 28 juillet 2004, et les autres décisions n'ont pas encore été rendues.

- **COGEMA c / Greenpeace France, Crilan et Réseau Sortir du nucléaire –** Recours en annulation contre l'arrêté interministériel du 10 janvier 2003 modifiant les limites de rejets du site de La Hague. La procédure est en cours devant le tribunal administratif de Caen.

- **COGEMA c / Greenpeace – Affaire Ansto –** Action civile au fond de Greenpeace tendant à l'interdiction du traitement à La Hague du combustible usé MTR provenant du réacteur de recherche australien. L'association Greenpeace, qui a interjeté appel, a été déboutée en première instance devant le tribunal de grande instance de Cherbourg.

2) Autres autorisations

- **Mine de McClean au Canada –** Le 23 septembre 2002, faisant suite à une plainte de l'association Inter-Church Uranium Committee Educational Cooperative (ICUCEC), la Cour fédérale du Canada a prononcé en première instance l'annulation du permis d'exploitation délivré à l'usine de McClean. Sur appel de COGEMA Inc., la Cour fédérale d'appel du Canada a annulé la décision rendue en première instance. La demande d'appel de l'ICUCEC devant la Cour suprême du Canada a été rejetée par une décision de cette dernière en date du 24 mars 2005.

Litiges en matière d'environnement

- **COGEMA / Association Sources et Rivières du Limousin et association France nature environnement**
  Deux associations ont porté plainte pour abandon de déchets et atteinte à ma vie piscicole à proximité des sites miniers de Bessines (Division minière de la Crouzille). L'audience devant le tribunal correctionnel de Limoges est prévue à la fin du premier semestre 2005.

- **Comurhex c / Prud'homie de Bages Port La Nouvelle et autres –** Une association de pêcheurs demande réparation à Comurhex d'un préjudice économique lié à la diminution des ressources halieutiques de l'étang de Bages en raison d'une dégradation de l'étang par apports de nitrates.

- **Horn Rapids / Yakama Indian Nation –** Deux agences fédérales des Etats-Unis font l'objet d'une plainte par la Yakama Indian Nation pour, entre autres demandes, pollution d'une nappe phréatique par du trichloroéthane dans l'Etat de Washington, une région dans laquelle Framatome-ANP exploite le site de Richland. Si une pollution s'est réellement produite, il s'agit d'une pollution ponctuelle ne présentant pas de risque majeur pour l'environnement, étant précisé que la concentration du produit a déjà atteint un niveau conforme à la réglementation sur l'eau potable.

Litiges concernant AREVA T&D

Un certain nombre de précontentieux ou litiges dans lesquels la division T&D d'Alstom était impliquée au moment de son acquisition par le Groupe font l'objet d'une garantie spécifique octroyée par Alstom au bénéfice d'AREVA dans le cadre du contrat d'acquisition de la branche T&D d'Alstom (le "Contrat d'acquisition"). Alstom a accepté de garantir totalement ou partiellement AREVA contre les conséquences financières nettes (tenant compte des provisions, des indemnités d'assurance et de l'impact fiscal) éventuelles de l'ensemble des trent-cinq litiges énumérés dans le Contrat d'acquisition (voir section 4.14.3.2.).

Par ailleurs, d'autres précontentieux, risques d'amendes ou litiges sont apparus après la signature du Contrat d'acquisition et ont donné lieu à des notifications par AREVA à Alstom dans le cadre du Contrat d'acquisition. Les préjudices qui en découleraient devraient être couverts, selon AREVA, par la garantie de passif stipulée dans le Contrat d'acquisition (voir également la section 4.14.3.2. concernant les risques relatifs à cette garantie), aux termes de laquelle Alstom doit indemniser AREVA en cas de préjudice subi qui ne serait pas couvert par une assurance ou une provision constituée à cet effet.

Les principaux événements survenus à compter de la signature du Contrat d'acquisition, sont décrits ci-après.

Enquête de la Commission européenne sur des pratiques anticoncurrentielles sur le marché des "Gas Insulated Switchgears"

Des investigations ont été engagées par la Commission européenne en mai 2004 tendant à mettre en évidence des pratiques sur le marché des "Gas Insulated Switchgears" (équipements électriques utilisés comme des composants majeurs dans les sous-stations) qui pourraient relever de la réglementation relative à la prohibition des ententes.

La Commission n'a pas encore émis de "notification des griefs" à l'encontre d'AREVA. Il est toutefois possible que la Commission ouvre une procédure formelle. Si la Commission devait conclure au terme de la procédure qu'il y a eu des pratiques anti concurrentielles d'ententes, elle pourrait alors infliger une amende qui serait susceptible d'atteindre, en théorie, 10 % du chiffre d'affaires de l'entreprise considérée pour l'année précédant l'année de la décision. L'évaluation du montant de cette amende dépend de considérations juridiques complexes liées, notamment, au chiffre d'affaires retenu pour en déterminer l'assiette et à son imputation totale ou partielle au groupe AREVA. Cette enquête a généré des investigations de la part d'autres autorités de la concurrence en Hongrie, en Nouvelle-Zélande, en Australie, au Mexique et en Turquie, étant précisé que les investigations initiées par les autorités de la concurrence turques sont suspendues à la date du présent document de référence.

AREVA et Alstom collaborent, notamment dans le cadre des démarches auprès de la Commission, afin que ce dossier soit résolu dans les meilleures conditions. AREVA estime que les conséquences financières de ce litige devraient être couvertes dans le cadre de la garantie de passif par Alstom. Par ailleurs, même si le Groupe a pris les mesures qu'il estime nécessaires afin de s'assurer du respect du droit de la concurrence, il ne peut exclure que la Commission européenne procède à d'autres investigations sur les activités du Pôle **T&D**.

Sanction administrative prise à l'encontre de AREVA T&D SA de CV

AREVA T&D SA de CV, filiale mexicaine d'AREVA T&D, a fait l'objet d'une sanction d'interdiction de participer aux marchés publics au Mexique pendant deux ans sur la base d'allégations de pratiques anticoncurrentielles ayant leur origine dans des contrats signés il y a plusieurs années avec un exploitant public de centrales électriques. Ces contrats avaient donné lieu au versement de commissions à un consultant qui en aurait reversé une partie à des agents publics. AREVA, a obtenu la suspension de la décision. Malgré cette suspension, la prise de commandes publiques d'AREVA T&D SA de CV a été affectée par cette situation, même si son chiffre d'affaires 2004 a été supérieur à celui de 2003. Toutefois, la décision sur le fond dans cette affaire, intervenue le 12 mars 2005, a fait droit à la demande d'AREVA T&D SA de CV d'annulation de l'interdiction susvisée. Cette décision a fait l'objet d'un appel par le Ministère Public mexicain. Une éventuelle décision d'appel qui condamnerait AREVA T&D SA de CV à une interdiction de participer aux marchés publics au Mexique serait susceptible d'avoir un impact négatif significatif sur le développement d'AREVA T&D au Mexique.

Ling Ao

Sept transformateurs de puissance ont été livrés à l'électricien DMNC pour la centrale nucléaire de Ling Ao. La réception provisoire a été prononcée en août et en novembre 2002. A partir d'avril 2003, différentes anomalies ont été constatées sur les transformateurs. Des campagnes de vérifications et de réparations sont menées pour certaines sur le site même de Ling Ao, pour d'autres dans l'usine AREVA T&D de Shanghaï. Les différentes opérations prévues s'échelonneront tout au long de l'année 2005. L'évaluation du coût de ces réparations s'élève à un montant compris entre 4 et 11 millions d'euros en fonction du nombre de transformateurs qui pourraient se révéler défectueux. AREVA T&D est en train d'établir quelle serait la couverture d'assurance disponible dans ce cas.

Préoccupation formulée par ALSTOM

La société ALSTOM a exprimé au Groupe sa préoccupation quant à certaines conséquences qu'entraîneraient des dispositions particulières de l'alliance stratégique entre AREVA et Siemens au sein de Framatome-ANP qui seraient, selon elle, susceptibles de restreindre son accès au domaine des îlots conventionnels et à certaines parties du contrôle commande des centrales nucléaires. Le Groupe estime disposer d'arguments sérieux en réponse à cette préoccupation.

4.14.5. Risques de marché

Un logiciel unique gère l'ensemble de la chaîne des opérations de la Direction de la Trésorerie, depuis l'opération de la salle des marchés, son enregistrement, sa confirmation, jusqu'à sa comptabilisation. Toutes les opérations sont concernées : change, centralisation de trésorerie, prêts et emprunts internes, endettement bancaire et placements.

Risque de change : la volatilité des taux de change, notamment la parité euro/dollar, peut affecter sur le long terme les résultats du Groupe.

L'euro est la principale monnaie utilisée par le Groupe. Le chiffre d'affaires réalisé hors zone euro représente environ 43 % du chiffre d'affaires 2004. Le principal risque de change concerne la variation entre l'euro et le dollar. 17 % du chiffre d'affaires 2004 ont été réalisés dans la zone Amérique du Nord. Le Groupe est également sensible, en tant que producteur d'uranium au Canada, à la parité dollar canadien contre dollar américain dans lequel sont libellés les prix. La sensibilité aux autres monnaies (franc suisse, livre sterling, yen, devises du Sud-Est asiatique et du Moyen-Orient), notamment liée aux activités du Pôle T&D, est de second ordre.

La politique de change du Groupe vise à couvrir les risques de change transactionnels, qu'ils soient avérés ou incertains (dans les phases d'appels d'offres). Ces risques sont couverts par des instruments financiers dérivés ou par des contrats d'assurance spécifiques (voir la note 28 de l'annexe des comptes consolidés). Les risques bilantiels liés aux prêts et avances à une société du Groupe dans une devise différente de la devise de comptabilisation de la société prêteuse sont également couverts de façon à limiter l'impact sur le résultat net consolidé du Groupe.

La valeur de l'euro par rapport au dollar US s'est appréciée sur l'année 2004 de 10 % en moyenne par rapport à l'année 2003, et de près de 8 % en glissement sur les cours de fin d'année. L'impact de la variation des taux de change sur le résultat opérationnel du Groupe s'élève à plus de 25 millions d'euros en 2004 et s'élevait à 5 millions d'euros en 2003, soit respectivement de 4 % et moins de 2 % des résultats opérationnels de ces deux exercices. A moyen ou long terme, si le dollar américain se dépréciait encore, on ne peut exclure que les variations de change aient un effet négatif sur le résultat opérationnel et le résultat net du Groupe.

La gestion des couvertures du risque de change (ainsi que des matières premières cotées) est centralisée pour la plupart des sociétés du Groupe au niveau de la maison mère, ou effectuée en concertation avec la maison mère pour quelques sociétés opérant en leur nom propre en raison d'accords particuliers ou de contraintes réglementaires dans certains pays.

La politique du Groupe, approuvée par le Comité exécutif, est complétée par des procédures de mise en œuvre des opérations avec la salle des marchés du Groupe et des procédures de contrôle des expositions avec les contreparties bancaires. La Direction est informée hebdomadairement et mensuellement des positions et résultats.

L'effectif affecté à la gestion et au contrôle des couverture, de change, mais aussi à la gestion du risque de taux, à la gestion des actifs dédiés au démantèlement ainsi qu'à l'évaluation et au financement des passifs sociaux est de 31 personnes, qui sont rattachées à la Direction financière.

Perspectives sur les différents pôles du Groupe

- Pôle **Amont** : ce Pôle est globalement couvert par rapport aux risques de conversion du dollar américain, monnaie de référence des prix mondiaux de l'uranium naturel et des services de conversion et d'enrichissement d'uranium, pour les livraisons devant être effectuées dans les 12 à 18 mois à venir. Par ses productions d'uranium en zone dollar (Canada), le secteur minier de ce Pôle réduit naturellement son exposition, mais doit néanmoins couvrir les cours croisés dollar US/dollar canadien. La marge en dollar résultant des productions au Canada et vendues en dollar US ne fait pas l'objet de couvertures spécifiques au 31 décembre 2004.

- Pôle **Réacteurs et Services** : ce Pôle est globalement couvert contre le risque dollar américain. Dans les services et l'ingénierie, la plupart des facturations faites en dollars ont également une base de coûts en dollars. La marge résultante de ces contrats ne fait pas, en général, l'objet de couvertures spécifiques. Seules les ventes de composants lourds (générateurs de vapeur, couvercles de cuves) facturées en dollars américains, qui ont une base de coûts de production en euros, font généralement l'objet de couvertures par des contrats d'assurance spécifiques.

- Pôle **Aval** : ce Pôle est peu exposé aux risques de change puisque les principaux contrats étrangers hors de la zone euro sont facturés en euros.

- Pôle **T&D** : ce Pôle est exposé sur de multiples devises et des couvertures sont mises en place projet par projet.

- Pôle **Connectique** : en 2004, ce Pôle a fait l'objet de couvertures spécifiques au cas par cas.

	2004 : impact d'une variation du $ US de +/- 10 cents sur le résultat opérationnel du Groupe	
	Après gestion	
	+ 10 cents	- 10 cents
Pôles **Nucléaires**	+ 10 M€	- 10 M€
Pôle **T&D**	+ 1 M€	- 1 M€
Pôle **Connectique**	+ 2 M€	- 2 M€
Total Groupe	**+ 13 M€**	**- 13 M€**

Risque de taux : le Groupe est potentiellement exposé aux variations des taux sur ses emprunts et ses placements

Le Groupe utilise plusieurs types d'instruments financiers, en fonction des conditions de marché, pour contrôler la répartition de la dette à taux fixe et taux variable et la répartition des placements. Les instruments sont principalement des contrats de swaps pour la gestion de la dette et des placements de trésorerie, et des contrats à terme de futures de taux pour la gestion des placements de taux à moyen terme (voir la note 28 de l'annexe des comptes consolidés).

La gestion du risque de taux est entièrement centralisée au niveau de la maison mère qui détermine (hors cas particuliers ou contraintes réglementaires) les besoins ou excédents de trésorerie quotidiens des filiales et met en place les financements internes ou externes appropriés. La politique du Groupe, approuvée par le Comité exécutif, est complétée par des procédures de mise en œuvre des opérations par la salle des marchés du Groupe et des procédures de contrôle des risques (instruments, contreparties, crédit, positions). Les produits hors bilan sont réalisés au travers de conventions cadres "FBF" ou "ISDA" et font l'objet d'un suivi spécifique. La Direction est informée mensuellement des performances et résultats réalisés.

Le tableau suivant synthétise l'exposition du Groupe au risque de taux avant et après opérations de gestion hors bilan. Au total, le Groupe est peu exposé à une remontée des taux. Une remontée de 1 % des taux à long terme aurait pour impact une baisse de la valeur de marché du portefeuille de l'ordre de 2 millions d'euros. A contrario, si les taux à court terme étaient 1 % plus élevés, les produits financiers augmenteraient de l'ordre de 2 millions d'euros.

Echéancier des actifs et des dettes financières du Groupe au 31/12/2004*

(en millions d'euros)	< 1 an	>1 et < 5 ans	> 5 ans
Actifs financiers**	1 061	100	83
dont actifs à taux fixes	*3*	*100*	*83*
*dont actifs à taux variables****	*1 058*	*0*	*0*
(Dettes financières)	(262)	(434)	(247)
dont dettes à taux fixes	*(38)*	*(70)*	*(23)*
dont dettes à taux variables	*(224)*	*(364)*	*(224)*
Actif net avant gestion	**799**	**(334)**	**(164)**
part exposée aux taux fixes	*(35)*	*30*	*60*
part exposée aux taux variables	*834*	*(364)*	*(224)*
Opération de gestion Hors Bilan			
sur la dette via swap exposition à taux fixes	*110*	*0*	*0*
sur la dette via swap exposition à taux variables	*(110)*	*0*	*0*
sur les actifs via Futures exposition à taux fixes	*0*	*(33)*	*(34)*
Exposition après opération de gestion			
aux taux fixes	*(145)*	*3*	*26*
aux taux variables	*944*	*(364)*	*(224)*
Sensibilité indicative sur la part à taux fixes			
Impact sur le réultat financier d'une hausse de 1 % des taux	NS	NS	(2)

** Nominaux contre variable en euros*
*** Trésorerie et VMP hors actions*
**** Les échéances < 3 mois sont assimilées à du taux variable*

Risque sur actions : le Groupe détient des actions cotées pour un montant significatif et est exposé à la variation des marchés financiers.

Les actions cotées détenues par le groupe AREVA sont soumises à un risque de volatilité inhérent aux marchés financiers.

Elles sont réparties en quatre catégories :

- Titres mis en équivalence : ils concernent essentiellement STMicroelectronics et Eramet (voir la note 12 de l'annexe des comptes consolidés).
- Actions présentes au sein du portefeuille financier dédié aux opérations futures d'assainissement et de démantèlement (voir la note 13 de l'annexe des comptes consolidés).
- Autres immobilisations financières : il s'agit de la participation dans Sagem détenue à hauteur de 17,4 % de son capital par le Groupe (voir la note 13 de l'annexe des comptes consolidés).
- Actions cotées et autres valeurs mobilières de placement détenues au titre de la trésorerie. Le détail de ces valeurs se trouve dans la note 17 de l'annexe des comptes consolidés.

La sensibilité des actions cotées du Groupe aux variations des marchés financiers s'établit donc de la façon suivante :

(en millions d'euros)	Valeur marché 31/12/2004	Impact var.+/-10 %
Titres mis en équivalence		
STMicroelectronics	1425	+/- 143
Eramet	447	+/- 45
Titres immobilisés portefeuille financier démantèlement	1810	+/- 181
Actions françaises et FCP		
Actions européennes		
Autres immobilisations financières	483	+/- 48
Sagem		
Trésorerie et VMP	579	+/- 58
Total + SG+Alcatel+Assystem+Autres		

Le risque actions des titres mis en équivalence, des autres immobilisations financières ainsi que des actions classées en trésorerie ne fait pas l'objet de mesures spécifiques de protection contre la baisse des cours.

Le risque sur actions du portefeuille dédié au démantèlement fait partie intégrante de la gestion d'actifs qui, dans le cadre du choix d'allocation actions/obligations, utilise les actions pour apporter un supplément de rendement à long terme. La moitié de cette exposition est gérée par l'intermédiaire de plusieurs fonds communs de placement dédiés d'actions européennes dont la charte de gestion comprend un contrôle du risque de déviation par rapport à un indice.

Risque de liquidité :

Compte tenu du fait que le Groupe présente un endettement net négatif (voir les notes 17 et 23 de l'annexe des comptes consolidés), il n'est pas soumis au risque de liquidité à la date de publication du présent document.

Certains accords financiers du Groupe prévoient des covenants, qu'il ne pourrait plus satisfaire si sa situation financière évoluait défavorablement.

En règle générale les conditions de crédit accordées au Groupe sont indépendantes du fait qu'il est majoritairement contrôlé par l'Etat. Toutefois, il existe dans pratiquement toutes les lignes de crédit du Groupe une clause au terme de laquelle la filiale emprunteuse ou la société du Groupe garantissant l'emprunt (dans le cadre d'une ligne de crédit syndiquée) doit rester une filiale d'AREVA, cette dernière demeurant détenue à au moins 51 % par l'Etat français.

La capacité du Groupe à maintenir et à obtenir des financements dépend largement de ses performances financières. Comme

l'indique le tableau figurant à la note 23 de l'annexe aux comptes consolidés, certains des engagements financiers du groupe contiennent des covenants impliquant le respect de ratios financiers préétablis.

Un financement de 600 millions de dollars (441 millions d'euros) en faveur d'AREVA et de FCI, et non utilisé à ce jour, est en place jusqu'au 18 avril 2005 au plus tard. Dans le cadre de cette ligne de crédit, AREVA s'est engagée à respecter un ratio financier (testé deux fois par an sur les états financiers annuels et semestriels consolidés du Groupe) de Dette nette / Ebitda inférieur ou égal à 3. Au 31 décembre 2004, le bilan d'AREVA ne présente pas de dette nette, et ce ratio est par conséquent respecté.

Par ailleurs, constitue un cas d'exigibilité anticipé le fait pour l'Etat de ne plus détenir directement ou indirectement 51 % du capital et des droits de vote des sociétés emprunteuses.

Un autre financement par ligne de crédit de 255 millions de dollars canadiens au 31 décembre 2004 (soit 155 millions d'euros), en place jusqu'en novembre 2006 et utilisé par COGEMA Ressource Inc., donne lieu au respect des trois ratios financiers suivants relatifs à ses comptes sociaux :
- dette totale externe consolidée/ (fonds propres + avances actionnaires) ≤ (inférieur ou égal à) 100 % ;
- cash-flow consolidé + intérêts exigibles (externes + intragroupe) + variation de la dette intragroupe / frais financiers ≥ (supérieur ou égal à) 1,5 ;
- besoin en fonds de roulement ajusté ≥ supérieur ou égal à 10 millions de dollars canadiens.

Bien qu'au 31 décembre 2004 les ratios précités soient respectés avec une marge de sécurité suffisante, tout changement significatif dans la situation financière du Groupe pourrait l'empêcher dans le futur de les respecter.

Le Groupe est exposé au risque de contrepartie lié à son utilisation de dérivés utilisés pour contrôler son exposition sur certains marchés.

Le Groupe utilise plusieurs types d'instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques de change, de cours des matières premières, de cours de certains titres cotés ainsi que pour gérer le risque de taux de sa dette et protéger ses placements. Le Groupe utilise principalement des achats et ventes à terme, des produits dérivés ("futures" ou produits optionnels) pour couvrir ce type de risques. Dans les hypothèses visées ci-dessus, ces transactions exposent le Groupe au risque du défaut de contrepartie de tels contrats dans le cas où ils ne sont pas traités sur des marchés organisés.

Ce risque est contrôlé par un ensemble de limites fixées par établissement financier en fonction de leur rating.

4.14.6. Couverture des risques et assurances

Le provisionnement des différents litiges en cours est décrit dans le paragraphe 4.14.4.2.

Les autres facteurs de risques n'ont pas fait l'objet de provisions comptables. Une attention particulière leur est portée dans le cadre des procédures de gestion des risques et ils sont revus lors de la "cartographie des risques" réalisée annuellement par le Groupe (voir paragraphe 4.14.1.2.). S'ils se réalisaient, certains de ces risques pourraient être couverts par une ou des polices que le Groupe a souscrites dans le cadre de sa politique d'assurance.

En effet, pour réduire les conséquences de certains événements potentiels sur son activité et sa situation financière, AREVA recourt à des techniques de transferts de risques auprès des assureurs et des réassureurs du monde entier. Ces assureurs sont des acteurs reconnus sur les marchés internationaux. AREVA est ainsi dotée d'une couverture d'assurance pour ses risques industriels, sa responsabilité civile et d'autres risques relatifs à ses activités à la fois nucléaires et non nucléaires, le montant de la garantie variant selon la nature du risque.

La politique en matière d'assurances est conduite, pour l'ensemble du Groupe, par la Direction des Risques et des Assurances (DRA) d'AREVA, qui :
- propose au Directoire des solutions de financement interne ou de transfert de ces risques au marché de l'assurance ;
- négocie, met en place et gère les programmes globaux et mondiaux d'assurance pour l'ensemble du Groupe et rend compte au Directoire des actions entreprises et des coûts engagés ;
- négocie, en appui des filiales concernées les règlements de sinistres.

4.14.6.1. Assurances spécifiques relatives aux activités d'exploitant d'installations nucléaires

Responsabilité civile nucléaire

Régime juridique de responsabilité

Le régime international de responsabilité civile nucléaire repose sur une série de principes dérogatoires aux mécanismes du droit commun de la responsabilité : l'exploitant de l'installation nucléaire ayant causé le dommage en est exclusivement responsable. C'est le principe de canalisation. Sa responsabilité est objective, c'est-à-dire sans faute, et n'admet que de rares

exonérations. L'exploitant d'une installation nucléaire est donc tenu d'indemniser les victimes des dommages corporels et matériels qu'elles ont subis. L'exploitant a l'obligation de maintenir une forme de garantie financière (généralement, il s'agit d'une assurance), afin de couvrir sa responsabilité. Ce principe de canalisation de la responsabilité sur l'exploitant a pour contrepartie une certaine limitation de sa responsabilité. En revanche, il permet une indemnisation rapide des victimes qui n'ont pas à prouver la faute de l'exploitant (ou de ses sous-traitants) du fait de ce régime dérogatoire au droit commun.

Ce régime dérogatoire est décrit dans des conventions internationales comme la convention de Paris du 29 juillet 1960 modifiée, sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire et la convention complémentaire de Bruxelles du 31 janvier 1963 modifiée, qui sont reprises par les lois nationales (en France la loi n° 68-943 du 30 octobre 1968 modifiée). Le Price Anderson Act (Etats-Unis) prévoit également un régime dérogatoire de ce type.

Tous les pays dans lesquels le groupe AREVA a une activité d'exploitant d'installations nucléaires sont soumis à l'un de ces régimes.

A titre d'exemple, les principes des conventions, applicables dans les pays dans lesquels AREVA exerce une activité d'exploitant d'installations nucléaires, sont décrits ci-dessous.

I - Régimes des conventions de Paris et Bruxelles

Caractéristiques fondamentales de la convention de Paris

- Nature de la responsabilité : la responsabilité objective et exclusive est concentrée sur la personne de l'exploitant de l'installation nucléaire où sont détenues ou dont provenaient les substances nucléaires qui ont causé les dommages.
- Personne responsable : l'exploitant d'une installation nucléaire est la personne désignée ou reconnue par l'autorité publique compétente comme l'exploitant de cette installation. Si l'accident survient en cours de transport, le responsable est en principe l'exploitant expéditeur (et non le transporteur) jusqu'à ce que l'exploitant destinataire ait assumé la responsabilité au terme d'un contrat écrit ou ait pris en charge les substances radioactives.
- Exonérations : l'exploitant n'est pas responsable des dommages causés par un accident nucléaire si cet accident est dû directement à des conflits armés, des hostilités, des actes de guerre civile, d'insurrection ou des cataclysmes naturels de caractère exceptionnel.
- Limitations de la responsabilité : la responsabilité de l'exploitant est limitée à la fois quant à son montant et à sa durée.

A titre d'information, la France a instauré un montant maximal de responsabilité de l'exploitant de 91,5 millions d'euros par accident nucléaire dans une installation, et à 22,9 millions d'euros par accident en cours de transport et dans les installations à risques réduits. Les actions en réparation se prescrivent par trois ans à compter du moment où la victime a eu connaissance du dommage, mais ne peuvent toutefois être intentées plus de dix ans à compter du jour de l'accident. Le délai imparti pour introduire des actions en réparation est de dix ans à compter de la date de l'accident.

- Garantie financière : pour qu'il soit certain que les fonds seront disponibles afin de procéder à l'indemnisation, la convention stipule que l'exploitant devra être tenu d'avoir et de maintenir une assurance ou une autre garantie financière approuvée par l'Etat de l'installation représentant le montant de sa responsabilité, déterminé conformément à la convention. Jusqu'à présent l'assurance est la forme la plus courante de garantie financière. A titre d'information, la loi française (article 7) fait obligation à chaque exploitant d'avoir et de maintenir une assurance ou une autre garantie financière à concurrence, par accident, du montant de sa responsabilité. Cette garantie financière doit être agréée par le ministre de l'Economie et des Finances.
  En termes de primes d'assurance, la position oligopolistique dans laquelle se trouvent les assureurs des risques nucléaires entraîne une relative stabilité des primes d'assurance.

La Convention complémentaire de Bruxelles

- Elle détermine la prise en charge des dommages par les Etats parties à la convention lorsque ceux-ci dépassent les limites de responsabilité de l'exploitant nucléaire. Cette indemnisation complémentaire sur fonds publics fait intervenir, dans un premier temps, l'Etat où se trouve l'installation et, dans un deuxième temps, la communauté de tous les Etats parties à cette convention complémentaire.
- A titre d'exemple, en cas d'accident survenant sur une installation nucléaire de base française, l'Etat français interviendrait au-delà de 91,5 millions d'euros et à concurrence de 228,6 millions d'euros, puis la communauté des Etats parties à la convention de Bruxelles interviendrait au-delà de 228,6 millions d'euros jusqu'à 381,1 millions d'euros.

Travaux de révision des Conventions de Paris et Bruxelles

Les protocoles d'amendement des conventions de Paris et Bruxelles, qui étaient en projet en 2002, ont été signés le 12 février 2004 par les représentants des Etats signataires. Pour autant, ces conventions révisées ne sont pas encore en vigueur, puisqu'elles doivent d'abord être ratifiées par les différentes parties contractantes (France, Grande-Bretagne,

Belgique, Allemagne…) et ensuite faire l'objet d'une transposition législative dans chaque Etat signataire.
Les modifications essentielles concernent l'augmentation des trois tranches d'indemnisation. Ainsi, la responsabilité de l'exploitant, actuellement de 91,5 millions d'euros, passerait à 700 millions d'euros par accident nucléaire dans une installation (et 70 millions d'euros pour une installation à risques réduits). Ce montant serait porté de 22,9 millions d'euros à 80 millions d'euros par accident en cours de transport.

L'Etat où se trouve l'installation nucléaire responsable du dommage interviendrait au-delà de 700 millions d'euros et à concurrence de 1 200 millions d'euros. Au-delà de ce montant, l'ensemble des Etats signataires interviendraient jusqu'à 1 500 millions d'euros. Un mécanisme d'augmentation de ces montants serait alors prévu par la Convention au fur et à mesure de l'adhésion de nouveaux Etats.

Le délai de prescription de l'action en réparation passera, à compter de l'entrée en vigueur des protocoles précités, à trente ans à compter de la date de l'accident pour les dommages corporels, et à dix ans pour les autres dommages. La victime doit en tout état de cause exercer son recours dans un délai maximum de trois ans à compter du moment où elle a eu connaissance du dommage.

II – Régime du Price Anderson Act

Aux Etats-Unis, le Price Anderson Act (PAA) prévoit une canalisation des demandes d'indemnisation sur les exploitants nucléaires. Sont seuls concernées par le PAA, les installations situées aux Etats-Unis et contrôlées par la Nuclear Regulatory Commission (NRC) ainsi que celles appartenant au DOE (Department of Energy). Les autres installations restant régies par le droit commun.

Au titre du PAA, quel que soit le responsable, c'est l'exploitant nucléaire qui assume les conséquences financières à l'égard des victimes. Dans le cas d'un accident en cours de transport de matières appartenant au DOE, même si le transporteur a commis une faute et peut donc être reconnu responsable, seul le DOE indemnisera les victimes (principe de la canalisation économique). Deux cas se présentent donc, selon que l'on exploite une installation régie par la NRC (1), ou que l'on exerce des activités en tant que contractant du DOE (2) :

(1) Seules les centrales nucléaires d'une puissance nominale de 100 MWe ou plus et certains réacteurs de recherche et d'essai sont tenus de bénéficier d'une garantie financière. Le système d'indemnisation du Price Anderson Act fournit une garantie de 9,7 milliards d'USD, constituée en deux tranches :
- la première correspond à une assurance souscrite par l'exploitant d'une centrale à hauteur de 300 millions d'USD, sur le marché privé de l'assurance nucléaire (ou une garantie financière équivalente),
- la seconde correspond à un fonds de garantie géré par la NRC et constitué par les primes payées par les exploitants, qui accorde une garantie de 95,8 millions d'USD par tranches de réacteurs présentes sur le site de l'exploitant au cas ou la première ligne (les 300 premiers millions d'USD) serait dépassée. Ce fonds dédié est doté à l'heure actuelle de 9,4 milliards d'USD.

Si les deux premières lignes venaient à être insuffisantes pour couvrir les dommages aux tiers, ce serait au Congrès de voter une indemnisation complémentaire.
Par exemple, l'exploitant d'une centrale de quatre tranches devra avoir une police d'assurance de 300 millions d'USD, puis la NRC interviendra à hauteur de 4 x 95,8 millions d'USD. La centrale bénéficiera donc d'une garantie totale de 683,2 millions d'USD.
Les usines de fabrication de combustible ou les installations de traitement ne sont pas soumises au système du Price Anderson Act et n'ont aucune obligation légale de souscrire une police d'assurance. Elles recourent néanmoins au marché de l'assurance pour le montant maximum que le marché de l'assurance accorde au moment de la souscription.

(2) Dans le cas de contractants du DOE, le DOE indemnisera les victimes d'un accident nucléaire, à concurrence de la limite légale pour un accident nucléaire à une centrale nucléaire de type industrielle aux Etats-Unis, soit 9,7 milliards d'USD, sans recourir au marché de l'assurance. S'agissant d'un accident nucléaire en dehors des Etats-Unis (dans le cadre d'opérations de transport notamment), la réparation est limitée à 100 millions d'USD et ne couvre que les accidents impliquant de la matière appartenant au gouvernement américain.

Description des assurances souscrites

Pour ses installations nucléaires de base (INB) tant en France qu'à l'étranger et pour ses activités de transport nucléaire, la responsabilité du Groupe découlant de ces activités fait l'objet de couvertures d'assurance spécifiques définies par les lois des pays où sont implantées ces installations ainsi que par les conventions internationales (convention de Paris, convention de Bruxelles). Il existe deux polices souscrites en France, une en

Allemagne, une en Belgique et deux aux Etats-Unis. Ces polices d'assurances spécifiques pour les exploitants sont conformes aux conventions, y compris en termes de plafonds des montants de garantie. Ces assurances sont réassurées par les pools nucléaires des différents pays (Assuratome en France, DKV en Allemagne, Syban en Belgique, ANI aux Etats-Unis).

Assurances Dommages et Pertes d'exploitation du process nucléaire

Du fait de la nature des dommages susceptibles d'être causés aux installations, ces assurances ne sont fournies que par des pools ou des mutuelles spécialisées capables de fournir les garanties adaptées. Les montants de garantie de ces assurances sont basées sur les capitaux estimés en valeur à neuf et sur une estimation du Sinistre Maximum Possible (SMP). L'engagement des assureurs peut ainsi dépasser le milliard d'euros pour certaines installations sophistiquées.

Par ailleurs, les activités minières ainsi que les sites américains et belges sont exclus des garanties Dommage et Pertes d'exploitation du process nucléaire et font l'objet d'assurances autonomes.

4.14.6.2. Assurances des activités non nucléaires

Responsabilité civile des mandataires sociaux

L'objet de cette garantie est triple : il s'agit, en premier lieu, d'assurer une couverture des conséquences pécuniaires de la responsabilité civile pouvant incomber aux mandataires sociaux du Groupe, en raison des dommages causés aux tiers, pour faute professionnelle commise dans le cadre de leurs fonctions. Il s'agit en second lieu de rembourser les sociétés du Groupe dans le cas où elles peuvent légalement prendre à leur charge le règlement du sinistre résultant de toute réclamation introduite à l'encontre des mandataires sociaux. Enfin, ces polices ont pour objet de garantir les frais de défense civile et/ou pénale des mandataires sociaux afférents à toute réclamation pour faute professionnelle.

En outre, font notamment l'objet d'une exclusion de garantie les sinistres consécutifs à des réclamations fondées sur une faute intentionnelle commise par le mandataire social ou sur la perception d'un avantage personnel (pécuniaire ou en nature) auquel le mandataire social n'avait pas légalement droit. Sont également exclus de la garantie les amendes et pénalités infligées aux mandataires sociaux, de même que les sinistres consécutifs à des réclamations afférentes à la pollution, à l'amiante ou aux moisissures toxiques. Enfin, les demandes de réparation d'un préjudice constitué par l'achat à un prix inadéquat de valeurs mobilières ou d'actifs de toute société n'est pas couvert par les polices d'assurance de responsabilité civile des mandataires sociaux.

Responsabilité civile

Le Groupe est couvert par un programme de responsabilité civile "monde entier", d'une capacité appropriée à sa taille et à ses activités. Sont notamment garanties :

- la responsabilité civile Exploitation, relative aux activités d'exploitation et aux prestations effectuées chez les clients ;
- la responsabilité civile Après Livraison ;
- la responsabilité civile professionnelle, qui porte sur les conséquences pécuniaires d'un dommage consécutif à l'exécution par une société du Groupe d'une prestation intellectuelle (pour son propre compte ou pour le compte de tiers).

Est également couverte la responsabilité civile au titre notamment d'atteintes à l'environnement, de dommages aux biens confiés ou encore de frais de retraits.

Le programme garantit les conséquences pécuniaires de la responsabilité civile susceptibles d'être encourues par les entités opérationnelles du fait de leurs activités à raison des dommages corporels, matériels et immatériels causés aux tiers, en dehors de la responsabilité d'exploitant d'installations nucléaires et à l'exception de certains sinistres traditionnellement exclus du champ de l'assurance, tels que l'effondrement de terrains, les dommages liés à l'amiante, ou encore les dommages résultant des virus informatiques. Les niveaux de couverture des assurances responsabilité civile sont fonction de la quantification des risques raisonnablement escomptables par le Groupe, identifiés par les Business Units et la Direction des Risques et Assurances, notamment lors de la cartographie des risques, et des capacités de garantie disponibles sur le marché de l'assurance.

Multiline "AREVA"

Depuis janvier 2005, le Groupe a souscrit une police unique, la Multiline "AREVA", qui cumule d'une part la garantie dommages et pertes d'exploitation, et d'autre part la garantie "Tous Risques Montages Essais". Toutes les installations, hors sites des activités nucléaires et hors mines, dont le Groupe a la responsabilité sont couvertes par cette police d'assurance,et ce dans le monde entier. Sont garantis les dommages et les pertes d'exploitation ainsi que les risques liés aux chantiers d'installation et d'équipement chez les clients. Les plafonds de garantie de ces assurances sont basées sur les capitaux estimés en valeur à neuf ou sur une estimation

du Sinistre Maximum Possible (SMP) et sont compris entre 50 millions d'euros et 300 millions d'euros. La période de garantie des pertes d'exploitation varie de 12 à 24 mois.

4.14.6.3. Autres assurances

Le Groupe a recours à des couvertures de type "Coface" pour certains grands contrats à l'export depuis la France, comme par exemple la construction de centrales nucléaires. Enfin, les assurances couvrant tant la responsabilité civile automobile que les accidents du travail sont conformes aux obligations légales de chaque pays où les filiales d'AREVA sont implantées.

4.14.6.4. Perspectives et évolutions 2005

Le renouvellement des garanties en 2004 s'est traduit par un maintien des taux de primes, voire une légère baisse sur certaines polices. Le coût de l'ensemble de la couverture des risques nucléaires et non nucléaires en 2005 devrait être de l'ordre de 1 % du chiffre d'affaires 2004 du Groupe.

Le chantier prioritaire a consisté, pour le 1er janvier 2005, à la fusion de toutes les couvertures d'assurance d'AREVA T&D dans les programmes d'AREVA. Cette opération a été réalisée sans modification significative des budgets d'assurance du Groupe.

Afin de préparer le Groupe aux nouvelles exigences des conventions internationales révisées en matière d'assurance de responsabilité civile nucléaire, AREVA a participé avec d'autres exploitants européens à la création d'une mutuelle d'assurances, Elini (European Liability Insurance for the Nuclear Industry), afin d'apporter au marché de l'assurance des capacités qui lui feraient défaut.

Chapitre 5

Patrimoine - Situation financière - Résultats

5.1. Commentaires et analyse de la situation financière et des résultats du Groupe

Les commentaires ci-dessous se fondent sur les informations financières des exercices 2004, 2003 et 2002 et doivent être lus en parallèle avec les comptes consolidés historiques d'AREVA pour les exercices clos les 31 décembre 2004, 2003 et 2002. Ces commentaires ont été rédigés sur la base des comptes consolidés du Groupe établis selon les normes comptables françaises.

5.1.1. Présentation générale

5.1.1.1. Evolution de l'activité

Le groupe AREVA est un leader mondial des solutions pour la production d'énergie sans CO_2 et l'acheminement d'électricité. Le métier principal du groupe AREVA est l'énergie. Le Groupe est le numéro un mondial dans les solutions pour la production d'énergie nucléaire et le numéro trois mondial de la transmission et distribution d'électricité. Il est le seul groupe présent sur l'ensemble du cycle nucléaire. Les clients du Groupe incluent les électriciens parmi les plus importants du monde, avec lesquels AREVA exerce une large part de son activité sur la base de contrats à moyen/long terme. Le Groupe emploie plus de 70 000 personnes avec une présence industrielle dans près de 40 pays.

Le chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 11 109 millions d'euros en 2004 contre 8 255 millions d'euros en 2003 et 8 265 millions d'euros en 2002, soit une augmentation de 34,6 % en 2004. La progression en 2004 résulte principalement de l'acquisition du Pôle **Transmission & Distribution** (T&D) en début d'année. A données comparables (périmètre et taux de change constants), la progression est de 4,1 % en 2004. La part des activités énergie s'établit à 88 % du chiffre d'affaires 2004 avec 23 % réalisés dans le Pôle **Amont**, 19 % dans le Pôle **Réacteurs et Services**, 17 % dans le Pôle **Aval** et 29 % dans le Pôle **T&D**. Le Pôle **Connectique** représente 12 % du chiffre d'affaires en 2004.

Le Groupe est positionné sur l'ensemble des zones offrant des perspectives de croissance attractives, à la fois en terme de développement de l'énergie nucléaire et de transmission et distribution d'électricité. Le Groupe réalise 43 % du chiffre d'affaires 2004 hors zone euro, dont 17 % réalisés dans la zone Amérique du Nord où le Groupe est présent dans l'ensemble des métiers de l'énergie.

La typologie des contrats du Groupe, et en particulier de ceux conclus sur l'ensemble du cycle nucléaire, se traduit par un carnet de commandes important qui s'établit à environ 20 milliards d'euros à fin 2004. 74 % du carnet de commandes provient des activités nucléaires avec des contrats d'une durée, en moyenne, inférieure à 4 ans. Le niveau de carnet de commandes élevé témoigne de la récurrence et de la visibilité dont dispose le Groupe sur ces activités.

Le résultat opérationnel en 2004 est en forte croissance avec le redressement réussi du Pôle **Connectique** et une bonne performance des activités nucléaires dont la marge opérationnelle s'élève à 8,8 % du chiffre d'affaires, en hausse de plus d'un point par rapport à 2003. La marge opérationnelle du Pôle **T&D** est faible, mais sa dégradation avant restructuration est enrayée.

Le résultat net part du Groupe s'établit en 2004 à 428 millions d'euros, en hausse de 10 % par rapport à 2003 du fait de la bonne performance opérationnelle et du non-impact des charges de restructuration de T&D comptabilisées en situation nette. Cette progression du résultat traduit une tendance positive depuis la création d'AREVA en septembre 2001 (croissance moyenne annualisée de 33,5 % entre 2002 et 2004), soutenue par l'évolution sensible de la structure du résultat net et d'une contribution grandissante de la part opérationnelle.

Le flux de trésorerie opérationnel dégagé par le Groupe en 2004 s'élève à 763 millions d'euros contre 940 millions d'euros en 2003 et 618 millions d'euros en 2002. Les activités nucléaires ont dégagé un flux de trésorerie opérationnel de 803 millions d'euros en 2004, contre 997 millions d'euros en 2003. Par ailleurs, les investissements opérationnels nets du nucléaire ont progressé, de 86 millions d'euros en 2003 à 354 millions d'euros en 2004, avec le démarrage d'un cycle d'investissements importants, notamment dans le Pôle **Amont**. Le Pôle **T&D** consomme 12 millions d'euros de trésorerie opérationnelle en 2004, compte tenu de décaissements liés aux restructurations pour 58 millions d'euros. Le Pôle **Connectique** retrouve un flux de trésorerie opérationnel positif de 54 millions d'euros en 2004, contre - 24 millions d'euros en 2003, soit une progression de 78 millions d'euros.

Le Groupe dispose d'une structure financière solide avec une situation de trésorerie nette à fin 2004 de 689 millions d'euros contre 1 236 millions d'euros en 2003, en raison principalement de l'acquisition de T&D pour un montant (hors trésorerie nette des entités acquises) de 913 millions d'euros.

En qualité d'exploitant d'installations nucléaires, le Groupe est tenu, lors de l'arrêt définitif de ses installations industrielles, de procéder à leur démantèlement. Ces obligations de fin de cycle se traduisent par des dépenses s'échelonnant de 2005 à 2060 en fonction des dates d'arrêt des installations et sont provisionnées au passif du bilan d'AREVA. Pour faire face à ces obligations, le Groupe a constitué un portefeuille financier

de couverture dédié. Les actifs contenus dans ce portefeuille sont monétisés chaque année à due proportion des flux de financement des opérations de fin de cycle du Groupe. Le solde du portefeuille continue quant à lui de produire un rendement financier. Le détail du principe de couverture et d'évolution des obligations de fin de cycle est décrit au paragraphe 5.1.7.5.

5.1.1.2. Principaux déterminants du modèle économique d'AREVA

Le modèle économique d'AREVA se caractérise par des spécificités propres aux différentes Business Units constituant les maillons du cycle nucléaire, ainsi que celles relatives aux métiers de la transmission et distribution d'électricité et de la connectique. Les activités nucléaires du Groupe sont représentées par trois pôles : **Amont, Réacteurs et Services et Aval,** constitués chacun de plusieurs Business Units.

Le chiffre d'affaires relatif aux contrats dont l'exécution se situe dans au moins deux périodes comptables différentes est comptabilisé au fur et à mesure de l'avancement des travaux. Le résultat de ces contrats est également comptabilisé en appliquant le degré d'avancement à la date d'arrêté.

Le Pôle **Amont** se caractérise par la réalisation de contrats longs, équivalents à un carnet de commandes d'une durée moyenne de trois ans – jusqu'à quatre ans pour la Business Unit Mines – et incluant des clauses d'indexation habituelles. Par conséquent, la tension haussière sur les prix de l'uranium naturel affecte peu cette activité, compte tenu de la structure des approvisionnements en uranium et du carnet intégrant principalement des prix fermes déterminés antérieurement à la hausse des prix survenue en 2003. Les activités du Pôle **Amont** ont, par ailleurs, des exigences de capitaux employés importantes, nécessitant des investissements lourds mais se prêtant à une exploitation sur de très longues périodes. De tels investissements pour l'exploration et le développement des ressources en uranium et le renouvellement ou la modernisation de l'outil industriel sont prévus sur la période 2005-2015.

Le Pôle **Réacteurs et Services** se caractérise par des activités récurrentes (services et ingénierie) sur la base de contrats long terme ou fréquemment renouvelés. Dans ces métiers, le Pôle réalise une part importante de son activité en Amérique et est, par conséquent, sensible à l'impact du taux de change euro/dollar US, en particulier pour la Business Unit Equipements dont l'outil industriel est localisé en France et les coûts libellés en devises européennes. Par ailleurs, ce Pôle bénéficie de perspectives attractives en terme d'évolution des activités non récurrentes, notamment liées à la modernisation et à l'extension du parc nucléaire existant. La nature des biens et services vendus des principales Business Units du Pôle **Réacteurs et Services** conduit le Groupe à octroyer des garanties pour des montants significatifs.

Le Pôle **Aval** se caractérise par des contrats long terme avec un nombre de clients réduit. Le carnet de commandes représente quatre années de chiffre d'affaires. L'activité du Pôle **Aval** se traduit par un Besoin en Fonds de Roulement négatif en raison des avances clients reçues en financement des immobilisations pour les anciens contrats. La consommation de ces avances clients impacte les flux de trésorerie opérationnels (et en particulier la variation du BFR) au fur et à mesure que le chiffre d'affaires correspondant est dégagé.

Le Pôle **T&D** se caractérise par des contrats de plus courte durée par rapport aux activités nucléaires et se situe sur des marchés plus cycliques. Le modèle économique est celui d'une activité industrielle avec une exposition géographique mondiale et des zones de croissance dans les pays en voie de développement (essentiellement Chine et Inde[1]). Le Pôle devrait également bénéficier dans les années à venir des effets du plan d'optimisation des activités du Pôle lancé mi-2004.

Le Pôle Connectique se caractérise, comme d'autres industries de haute technologie, par une certaine volatilité de son activité. Le modèle économique est également celui d'une activité industrielle avec, comme particularités, une base de clients diversifiée en fonction des segments de marché visés (Automobile, CDC, EPI…) et un effort important en matière de recherche et développement.

5.1.2. Chiffres clés

Les chiffres clés des exercices 2004 et précédents sont présentés selon les normes comptables françaises. Les normes IFRS s'appliqueront aux comptes consolidés clos à partir de l'exercice 2005.

Le Groupe a acquis en 2004 les activités Transmission et Distribution du groupe Alstom. Les données 2003 et antérieures ne sont donc pas à périmètre comparable. Pour permettre une lecture comparée des chiffres clés, une colonne "2003 reconstitué non-audité" intégrant les valeurs 2003 de l'activité T&D a été insérée. La détermination de ces valeurs est explicitée dans la note 2.1.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés.

Les montants sont exprimés en millions d'euros, sauf indication contraire. En raison des arrondis, certains totaux peuvent ne pas être strictement égaux à la somme des composants.

(1) Le périmètre de T&D n'inclut ni l'Inde ni le Pakistan, dont le transfert d'Alstom à AREVA n'avait pas encore eu lieu à la clôture de l'exercice 2004.

5.1.2.1. Chiffres clés du Groupe sur 3 ans

(en millions d'euros, sauf effectifs)	2004	2003 reconstitué non-audité (*)	2003	2002
Résultat				
Chiffre d'affaires	11 109	11 132	8 255	8 265
Résultat opérationnel	613	370	342	180
Résultat financier	117	299	334	587
Quote-part dans les résultats des sociétés mises en équivalence	131	20	20	83
Résultat net part du Groupe	428	306	389	240
EBE (**)	1 049	n.d.	976	1 150
Flux de Trésorerie				
Flux d'exploitation	938	n.d.	1 218	907
Flux d'investissement	(1 153)	n.d.	(329)	(484)
Flux de financement	(273)	n.d.	(1 967)	(190)
Variation de trésorerie de l'exercice	(339)	n.d.	(645)	1 250
Autres				
Capitaux employés	5 897	n.d.	4 905	5 536
Capitaux propres part du Groupe	4 241	n.d.	4 113	4 020
Trésorerie nette	689	n.d.	1 236	731
Effectifs				
Effectifs fin de période	70 069	n.d.	48 011	50 147

*(*) Le compte de résultat consolidé pour l'exercice clos le 31 décembre 2003 a été reconstitué a posteriori pour montrer l'effet théorique de l'acquisition du Pôle **T&D**, si celle-ci avait été réalisée au 1er janvier 2003. La reconstitution se traduit par :*
- *l'application de retraitements techniques identiques à ceux réalisés pour les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2004 (incidence des réévaluations d'actifs, amortissement de l'écart d'acquisition et neutralisation de l'impact des charges de restructuration) ;*
- *la neutralisation de certains produits et charges 2003 non récurrents qui ont été identifiés au cours des "due diligences" menées par AREVA début 2004 ; et*
- *la correction du résultat financier de 2003 en imputant sur les produits de placement le financement de l'acquisition d'AREVA T&D.*

(**) L'Excédent Brut d'Exploitation (EBE ou EBITDA) est défini au paragraphe 5.1.6.2. L'EBE (ou EBITDA) a été calculé en 2004 et 2003 hors impact des flux de trésorerie relatifs aux obligations de fin de cycle, qui sont présentés de façon dissociée des flux opérationnels. Ces derniers étaient moins significatifs en 2002 et n'ont donc pas été dissociés des flux opérationnels. La valeur 2002 correspond aux données publiées.

5.1.2.2. Informations sectorielles

PAR POLE D'ACTIVITE

2004 *(en millions d'euros, sauf effectifs)*	Amont	Réacteurs et Services	Aval	T&D [1]	Energie	Connectique	Corporate et Autres	Total Groupe
Résultat								
Chiffre d'affaires contributif [2]	2 524	2 146	1 946	3 186	9 802	1 289	18	11 109
Résultat opérationnel	314	90	177	31	612	80	(79)	613
Flux de Trésorerie								
EBE [3] [4]	466	133	394	19	1 012	113	(77)	1 049
Investissements opérationnels nets	(196)	(59)	(98)	(57)	(410)	(71)	(4)	(486)
Résultats sur cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	1	4	8	0	13	0	0	13
Variation de BFR operationnel [3]	(159)	10	298	26	175	12	0	188
Flux de Trésorerie opérationnel [3]	112	88	603	(12)	791	54	(82)	763
Autres								
Capitaux employés [3]	2 184	670	(132)	1 330	4 052	1 318	527	5 897
Effectifs	10 952	14 066	10 697	21 816	57 531	12 160	378	70 069

2003 *(en millions d'euros, sauf effectifs)*	Amont	Réacteurs et Services	Aval	Energie	Connectique	Corporate et Autres	Total Groupe
Résultat							
Chiffre d'affaires contributif [(2) (5)]	2 683	2 124	2 023	6 830	1 338	87	8 255
Résultat opérationnel	316	52	155	523	(114)	(67)	342
Flux de Trésorerie							
EBE [(3) (4)]	418	88	503	1 008	25	(57)	976
Investissements opérationnels nets	(126)	(67)	(75)	(268)	(62)	(6)	(336)
Résultats sur cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	0	3	7	10	2	0	12
Variation de BFR opérationnel [(3)]	49	123	75	247	11	31	289
Flux de Trésorerie opérationnel [(3)]	341	147	509	997	(24)	(33)	940
Autres							
Capitaux employés [(3)]	2 000	721	282	3 003	1 407	495	4 905
Effectifs	9 719	13 251	10 542	33 512	12 211	2 288	48 011

2002 *(en millions d'euros, sauf effectifs)*	Amont	Réacteurs et Services	Aval	Energie	Connectique	Corporate et autres	Total Groupe
Résultat							
Chiffre d'affaires contributif [(2) (5)]	2 562	1 932	2 088	6 581	1 560	124	8 265
Résultat opérationnel	319	64	236	619	(406)	(33)	180
Flux de Trésorerie							
EBE [(3) (4)]	425	87	756	1 268	(26)	(92)	1 150
Investissements opérationnels nets	(93)	(49)	(228)	(370)	(88)	(25)	(483)
Résultats sur cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(1)	(1)	23	21	2	0	23
Variation de BFR opérationnel [(3)]	113	34	(280)	(133)	86	(25)	(72)
Flux de Trésorerie opérationnel [(3)]	445	71	271	787	(26)	(143)	618
Autres							
Capitaux employés [(3)]	1 955	906	504	3 365	1 719	453	5 536
Effectifs	9 536	13 549	10 719	33 804	14 015	2 328	50 147

*(1) Le résultat opérationnel du Pôle **T&D** en 2004 ne tient pas compte des 142 millions d'euros de charges de restructuration, imputées sur l'écart d'acquisition. En 2003, comme en 2004, l'impact de ces charges a été neutralisé dans le compte de résultat reconstitué non-audité de façon à être comparable au résultat opérationnel dégagé en 2004. Le périmètre de T&D n'inclut ni l'Inde ni le Pakistan, dont le transfert d'Alstom à AREVA n'avait pas encore eu lieu à la clôture de l'exercice 2004.*

(2) Le chiffre d'affaires "contributif" du Groupe est calculé comme le chiffre d'affaires brut retraité des ventes intra-groupes.

(3) L'Excédent Brut d'Exploitation (EBE ou EBITDA), la variation de Besoin en Fonds de Roulement (BFR) opérationnel, le flux de trésorerie opérationnel et les capitaux employés sont définis aux paragraphes 5.1.6.2. et 5.1.7.2.

(4) L'EBE (ou EBITDA) a été calculé en 2004 et 2003 hors impact des flux de trésorerie relatifs aux obligations de fin de cycle, qui sont présentés de façon dissociée des flux opérationnels. Ces derniers étaient moins significatifs en 2002 et n'ont donc pas été dissociés des flux opérationnels. La valeur 2002 correspond aux données publiées.

*(5) En 2003, le Groupe a procédé, sur le métier Energie, à une réallocation de frais de structure antérieurement classés dans la rubrique "Corporate et Autres". L'année 2002 a été retraitée pour être comparable à 2003. L'impact sur le chiffre d'affaires 2002 de la rubrique Corporate et Autres est de – 5 millions d'euros, ventilés en contrepartie (aux arrondis près) en – 2 millions d'euros sur le chiffre d'affaires du Pôle **Amont**, – 2 millions d'euros sur le chiffre d'affaires du Pôle **Réacteurs et Services**, et – 1 million d'euros sur le Pôle **Aval**. L'impact sur le résultat opérationnel 2002 de la rubrique Corporate et Autres est de – 29 millions d'euros, ventilés en contrepartie (aux arrondis près) en – 14 millions d'euros sur le Pôle **Amont**, – 17 millions d'euros sur le Pôle **Réacteurs et Services,** et 2 millions d'euros sur le Pôle **Aval**. Ces réallocations n'ont pas d'incidence sur le chiffre d'affaires et le résultat opérationnel consolidés publiés pour le Groupe.*

PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE

Chiffre d'affaires par destination	31 décembre *(en millions d'euros)* 2004	2003*	2002*	Variation *(en %)* 2004	2003
France	3 231	3 029	3 242	6,7	(6,6)
Pôle Amont	1 051	1 083	1 081	(3,0)	0,2
Pôle Réacteurs et Services	844	849	817	(0,6)	3,9
Pôle Aval	1 027	983	1 139	4,5	(13,7)
Pôle T&D**	208	-	-	-	-
Pôle Connectique	95	113	197	(15,9)	(42,6)
Corporate et Autres	6	1	7	500	(85,7)
Europe (hors France)	3 117	2 010	1 646	55,1	22,1
Pôle Amont	557	697	584	(20,1)	19,3
Pôle Réacteurs et Services	530	470	385	12,8	22,1
Pôle Aval	403	355	259	13,5	37,1
Pôle T&D**	1 156	-	-	-	-
Pôle Connectique	470	477	414	(1,5)	15,2
Corporate et Autres	1	11	5	(90,9)	120,0
Amériques	2 196	1 795	1 703	22,3	5,4
Pôle Amont	623	588	592	6,0	(0,7)
Pôle Réacteurs et Services	658	695	489	(5,3)	42,1
Pôle Aval	138	118	127	16,9	(7,1)
Pôle T&D**	448	-	-	-	-
Pôle Connectique	319	338	411	(5,6)	(17,8)
Corporate et Autres	10	56	84	(82,1)	(33,3)
Asie-Pacifique	1 787	1 323	1 350	35,1	(2,0)
Pôle Amont	252	290	281	(13,1)	3,2
Pôle Réacteurs et Services	91	91	118	0,0	(22,9)
Pôle Aval	377	566	555	(33,4)	2,0
Pôle T&D**	716	-	-	-	-
Pôle Connectique	350	360	387	(2,8)	(7,0)
Corporate et Autres	1	16	9	(93,8)	77,8
Afrique et Moyen Orient	763	95	-	703,2	-
Pôle Amont	41	24	-	70,8	-
Pôle Réacteurs et Services	23	18	-	27,8	-
Pôle Aval	1	-	-	-	-
Pôle T&D**	649	-	-	-	-
Pôle Connectique	49	49	-	0,0	-
Corporate et Autres	-	4	-	(100)	-
Autres pays	15	3	324	400,0	(99,1)
Total	**11 109**	**8 255**	**8 265**	**34,6**	**(0,1)**

** La définition des zones géographiques diffère de celle présentée dans les comptes publiés en 2002 et 2003, afin d'améliorer la comparabilité des chiffres depuis l'intégration de T&D. En particulier, la part de chiffre d'affaires dans la zone Afrique - Moyen-Orient, précédemment intégrée dans la rubrique "Autres Pays", est dorénavant détaillée.*

*** Le périmètre de T&D n'inclut ni l'Inde ni le Pakistan, dont le transfert d'Alstom à AREVA n'avait pas encore eu lieu à la clôture de l'exercice 2004.*

Voir le paragraphe 5.2 pour une description détaillée des effectifs du Groupe par zone géographique.

5.1.3 Comparabilité des comptes

5.1.3.1. Données comptables comparables

Principes

En complément de la discussion et de l'analyse de ses résultats tels qu'ils figurent dans ses comptes consolidés, le Groupe fournit également des informations concernant son chiffre d'affaires à "données comparables" sur des périodes successives excluant les effets des changements liés :

- au périmètre de consolidation du Groupe,
- aux taux de change,
- aux méthodes comptables.

Le Groupe fournit ces informations complémentaires afin d'évaluer l'évolution organique de son activité. Cependant, ces informations ne constituent pas une méthode d'évaluation de l'activité conforme aux normes comptables françaises. Sauf exception (impossibilité matérielle de reconstituer les chiffres, par exemple), les variations de chiffre d'affaires "en données comparables" sont calculées comme suit : le périmètre, les taux de change et les méthodes comptables de l'exercice précédent sont ramenés au périmètre, aux taux de change et aux méthodes comptables du dernier exercice.

Par exemple :

- Pour comparer le chiffre d'affaires dégagé en 2004 par rapport à celui de 2003, les ventes de T&D en 2003 (consolidées pour la première fois en 2004, reconstituées non-auditées pour 2003) sont ajoutées au chiffre d'affaires 2003 du Groupe.
- Pour comparer le chiffre d'affaires du Groupe de 2003 par rapport à celui de 2002, doivent être retranchés :
  - d'une part, du chiffre d'affaires de l'exercice 2002 le chiffre d'affaires contributif généré en 2002 par l'activité Militaire Aérospatiale et Industrie, cédée en avril 2003, et
  - d'autre part, du chiffre d'affaires de l'exercice 2003, le chiffre d'affaires généré par cette activité pendant la période antérieure à sa cession.
- Pour comparer le chiffre d'affaires dégagé en 2004 par rapport à celui de 2003, le Groupe calcule quel aurait été le chiffre d'affaires 2003 des différentes activités avec les taux de change moyens applicables en 2004.

Impacts estimés des variations de périmètre, de change, et de principes comptables sur le chiffre d'affaires des trois derniers exercices

Le tableau ci-dessous présente l'impact estimé des variations des taux de change, des modifications de périmètre du Groupe et des changements de méthodes comptables pour l'exercice 2004 par rapport à l'exercice 2003 et pour l'exercice 2003 par rapport à l'exercice 2002.

Les principaux impacts sont explicités dans le paragraphe 5.1.3.2 ci-après.

Comparaison de l'exercice clos le 31 décembre 2004 par rapport à l'exercice clos le 31 décembre 2003

	2004			2003				
	Chiffre d'affaires	Impact périmètre	Base de calcul de la variation de chiffre d'affaires en données comparables	Chiffre d'affaires	Impact taux de change	Impact périmètre	Harmonisation des méthodes comptables	Base de calcul de la variation de chiffre d'affaires en données comparables
Energie	9 802	-	**9 802**	6 830	(169)	2 897	(124)	**9 434**
Pôle Amont	2 524		**2 524**	2 683	(73)	29	-	**2 639**
Pôle Réacteurs et Services	2 146	-	**2 146**	2 124	(57)	(9)	(11)	**2 047**
Pôle Aval	1 946	-	**1 946**	2 023	(11)	-	(113)*	**1 899**
Pôle T&D	3 186	-	**3 186**	-	(28)	2 877	-	**2 849**
Pôle Connectique	1 289	(13)	**1 276**	1 338	(46)	(94)	-	**1 198**
Corporate et Autres	18	-	**18**	87	(4)	(57)	-	**27**
Total Groupe	**11 109**	**(13)**	**11 096**	**8 255**	**(218)**	**2 747**	**(124)**	**10 659**

** Pour partie lié à une harmonisation début 2003 des critères de mesure de l'avancement pour dégagement du chiffre d'affaires au sein du Pôle **Aval**, et pour partie lié au traitement comptable de la commercialisation du combustible Mox.*

Comparaison de l'exercice clos le 31 décembre 2003 par rapport à l'exercice clos le 31 décembre 2002

	2003			2002				
	Chiffre d'affaires	Impact périmètre	Base de calcul de la variation de chiffre d'affaires en données comparables	Chiffre d'affaires	Impact taux de change	Impact périmètre	Harmonisation des méthodes comptables	Base de calcul de la variation de chiffre d'affaires en données comparables
Energie	6 830	-	**6 830**	6 582	(256)	57	7	**6 391**
Pôle Amont	2 683	-	**2 683**	2 562	(146)	16	-	**2 432**
Pôle Réacteurs et Services	2 124	-	**2 124**	1 933	(104)	47	-	**1 876**
Pôle Aval	2 023	-	**2 023**	2 088	(6)	(6)	7	**2 083**
Pôle T&D	-	-	**-**	-	-	-	-	**-**
Pôle Connectique	1 338	(83)	**1 255**	1 560	(120)	(213)	-	**1 227**
Corporate et Autres	88	(10)	**78**	123	-	(41)	-	**82**
Total Groupe	**8 255**	**(93)**	**8 162**	**8 265**	**(376)**	**(196)**	**7**	**7 700**

5.1.3.2. Facteurs pouvant affecter la comparabilité des comptes

Modifications du périmètre de consolidation

Le chiffre d'affaires du Groupe pour les exercices clos les 31 décembre 2004, 2003 et 2002 a été affecté de manière significative par les acquisitions et cessions décrites ci-dessous. Les autres modifications mineures du périmètre de consolidation du Groupe sont décrites dans la note 2 de l'annexe aux comptes consolidés.

Energie

Acquisition de la Division Transmission & Distribution d'Alstom

Le 9 janvier 2004, le Groupe a finalisé l'acquisition des activités Transmission & Distribution (T&D) du groupe Alstom, pour un montant initial de 950 millions d'euros (en valeur d'entreprise) sous réserves d'ajustements du prix portant sur certains éléments d'exploitation et de bilan découlant de l'exercice 2003. Après conclusion de l'expert saisi conjointement par les deux groupes, (i) la valeur d'entreprise de T&D a été ramenée à 913 millions d'euros et (ii) la trésorerie nette a été évaluée à 140 millions d'euros. Le Groupe a réalisé l'ensemble des paiements pendant l'exercice 2004.

Les résultats des opérations de T&D ont été consolidés par AREVA à compter du 1er janvier 2004.

Pour pouvoir effectuer des comparaisons, le Groupe a évalué le chiffre d'affaires de T&D pour l'exercice clos le 31 décembre 2003 à 2 877 millions d'euros (2 849 millions d'euros sur la base des taux de change de 2004). Les données chiffrées présentées sont des données reconstituées a posteriori qui n'ont pas été auditées.

Les principales données financières de T&D, ainsi élaborées, s'établissent comme suit pour les exercices clos les 31 décembre 2004 et 2003 :

	31 décembre *(en millions d'euros)*		Variation *(en %)*
	2004[1]	2003[1] [2]	2004
Chiffre d'affaires	3 186	2 877	10,7
Résultat opérationnel[3]	31	28	n.s.

(1) Le périmètre n'inclut ni l'Inde ni le Pakistan, dont le transfert d'Alstom à AREVA n'avait pas encore eu lieu à la clôture de l'exercice 2004.

(2) Ces données sont reconstituées a posteriori et sont non-auditées. Voir paragraphe 5.1.5.4.

(3) Les charges de restructuration s'élèvent, en 2004, à 142 millions d'euros, mais sont imputées, conformément aux normes comptables françaises, sur l'écart d'acquisition de T&D. En 2003, comme en 2004, l'impact de ces charges a été neutralisé dans le compte de résultat reconstitué non-audité.

Sociétés minières

AREVA a augmenté sa participation dans Katco (société minière au Kazakhztan) de 45 % à 51 %, au 30 avril 2004. Katco, mise en équivalence jusqu'au 30 avril 2004, a été intégrée globalement à compter du 1er mai 2004. L'écart d'acquisition relatif à ce complément d'intérêt n'est pas significatif.

A compter du 1er janvier 2004, les sociétés Cominak (société minière au Niger) et AMC (société minière au Soudan), auparavant mises en équivalence, sont consolidées par intégration proportionnelle afin de traduire l'exercice d'un contrôle conjoint par AREVA.

Acquisition de la société Duke Engineering & Services

En avril 2002, le Groupe a acquis la société Duke Engineering & Services (DE&S) aux Etats-Unis, positionnée dans le secteur des services et de l'ingénierie nucléaire. Les résultats des

opérations de DE&S ont été consolidés par AREVA à compter du mois de mai 2002. Le chiffre d'affaires de DE&S contributif du Groupe en 2002 s'est élevé à 174 millions d'euros ; il représentait 280 millions de dollars en 2001. DE&S employait environ 1 250 salariés, à la date de son intégration au groupe AREVA.

Connectique

Cession de la Business Unit Militaire Aérospatiale et Industrie (MAI)

Le 30 avril 2003, le Pôle **Connectique** (FCI) a cédé la Business Unit Militaire Aérospatiale et Industrie. Cette cession illustre la volonté du Groupe de se concentrer sur les marchés sur lesquels il occupe une position de leader. La Business Unit Militaire Aérospatiale et Industrie a réalisé en 2002 un chiffre d'affaires consolidé de 149 millions d'euros, avec ses 1 200 salariés, et 40 millions d'euros au premier semestre 2003 jusqu'à la date de cession.

Cession de l'activité Cable & Assembly

Le 8 mai 2003, le Pôle **Connectique** (FCI) a cédé à Sanmina-SCI des actifs industriels dans le domaine du "Cable & Assembly". Le chiffre d'affaires du premier semestre 2003 jusqu'à la date de cession de cette entité, intégrée à la Business Unit Communication Data Consumer, s'élevait à 43 millions d'euros. Le chiffre d'affaires annuel équivalent de cette entité s'élevait à environ 50 millions d'euros, calculé sur la base du chiffre d'affaires réalisé en 2003 avant la cession.

Corporate et Autres

Cession de Packinox

Le 17 décembre 2003, le Groupe a cédé la société Packinox à son management. Packinox est dépositaire d'une technologie originale d'échangeurs de chaleur utilisée dans les procédés chimiques de l'industrie pétrochimique. Le chiffre d'affaires 2003 de cette entité basée à Chalon-sur-Saône, s'élevait, jusqu'à sa date de cession, à 36 millions d'euros.

Cession de EMA et Comilog

AREVA a cédé, le 1er juillet 2004, ses participations dans EMA et Comilog, sociétés mises en équivalence jusqu'au 30 juin 2004.

Consolidation de la société d'investissement détentrice des TSDI

A compter du 1er janvier 2004, en application de la loi sur la sécurité financière, la société d'investissement détentrice du TSDI Lilly Financial Corporation Limited et du dépôt de garantie est consolidée dans les comptes du Groupe (voir Note 1.1 de l'annexe aux comptes consolidés).

Consolidation des OPCVM contrôlés par le Groupe

Les OPCVM contrôlés par le Groupe, constitués de Fonds Communs de Placement (FCP) actions et FCP de taux, restent comptabilisés en "Immobilisations financières" comme les années précédentes (cf. note 1.7 de l'annexe aux comptes consolidés). Le Groupe a retenu l'option ouverte par le communiqué du Conseil national de la comptabilité du 8 février 2005, autorisant la non-consolidation au 31 décembre 2004 des OPCVM contrôlés par les sociétés commerciales.

Variation des taux de change

La politique de change du Groupe est présentée dans le chapitre 4, au paragraphe 4.14.5.

Le chiffre d'affaires consolidé du Groupe réalisé hors zone euro représente environ 43 % du chiffre d'affaires 2004, contre environ 40 % en 2003 et 2002. Le principal risque de change concerne la variation euro/dollar US. 17 % du chiffre d'affaires 2004 a été réalisé dans la zone Amérique du Nord, contre environ 21 % en 2003 et 2002. Le Groupe est également sensible, en tant que producteur d'uranium au Canada, à la parité dollar canadien/dollar US dans lequel sont libellés les prix de l'uranium. La sensibilité aux autres monnaies (principalement franc suisse, livre sterling, yen, devises du sud-est asiatique et du Moyen-Orient), notamment liées aux activités T&D du Groupe, est de second ordre.

La valeur de l'euro par rapport au dollar US s'est appréciée sur l'année 2004 de 10 % en moyenne par rapport à l'année 2003, et de près de 8 % en glissement sur les cours de fin d'année. L'impact négatif de la variation des taux de change sur le chiffre d'affaires du Groupe est de – 218 millions d'euros en 2004 et – 376 millions d'euros en 2003.

Modifications de présentation des comptes

Les modifications de présentation des comptes décrites ci-dessous ont eu un impact sur certains chiffres clés du Groupe pour les exercices clos les 31 décembre 2004, 2003 et 2002.

2004

- Les dotations et reprises aux provisions pour pertes à terminaison, antérieurement classées en autres produits et charges opérationnels, sont classées en 2004 en coût des ventes dans un souci de meilleure lisibilité des comptes. Les reprises de provisions pour pertes à terminaison figurant en marge brute au 31 décembre 2004 s'élèvent à 30 millions d'euros. Les impacts des pertes à terminaison s'élevaient à – 28 millions d'euros en 2003 et 0 en 2002.
- A compter du 1er janvier 2004, la consolidation dans les comptes d'AREVA de la société d'investissement détentrice du TSDI Lilly Financial Corporation Limited et du dépôt de garantie a pour effet d'éliminer du bilan consolidé du Groupe le montant du TSDI (215 millions d'euros) classé en "autres fonds propres" et le montant du dépôt de garantie (180 millions d'euros) classé

en “autres immobilisations financières”, le solde net au 1er janvier 2004, soit 36 millions d’euros, étant reclassé en dettes financières.

2003

En 2003, le Groupe a procédé, sur le métier Energie, à une réallocation de frais de structure antérieurement classés dans la rubrique “Corporate et Autres”. L’année 2002 a été retraitée pour être comparable à 2003. L’impact sur le chiffre d’affaires 2002 de la rubrique Corporate et Autres est de - 5 millions d’euros, ventilés en contrepartie (aux arrondis près) en - 2 millions d’euros sur le chiffre d’affaires du Pôle **Amont**, - 2 millions d’euros sur le chiffre d’affaires du Pôle **Réacteurs et Services**, et - 1 million d’euros sur le Pôle **Aval**. L’impact sur le résultat opérationnel 2002 de la rubrique Corporate et Autres de - 29 millions d’euros, ventilés en contrepartie (aux arrondis près) en - 14 millions d’euros sur le Pôle **Amont**, - 17 millions d’euros sur le Pôle **Réacteurs et Services**, et 2 millions d’euros sur le Pôle **Aval**. Ces réallocations n’ont pas d’incidence sur le chiffre d’affaires et le résultat opérationnel consolidés publiés par le Groupe.

La présentation du bilan a fait l’objet de trois modifications au cours de l’exercice 2003 :

- La provision pour charges restant à encourir (PCE) a été reprise dans son intégralité et, concomitamment, une dotation aux “Amortissements des immobilisations corporelles” a été comptabilisée. La provision, qui avait été constituée dans le cadre de contrats prévoyant la réalisation d’investissements financés par des clients sur une durée contractuelle inférieure à la durée d’amortissement de ces immobilisations, correspondait, en substance, au solde d’amortissements relatifs aux immoblisations financées. Cette provision s’élevait au 31 décembre 2002 à 962 millions d’euros.
- En 2003, pour une meilleure lisibilité du bilan, tous les actifs relatifs au portefeuille dédié à la couverture des obligations de fin de cycle ont été rassemblés dans la rubrique “Actifs financiers dédiés au portefeuille de couverture des obligations de fin de cycle”, y compris les liquidités et Fonds Communs de Placement (FCP) de taux précédemment inclus dans la ligne “Trésorerie et Valeurs Mobilières de Placement”. Au 31 décembre 2003, les actifs financiers dédiés au portefeuille de couverture des obligations de fin de cycle comprennent 576 millions d’euros de trésorerie.
- Les avances clients rémunérées ont été reclassées en dettes financières au 31 décembre 2003. Ces avances s’élevaient à 382 millions d’euros au 31 décembre 2002 et à 416 millions d’euros au 31 décembre 2003.

Ces reclassements n’ont pas eu d’incidence sur le résultat et sur les capitaux propres.

Les autres modifications de présentation des comptes sont décrites dans la note 1.1 de l’annexe aux comptes consolidés.

5.1.4. Comparaison des résultats consolidés du Groupe pour les exercices clos les 31 décembre 2004, 2003 et 2002

	31 décembre *(en millions d'euros)*			Variation *(en %)*	
	2004	2003	2002	2004	2003
Carnet de commandes	**19 820**	**n.d.**	**n.d.**	**-**	**-**
Chiffre d'affaires	**11 109**	**8 255**	**8 265**	**34,6**	**(0,1)**
Coût des produits et services vendus	(8 347)	(6 138)	(6 129)	36,0	0,1
Marge brute	**2 762**	**2 117**	**2 136**	**30,5**	**(0,9)**
Frais de recherche et développement	(402)	(285)	(332)	41,1	(14,2)
Frais commerciaux, généraux et administratifs	(1 389)	(939)	(1 008)	47,9	(6,8)
Autres charges et produits opérationnels	(358)	(551)	(616)	(35,0)	(10,6)
Résultat opérationnel	**613**	**342**	**180**	**79,2**	**90,0**
Résultat financier	117	334	587	(65,0)	(43,1)
Résultat courant des entreprises intégrées	**730**	**676**	**767**	**8,0**	**(11,9)**
Résultat exceptionnel	**46**	**135**	**289**	**(65,9)**	**(53,3)**
Impôts sur les résultats	(209)	(184)	(220)	13,6	(16,4)
Résultat net des entreprises intégrées	**567**	**627**	**836**	**(9,6)**	**(25,0)**
Quote-part dans les résultats des sociétés mises en équivalence	131	20	83	555	(75,9)
Résultat net avant amortissement des écarts d'acquisition	**698**	**647**	**919**	**7,9**	**(29,6)**
Amortissement des écarts d'acquisition	(152)	(174)	(593)	(12,6)	(70,7)
Résultat net de l'ensemble consolidé	546	473	326	15,4	45,1
Intérêts minoritaires	(118)	(84)	(86)	40,5	(2,3)
Résultat net - Part du Groupe	**428**	**389**	**240**	**10,0**	**62,1**

Carnet de commandes

Le carnet de commandes est valorisé sur la base des commandes fermes, à l'exclusion des options non confirmées, évaluées aux conditions économiques du 31 décembre de l'année considérée. Les commandes en devises faisant l'objet d'une couverture de change sont évaluées au taux de change de couverture ; les commandes en devises non couvertes sont évaluées au taux de change du 31 décembre de l'année considérée.

En ce qui concerne les contrats à long terme, comptabilisés selon la méthode de l'avancement, en cours de réalisation au 31 décembre de l'année considérée, le montant inclus dans le carnet de commandes correspond à la différence entre, d'une part le chiffre d'affaires prévisionnel du contrat à terminaison, et d'autre part le chiffre d'affaires déjà reconnu sur ce contrat ; il inclut par conséquent les hypothèses d'indexation et de révision de prix contractuelles prises en compte par le Groupe pour l'évaluation du chiffre d'affaires prévisionnel à terminaison.

Cet indicateur ayant été mis en place au niveau consolidé en 2004, le Groupe ne publie pas de référence pour 2003 et 2002. Au 31 décembre 2004, le carnet de commandes du Groupe s'établit à 19 820 millions d'euros, soit un peu moins de deux ans de chiffre d'affaires 2004.

Le carnet de commandes des activités nucléaires s'établit à 17 325 millions d'euros au 31 décembre 2004, soit plus de deux ans et demi de chiffre d'affaires 2004. Celui des activités du Pôle **T&D** s'élève à 2 322 millions d'euros, soit plus de huit mois de chiffre d'affaires 2004. Enfin, le Pôle **Connectique** présente un carnet de commandes de 173 millions d'euros à fin 2004, soit un peu plus d'un mois et demi de chiffre d'affaires, en ligne avec le modèle économique du secteur.

Chiffre d'affaires

Le tableau ci-dessous présente la répartition par métiers du chiffre d'affaires du Groupe pour les exercices clos les 31 décembre 2004, 2003 et 2002 :

	31 décembre *(en millions d'euros)*			Variation *(en %)*			
	2004	2003	2002	2003/2004	2003/2004 à données comparables	2002/ 2003	2002/2003 à données comparables
Pôle Amont	2 524	2 683	2 562	(5,9)	(4,3)	4,7	10,3
Pôle Réacteurs et Services	2 146	2 124	1 933	1,0	4,8	9,9	13,2
Pôle Aval	1 946	2 023	2088	(3,8)	2,5	(3,1)	(2,8)
S/t activités nucléaires	6 616	6 830	6 583	(3,1)	0,5	3,8	6,9
Pôle T&D	3 186	-	-	-	11,8*	-	-
Pôle Connectique	1 289	1 338	1 560	(3,7)	6,5	(14,2)	2,3
Corporate et Autres	18	88	123	(79,5)	(33,6)	(28,9)	(5,7)
Chiffre d'affaires	**11 109**	**8 255**	**8 265**	34,6	4,1	(0,1)	6,0

** Pour pouvoir effectuer des comparaisons, le Groupe a évalué le chiffre d'affaires de T&D pour l'exercice clos le 31 décembre 2003 à 2 877 millions d'euros. Ces données sont reconstituées et non auditées.*

2004-2003

Sur l'ensemble de l'exercice 2004, le chiffre d'affaires du groupe AREVA s'établit à 11 109 millions d'euros, contre 8 255 millions d'euros en 2003, soit une progression de 34,6 %. Cette forte croissance résulte principalement de l'intégration du Pôle **T&D**, début janvier 2004, dans les comptes du Groupe.

A données comparables, le chiffre d'affaires du Groupe a augmenté de 4,1 % en 2004 par rapport à 2003.

Les activités nucléaires connaissent une stabilité de leur chiffre d'affaires, avec une évolution de 0,5 % à données comparables par rapport à l'année 2003, avec des évolutions contrastées suivant les pôles. Le chiffre d'affaires du Pôle **Réacteurs et Services** et du Pôle **Aval** a augmenté respectivement de 4,8 % et de 2,5 %. Cette hausse a été compensée par une réduction du chiffre d'affaires de 4,3 % dans le Pôle **Amont**.

Le Pôle **T&D** est en progression de 11,8 % à données comparables par rapport à l'année 2003, tiré par le dynamisme du marché (+ 6 %) et les premiers effets du plan d'optimisation mis en place.

Dans le Pôle **Connectique**, le chiffre d'affaires progresse de 6,5 % à données comparables sur l'ensemble de l'année 2004, le plan de redéploiement ayant permis de profiter de la croissance du marché.

L'impact des variations de taux de change, en particulier la parité euro/dollar US, sur le chiffre d'affaires de l'ensemble des activités, est de - 218 millions d'euros.

L'intégration des activités de T&D a contribué à réduire le poids de la France, et donc celui de l'Europe, dans le chiffre d'affaires ; celui-ci s'établit en 2004 à 29,1 % du chiffre d'affaires total contre 36,7 % en 2003. Le Groupe a en outre conforté le volume d'affaires en Asie et en Amérique, et développé une présence significative en Afrique et Moyen-Orient.

La part des ventes des activités nucléaires dans la zone Amériques est relativement stable par rapport à 2003 avec une augmentation de 1,3 %. La part réalisée en Asie-Pacifique recule de 24 % en raison principalement du Pôle **Aval**.

La répartition des ventes et le poids relatif de chaque zone de destination ont évolué comme suit entre 2003 et 2004 :

(en millions d'euros)	2004		2003	
France	3 231	29,1 %	3 029	36,7 %
Europe (hors France)	3 117	28,1 %	2 010	24,3 %
Amériques	2 196	19,8 %	1 795	21,7 %
Asie Pacifique	1 787	16,1 %	1 323	16,0 %
Afrique et Moyen Orient	763	6,9 %	95	1,2 %
Autres pays	15	0,1 %	3	0,0 %
Total	**11 109**	**100 %**	**8 255**	**100 %**

2003-2002

Le chiffre d'affaires du Groupe en 2003 est stable par rapport à 2002. Celui-ci s'élève à 8 255 millions d'euros en 2003 contre 8 265 millions d'euros en 2002, soit une variation de - 0,1 %. Cette relative stabilité résulte d'une progression de 3,8 % dans les activités nucléaires, qui ont connu un niveau particulièrement soutenu, et une baisse de 14,2 % dans les activités du Pôle **Connectique** liée à la cession des activités MAI et Cable & Assembly et à l'impact négatif du taux de change euro/dollar US dans ce Pôle pour 120 millions d'euros.

A données comparables, le chiffre d'affaires du Groupe a augmenté de 6 % en 2003 par rapport à 2002 :

- les activités nucléaires affichent une croissance sur l'année 2003 de 6,9 % à données comparables, à 6 830 millions d'euros. Les pôles **Amont** et **Réacteurs et Services** bénéficient d'une bonne croissance sur l'année et enregistrent respectivement une augmentation de 10,3 % et 13,2 % sur l'année à périmètre et change comparables.
- le Pôle **Connectique** enregistre une croissance de 2,3 % sur 2003 à données comparables, grâce à une forte activité sur le quatrième trimestre 2003 (augmentation de 8,1 % à périmètre et change constants par rapport au troisième trimestre 2003 et 3,1 % à périmètre et change constants par rapport au quatrième trimestre 2002).

Le chiffre d'affaires 2003 classé dans la rubrique "Corporate et Autres" est lié aux ventes réalisées par Packinox avant sa cession, et par les activités non-stratégiques de Duke Engineering & Services acquise en 2002. L'évolution par rapport à 2002 est essentiellement due à la disparition du chiffre d'affaires dégagé sur les activités immobilières du Groupe, cédées fin 2002.

L'impact des variations de taux de change, en particulier la parité euro/dollar US sur l'ensemble des activités, est de - 376 millions d'euros.

Les ventes par zone géographique ont évolué en 2003 vers une plus grande internationalisation, grâce notamment à une progression de 13,3 % en Europe (hors France), dont 17,2 % pour les activités nucléaires.

(en millions d'euros)	2003		2002	
France	3 029	36,7 %	3 242	39,2 %
Europe (hors France)	2 010	24,3 %	1 774	21,5 %
Amériques	1 795	21,7 %	1 774	21,5 %
Asie Pacifique	1 323	16,0 %	1 359	16,4 %
Afrique et Moyen Orient	95	1,2 %	74	0,9 %
Autres pays	3	0,0 %	42	0,5 %
Total	**8 255**	**100 %**	**8 265**	**100 %**

L'évolution détaillée du chiffre d'affaires par Pôle est discutée au paragraphe 5.1.5.

Marge brute

Le tableau ci-dessous présente la marge brute du Groupe pour les exercices clos les 31 décembre 2004, 2003 et 2002 :

	31 décembre *(en millions d'euros)*			Variation *(en %)*	
	2004	2003	2002	2004	2003
Marge brute *(en millions d'euros)*	**2 762**	**2 117**	**2 136**	**30,5**	**(0,9)**
Marge brute % du chiffre d'affaires	**24,9 %**	**25,6 %**	**25,8 %**	**(0,7) point**	**(0,2) point**

2004 - 2003

La marge brute du Groupe s'élève à 2 762 millions d'euros en 2004 (soit 24,9 % du chiffre d'affaires) contre 2 117 millions d'euros en 2003 (soit 25,6 % du chiffre d'affaires), soit une augmentation en valeur absolue de 30,5 %. L'augmentation de la marge brute consolidée s'explique principalement par la contribution du Pôle **T&D**, nouvellement intégré, qui a dégagé une marge brute de 655 millions d'euros en 2004, soit 20,6 % de son chiffre d'affaires. Les activités nucléaires dégagent une marge brute stable, à 1 734 millions d'euros, contre 1 732 millions d'euros en 2003, malgré un chiffre d'affaires en recul. Le taux de marge brute des activités nucléaires progresse à ce titre de 0,8 point, à 26,2 % en 2004, contre 25,4 % en 2003, grâce notamment aux efforts de productivité réalisés dans la Business Unit Combustible. En revanche, le taux de marge brute sur chiffre d'affaires du Pôle **T&D** ressort à 20,6 %, ce qui a un effet dilutif sur le taux de marge brute du Groupe. Le Pôle **Connectique** maintient sa marge brute, qui passe de 354 millions d'euros en 2003 à 350 millions d'euros en 2004, malgré un chiffre d'affaires en baisse. Le taux de marge brute du Pôle **Connectique** s'établit ainsi à 27,2 % en 2004 contre 26,5 % en 2003, soit une progression de 0,7 point.

2003 - 2002

La marge brute du Groupe s'élève à 2 117 millions d'euros en 2003 (soit 25,6 % du chiffre d'affaires) contre 2 136 millions d'euros en 2002 (soit 25,8 % du chiffre d'affaires), soit une baisse de 0,9 %. La légère baisse de la marge brute consolidée en pourcentage du chiffre d'affaires en 2003 par rapport à 2002 s'explique par un recul de la marge brute dans le nucléaire, qui a baissé de 1,3 point. Cette baisse du taux de marge brute est notamment liée à l'harmonisation des méthodes de dégagement de chiffre d'affaires à l'avancement dans le Pôle **Aval** (voir 5.1.3.1 ci-dessus) et à la pression sur les prix dans le combustible. En revanche, le Pôle **Connectique** a enregistré un redressement de sa marge brute de 7,5 points directement lié à l'effet des plans de réduction de coûts.

Frais de recherche et développement

Les "Frais de Recherche et Développement" (R&D) comprennent les frais d'exploration et de recherches minières qui ne sont pas immobilisés, les dépenses de recherche et de développement financées par le Groupe, et les frais payés par les clients qui ne sont pas liés à un projet spécifique.

En complément des coûts inclus dans la rubrique "Frais de Recherche et Développement", le Groupe engage les dépenses de R&D suivantes :

- études et dépenses de recherche refacturées aux clients liées à un projet spécifique (dans le cadre de contrats) et comptabilisées dans la rubrique "coût des ventes" ;
- frais d'exploration et de recherches minières spécifiques immobilisés au cours de la période dans la rubrique "immobilisations incorporelles". Les frais sont immobilisés lorsqu'ils se rapportent à un projet qui, à la date de clôture des comptes, a de sérieuses chances de réussites techniques et de rentabilité commerciale.

La somme de ces coûts de R&D constitue "l'effort de Recherche et Développement global du Groupe". Cette information a pour objet de donner une vision globale de l'ensemble des investissements de R&D réalisés par le Groupe au cours d'un exercice fiscal.

	31 décembre		
(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Frais de Recherche et Développement	402	285	332
En % de CA	3,6 %	3,5 %	4,0 %
Activités nucléaires	51 %	70 %	65 %
Pôle T&D	30 %	n.d.	n.d.
Pôle Connectique	19 %	30 %	35 %
Effort global	559	n.d.	n.d.
Nombre de brevets déposés	214	152	192

2004 - 2003

Les frais de R&D du Groupe représentent 3,6 % du chiffre d'affaires en 2004 (soit 402 millions d'euros), en légère progression en pourcentage par rapport aux 3,5 % du chiffre d'affaires en 2003 (soit 285 millions d'euros).

L'augmentation en valeur absolue des frais de R&D est essentiellement liée à l'intégration des activités de T&D dans le périmètre du Groupe en 2004. Le niveau de dépenses de ce Pôle, rapporté à son chiffre d'affaires, est comparable à celui du Groupe.

Dans les activités nucléaires, la R&D représente 206 millions d'euros, soit 3,1 % du chiffre d'affaires en 2004, et 199 millions d'euros, soit 2,9 % du chiffre d'affaires en 2003. Les travaux de 2004 ont plus particulièrement porté sur l'évaluation de nouveaux procédés de recyclage de l'uranium issu du traitement, l'accroissement des performances des combustibles nucléaires, sur la recherche de performance économique des réacteurs (via l'amélioration de la performance des composants lourds de réacteurs, les outils de conception et de calcul, le développement d'une nouvelle génération de contrôle commande sécuritaire), et l'adaptation et l'optimisation des procédés de traitement en tenant compte de l'évolution des combustibles à traiter. A un horizon plus lointain, AREVA prépare activement une nouvelle génération de réacteurs qui fait partie des solutions envisagées dans le cadre de l'initiative de recherche et développement internationale intitulée "Generation IV".

Dans le Pôle **T&D**, les efforts de R&D représentent 121 millions d'euros en 2004, soit 3,8 % du chiffre d'affaires. Ils ont porté sur l'accroissement des performances des équipements et systèmes de puissance électriques, et sur le développement de contrôles numériques et de systèmes d'information pour le monitoring des réseaux électriques.

Dans le Pôle **Connectique**, les efforts de R&D s'élèvent à 75 millions d'euros en 2004, soit 5,8 % du chiffre d'affaires à comparer à 86 millions d'euros en 2003, soit 6,4 % du chiffre d'affaires du Pôle **Connectique**. Ils ont été axés sur les technologies permettant une différenciation forte des produits pour répondre aux exigences de miniaturisation, d'augmentation de vitesse des signaux transmis, et aux préoccupations environnementales, en travaillant notamment sur l'intégrité des signaux transmis à très haute vitesse, la métallisation des plastiques, la connectique 42 volts pour automobile, la modélisation, la simulation et les revêtements sans plomb.

L'effort soutenu de renouvellement des gammes de produits dans toutes les divisions, lié à l'amélioration des processus de production, s'est traduit par une dépense de R&D de 5,8 % du chiffre d'affaires ; l'objectif est de maintenir le Pôle **Connectique** au niveau des meilleurs et de conforter sa position de leader sur ses marchés cibles, en particulier ceux offrant un fort potentiel de croissance : serveurs informatiques, systèmes de stockage de données, équipements, multimédia embarqués dans l'automobile, cartes et étiquettes, périphériques informatiques…

2003 - 2002

Les frais de R&D du Groupe représentent 3,5 % du chiffre d'affaires en 2003 (soit 285 millions d'euros) contre 4 % du chiffre d'affaires en 2002 (soit 332 millions d'euros).

Dans les activités nucléaires, les efforts consacrés à la R&D ont été relativement stables et représentaient 199 millions d'euros, soit 2,9 % du chiffre d'affaires de 2003 et 213 millions d'euros,

soit 3,2 % du chiffre d'affaires en 2002. Les programmes de R&D ont porté principalement sur l'amélioration des performances des combustibles et sur la recherche de performance économique des réacteurs, notamment au travers de travaux sur le vieillissement et sur la numérisation des systèmes de contrôle-commande. Dans l'aval du cycle, les efforts ont porté sur l'optimisation technique et économique des solutions de fin de cycle pour le combustible.

Malgré les difficultés traversées par le secteur de la Connectique, le Pôle a maintenu son effort de R&D à un niveau de 86 millions d'euros, soit 6,4 % de son chiffre d'affaires, contre 120 millions d'euros en 2002, soit 7,7 % du chiffre d'affaires. Dans ce domaine, l'amélioration de la productivité industrielle a nécessité d'importants efforts de développement, principalement destinés à optimiser les procédés de fabrication. Plus en amont, les travaux ont porté sur des développements technologiques ambitieux et ciblés comme la recherche de nouveaux matériaux de revêtement, l'élargissement de la bande passante et la densification des contacts, nécessaires à l'augmentation des vitesses de transmission de données.

Effort de Recherche et Développement global du Groupe

Outre les dépenses de R&D comptabilisées pour 402 millions d'euros dans les comptes 2004, le Groupe estime avoir réalisé un effort de R&D supplémentaire de 157 millions d'euros, au travers des contrats clients, imputés en coût des ventes. Ces dépenses sont exclusivement réalisées dans les activités nucléaires. En ajoutant ces dépenses, l'effort global de R&D du Groupe s'établit à 559 millions d'euros en 2004, soit 5,0 % du chiffre d'affaires du Groupe et 5,7 % dans les activités nucléaires.

Frais commerciaux, généraux et administratifs

2004 - 2003

Les frais commerciaux, généraux et administratifs du Groupe s'élèvent à 1 389 millions d'euros en 2004, contre 939 millions d'euros en 2003, soit une augmentation de 47,9 % en 2004. Cette augmentation en valeur absolue résulte essentiellement de l'intégration, début 2004, des activités du Pôle T&D, dont les frais commerciaux, généraux et administratifs se sont élevés à 505 millions d'euros en 2004. Hors activités T&D, les frais commerciaux, généraux et administratifs progressent de 1,3 %.

Les frais commerciaux s'élèvent à 602 millions d'euros en 2004 contre 352 millions d'euros en 2003 soit une augmentation de 71 % en 2004. Ils représentent 5,4 % du chiffre d'affaires en 2004 et 4,3 % du chiffre d'affaires en 2003. Cette augmentation s'explique essentiellement par l'intégration des frais commerciaux des activités T&D qui s'élèvent à 275 millions d'euros en 2004, ce qui représente 8,6 % du montant des ventes. Hors activités T&D, les frais commerciaux et marketing du Groupe sont en recul de 7 % par rapport à ceux de 2003 et s'élèvent à 4,1 % du chiffre d'affaires 2004 contre 4,3 % en 2003. Ce recul est lié à un effet de base en 2003, qui avait nécessité d'importants efforts pour la préparation de l'appel d'offre "EPR Finlande" et la négociation du contrat correspondant.

Les frais généraux et administratifs s'élèvent à 787 millions d'euros en 2004 contre 587 millions d'euros en 2003, soit une augmentation de 34 % en 2004. Ils représentent 7,1 % du chiffre d'affaires en 2004 comme en 2003. Cette augmentation s'explique essentiellement par l'intégration des frais généraux et administratifs des activités T&D qui s'élèvent à 230 millions d'euros en 2004. Hors activités T&D, les frais généraux et administratifs sont en recul de 5,1 % par rapport à ceux de 2003, en raison principalement des effets des plans de réduction des coûts mis en place dans le Pôle **Connectique**. Hors activités T&D, les frais généraux et administratifs s'élèvent à 7,0 % du chiffre d'affaires 2004 contre 7,1 % en 2003.

2003 - 2002

Les frais commerciaux, généraux et administratifs du Groupe s'élèvent à 939 millions d'euros en 2003, contre 1 008 millions d'euros en 2002, soit une réduction de 6,8 % en 2003.

Les frais commerciaux s'élèvent à 352 millions d'euros en 2003 contre 384 millions d'euros en 2002, soit une diminution de 8,3 % en 2003. Ils représentent 4,3 % du chiffre d'affaires en 2003 et 4,6 % du chiffre d'affaires 2002, soit une baisse de 0,3 point en 2003. La diminution en 2003 par rapport à 2002 est principalement due aux effets de la restructuration du Pôle **Connectique**, dont les frais commerciaux ont baissé de 46 millions d'euros. Dans les activités nucléaires, les frais commerciaux et marketing sont en progression de 6 % en 2003 par rapport à 2002, essentiellement en raison des efforts réalisés pour l'offre "EPR Finlande".

Les frais généraux et administratifs s'élèvent à 587 millions d'euros en 2003 contre 624 millions d'euros en 2002, soit une diminution de 6 % en 2003. Ils représentent 7,1 % du chiffre d'affaires en 2003 et 7,5 % du chiffre d'affaires 2002, soit une baisse de 0,4 point en 2003. La diminution en 2003 par rapport à 2002 est également principalement due à l'effet des plans de réduction des coûts dans le Pôle **Connectique**. Hors activités Connectique, les frais généraux et administratifs reculent de 2,8 % en 2003 par rapport à 2002.

Autres charges et produits opérationnels

Les autres charges et produits opérationnels regroupent principalement les produits et charges relatifs :

- aux restructurations,
- aux amortissements des éléments non affectables aux contrats,
- aux obligations de fin de cycle,
- et aux pensions.

2004 - 2003

Les autres charges et produits opérationnels s'élèvent à 358 millions d'euros en 2004 contre 551 millions d'euros en 2003, soit une diminution de 35,2 % en 2004.

La diminution en 2004 par rapport à 2003 est principalement due :

- à la baisse des coûts de restructurations, en particulier dans le Pôle **Connectique**. A l'échelle du Groupe, les coûts de restructurations s'élèvent à 74 millions d'euros en 2004 contre 217 millions d'euros en 2003, soit une baisse de 143 millions d'euros en 2004. Néanmoins il convient de noter que les 142 millions d'euros de coûts de restructurations 2004 du Pôle **T&D** ont été imputés sur l'écart d'acquisition.
- à la comptabilisation de dotations non-récurrentes aux provisions pour affaires de 37 millions d'euros en 2003, notamment relatives au contrat de services en Ukraine (ISF2).

2003 - 2002

Les autres charges et produits opérationnels s'élèvent à 551 millions d'euros en 2003 et à 616 millions d'euros en 2002, soit une diminution de 10,6 % en 2003.

La diminution constatée entre 2002 et 2003 s'explique principalement par :

- la baisse des coûts de restructuration, en particulier dans le Pôle **Connectique** où les coûts de restructuration sont en diminution de 135 millions d'euros entre 2002 et 2003, passant de 270 millions d'euros à 135 millions d'euros. A l'échelle du Groupe, les coûts de restructuration s'élèvent à 217 millions d'euros en 2003 contre 345 millions d'euros en 2002, soit une baisse de 128 millions d'euros en 2003,
- partiellement compensée par la comptabilisation de dotations non récurrentes aux provisions pour affaires de 37 millions d'euros en 2003.

Résultat opérationnel

Le tableau ci-dessous présente le résultat opérationnel du Groupe, par Pôle, pour les exercices clos les 31 décembre 2004, 2003 et 2002 :

	31 décembre *(en millions d'euros)*			Variation *(en %)*	
	2004	2003	2002	2004	2003
Pôle Amont	314	316	319	(0,6)	(0,9)
En % de CA	12,4 %	11,8 %	12,5 %		
Pôle Réacteurs et Services	90	52	64	73,1	(18,7)
En % de CA	4,2 %	2,4 %	3,3 %		
Pôle Aval	177	155	236	14,2	(34,3)
En % de CA	9,1 %	7,7 %	11,3 %		
S/t activités nucléaires	581	523	619	11,1	(15,5)
En % de CA	8,8 %	7,7 %	9,4 %		
Pôle T&D	31	-	-	-	-
En % de CA	1,0 %				
Pôle Connectique	80	(114)	(406)	n.s	n.s
En % de CA	6,2 %	- 8,5 %	- 26,0 %		
Corporate & autres	(79)	(67)	(33)	n.s	n.s
Résultat opérationnel	**613**	**342**	**180**	**79,2 %**	**90 %**
% du chiffre d'affaires	**5,5 %**	**4,1 %**	**2,2 %**	**1,4 point**	**1,9 point**

2004 - 2003

Le résultat opérationnel du Groupe ressort à 613 millions d'euros en 2004, contre 342 millions d'euros en 2003, soit une progression de 79,2 % en 2004. Le taux de marge opérationnelle s'établit ainsi à 5,5 % en 2004 contre 4,1 % en 2003, soit une progression de 1,4 point en 2004. Le résultat opérationnel du Groupe en 2004 ne prend pas en compte les 142 millions d'euros de coûts de restructurations du Pôle **T&D** imputés sur l'écart d'acquisition.

Le résultat opérationnel des activités nucléaires s'élève à 581 millions d'euros en 2004, contre 523 millions d'euros en 2003, soit une progression de 11,1 % en 2004. Les activités nucléaires atteignent en 2004 un niveau de marge opérationnelle représentant 8,8 % des ventes, soit une progression de 1,1 point par rapport au taux de marge opérationnelle de 2003, qui s'est établi à 7,7 %. La progression du résultat opérationnel des activités nucléaires résulte essentiellement de l'amélioration enregistrée en 2004 par le Pôle **Réacteurs et Services** et le Pôle **Aval**, comme indiqué aux paragraphes 5.1.5.2 et 5.1.5.3.

Le Pôle **T&D** dégage un résultat opérationnel de 31 millions d'euros en 2004, soit un taux de marge opérationnelle stable à 1 %.

Le Pôle **Connectique** dégage un résultat opérationnel de 80 millions d'euros en 2004 contre - 114 millions d'euros en 2003, soit une amélioration de 194 millions d'euros en 2004 liée à la baisse des charges de restructuration et aux efforts de réduction des coûts. Le taux de marge opérationnelle ressort à 6,2 % en 2004, contre - 8,5 % en 2003, soit une progression de 14,7 points en 2004.

2003 – 2002

Le résultat opérationnel du Groupe ressort à 342 millions d'euros en 2003, contre 180 millions d'euros en 2002, soit une progression de 90 % en 2003. Le taux de marge opérationnelle s'établit ainsi à 4,1 % en 2003 contre 2,2 % en 2002, soit une progression de 1,9 point en 2004.

Le résultat opérationnel des activités nucléaires s'élève à 523 millions d'euros en 2003, contre 619 millions d'euros en 2002, soit un recul de 15,5 % en 2003. Le taux de marge opérationnelle ressort à 7,7 % en 2003, contre 9,4 % en 2002. La baisse observée en 2003 est essentiellement liée au Pôle **Aval**, qui a bénéficié d'éléments positifs non récurrents en 2002 et à une provision importante enregistrée en 2003 sur un contrat de services dans le Pôle **Réacteurs et Services**.

Le Pôle **Connectique** enregistre un résultat opérationnel de - 114 millions d'euros en 2003 contre - 406 millions d'euros en 2002, soit une amélioration de 292 millions d'euros en 2003. Le taux de marge opérationnelle ressort à - 8,5 % en 2003, contre - 26,0 % en 2002, soit une progression de 17,5 points en 2003. Ces deux exercices se caractérisent par de lourdes charges de restructuration, qui s'élèvent à 135 millions d'euros en 2003 contre 270 millions d'euros en 2002. Avant charges de restructuration, le résultat opérationnel du Pôle **Connectique** s'établit à 21 millions d'euros en 2003 contre - 136 millions d'euros en 2002, soit une progression de 157 millions d'euros en 2003. Le taux de marge opérationnelle avant restructuration s'élève à 1,6 % en 2003 contre - 8,7 % en 2002, soit une amélioration de 10,3 points.

L'évolution détaillée du résultat opérationnel par Pôle est discutée au paragraphe 5.1.5.

Résultat opérationnel avant restructuration

Les résultats opérationnels du Groupe avant restructuration pour les exercices 2004 et 2003 ne prennent pas en compte les coûts de restructuration non récurrents dont le montant s'élève à 74 millions d'euros en 2004 et à 217 millions d'euros en 2003. Par ailleurs, le résultat opérationnel du Groupe avant restructuration en 2004 ne prend pas en compte les 142 millions d'euros de coûts de restructurations du Pôle **T&D** imputés sur l'écart d'acquisition.

2004- 2003

Le résultat opérationnel du Groupe avant restructuration s'élève à 687 millions d'euros en 2004, contre 559 millions d'euros en 2003, soit une progression de 23 % en 2004. Le taux de marge opérationnelle s'établit ainsi à 6,2 % en 2004 contre 6,8 % en 2003, soit une diminution de 0,6 point en 2004. Cette diminution résulte essentiellement de l'effet dilutif lié à l'intégration du taux de marge du Pôle **T&D**, partiellement compensé par l'augmentation du taux de marge dans les activités nucléaires et dans le Pôle **Connectique** en 2004.

2003-2002

Le résultat opérationnel du Groupe avant restructuration s'élève à 559 millions d'euros en 2003, contre 525 millions d'euros en 2002, soit une progression de 6,4 % en 2003. Le taux de marge opérationnelle s'établit ainsi à 6,8 % en 2003 contre 6,4 % en 2002, soit une progression de 0,4 point en 2003. Cette progression résulte essentiellement de l'augmentation de 10,3 points du taux de marge du Pôle **Connectique**, compensée par une baisse du taux de marge des activités nucléaires.

Résultat financier

Le tableau ci-dessous présente le résultat financier du Groupe pour les exercices clos les 31 décembre 2004, 2003 et 2002.

(en millions d'euros)	31 décembre 2004	2003	2002
Part non liée au portefeuille de couverture des obligations de fin de cycle			
Produits de placement	53	99	97
Charges d'intérêt sur emprunt, lignes de crédit et avances clients rémunérées	(30)	(55)	(87)
Résultat net de change	(2)	(10)	1
Résultat sur cessions de titres	41	288	689
Dividendes reçus	30	32	57
Provisions de titres	7	39	(46)
Autres produits et (charges) financières	(49)	(35)	(89)
Sous-total	**50**	**358**	**621**
Part liée au portefeuille de couverture des obligations de fin de cycle			
Résultat sur cession de titres	21	83	22
Dividendes reçus	29	33	31
Dépréciation de titres	62	(101)	(57)
Intérêt au titre du protocole Marcoule	(20)	-	-
Inflation sur la provision des obligations de fin de cycle	(25)	(39)	(30)
Sous-total	**67**	**(24)**	**(34)**
Total	**117**	**334**	**587**

2004 - 2003

Le résultat financier s'élève à 117 millions d'euros en 2004 contre 334 millions d'euros en 2003, soit une diminution de 64,7 % en 2004. Le résultat financier, hors portefeuille de couverture des obligations de fin de cycle, diminue de 86 % en 2004, passant de 358 millions d'euros en 2003 à 50 millions d'euros en 2004.

La baisse du résultat financier, hors portefeuille de couverture des obligations de fin de cycle, est essentiellement liée :

- à des cessions de titres plus limitées. En effet, le Groupe a cédé, en 2003, 3,2 millions de titres Total, dégageant une plus-value avant impôts de 288 millions d'euros. En 2004, le Groupe a cédé 382 500 de titres Total, dégageant une plus-value avant impôts de 37 millions d'euros,
- à des produits de placements 2004 de 53 millions d'euros, inférieurs à ceux de 2003, qui se sont établis à 99 millions d'euros. Cette évolution s'explique par une position moyenne de disponibilités 2004 inférieure à celle de 2003 (se reporter au paragraphe 5.1.6 sur les flux de trésorerie).

Le résultat financier lié au portefeuille de couverture des obligations de fin de cycle s'établit en 2004 à 67 millions d'euros, contre - 24 millions d'euros en 2003, soit une hausse de 91 millions d'euros en 2004. Cette hausse résulte d'une reprise nette de provisions pour dépréciation de titres de 62 millions d'euros, compte tenu de l'évolution du profil du portefeuille et de la meilleure performance des marchés actions en 2004, contre une dotation nette de 101 millions d'euros en 2003. Les résultats sur cession de titres reculent en revanche en 2004, à 21 millions d'euros, contre 83 millions d'euros en 2003. En 2003, le résultat sur cessions de titres au sein du portefeuille des obligations de fin de cycle comprend la plus-value résultant de la fusion-absorption de la société Coficem par la société Sagem, pour 79 millions d'euros.

2003 - 2002

Le résultat financier s'élève à 334 millions d'euros en 2003 contre 587 millions d'euros en 2002, soit une diminution de 43 % en 2003.

Le résultat financier, hors portefeuille de couverture des obligations de fin de cycle, diminue de 42 % en 2003, passant de 621 millions d'euros en 2002 à 358 millions d'euros en 2003. Cette baisse résulte principalement :

- de moindres plus-values réalisées sur les cessions de titres. En 2002, le Groupe a cédé 7 millions de titres Total. Il a alors dégagé une plus-value avant impôts de 689 millions d'euros. En 2003, ce mouvement s'est poursuivi et le Groupe a cédé 3,2 millions de titres Total, soit une plus-value avant impôts de 288 millions d'euros.
- de l'amélioration des marchés financiers conduisant à une reprise nette de provisions pour dépréciation de titres pour 39 millions d'euros, contre une dotation nette de 47 millions d'euros en 2002, à la suite du redressement des marchés sur l'exercice 2003.

Résultat exceptionnel

2004 - 2003

Le résultat exceptionnel s'élève à 46 millions d'euros en 2004 contre 135 millions d'euros en 2003 soit une diminution de 65,9 % en 2004.

Le résultat exceptionnel 2004 correspond principalement à la plus-value de cession dégagée sur la vente de l'immeuble du Groupe à Lyon, et qui s'élève à 45 millions d'euros.

2003 - 2002

Le résultat exceptionnel enregistré en 2003 est de 135 millions d'euros, contre 289 millions d'euros en 2002, soit une baisse de 53,3 % en 2003.

Le résultat exceptionnel de 2003 est essentiellement constitué :

- de la plus-value de cession de la Business Unit Militaire Aérospatiale Industrie, dans le Pôle **Connectique**, pour 65 millions d'euros,
- de la plus-value enregistrée sur les titres Assystem apportés à l'Offre Publique d'Echange de Brime Technologie, compte tenu de la parité d'échange proposée, pour 47 millions d'euros.

L'année 2002 a été marquée par d'importantes cessions d'actifs non stratégiques : celle de Sovaklé, filiale immobilière du Groupe, et celle de la Tour AREVA (anciennement Tour Framatome), qui à elles-deux ont dégagé une plus-value de 293 millions d'euros avant impôts.

Impôt sur les résultats

2004 - 2003

Le montant de l'impôt sur les résultats s'élève à 209 millions d'euros en 2004 contre 184 millions d'euros en 2003, soit une augmentation de 13,6 % en 2004. Le taux effectif d'imposition du Groupe ressort en conséquence à 26,9 % en 2004 contre 22,7 % en 2003, soit une hausse de 4,2 points en 2004.

Cette augmentation en 2004, malgré un résultat imposable de 776 millions d'euros, inférieur à celui de 2003, qui s'établit à 811 millions d'euros, est liée à la structure du résultat. En 2003, le résultat financier contient 288 millions d'euros de plus-value sur cession de titres, imposées à taux réduit, contre seulement 41 millions d'euros en 2004. En 2004, la majeure partie du résultat est réalisée par l'opérationnel, généralement imposé au taux nominal.

2003 – 2002

Le montant de l'impôt sur les résultats s'élève à 184 millions d'euros en 2003 contre 220 millions d'euros en 2002, soit une baisse de 16,4 % en 2003. Le taux effectif d'imposition du Groupe ressort en conséquence à 22,7 % en 2003, contre 20,8 % en 2002, soit une augmentation de 1,9 point en 2003.

La baisse du montant d'impôt en 2003 par rapport à 2002 est essentiellement liée à un recul du résultat imposable, qui est passé de 1 056 millions d'euros en 2002 à 811 millions d'euros en 2003.

Quote-part dans les résultats des sociétés mises en équivalence

	31 décembre		
(en millions d'euros)	2004	2003	2002
STMicroelectronics	74	34	75
Groupe Eramet	46	(13)	(7)
Autres	11	0	14
Total	**131**	**21**	**82**

Les deux principales participations comptabilisées par mise en équivalence sont STMicroelectronics et Eramet. Les autres participations comptabilisées par mise en équivalence sont décrites dans la note 12 de l'annexe aux comptes consolidés.

La participation d'AREVA dans STMicroelectronics s'élève à 11 % au travers de FT1CI, une holding detenue conjointement avec France Télécom. Elle se traduit dans les comptes du Groupe par la prise en compte :

- d'une quote-part de résultat de STMicroelectronics de 17,3 %,
- d'intérêts minoritaires de France Télécom pour 6,25 %.

Les données chiffrées du Groupe concernant ses quote-parts dans les résultats de STMicroelectronics et d'Eramet pourraient différer des résultats publiés par ces sociétés. Ces montants sont en effet, fondés (i) concernant Eramet, sur des résultats provisoires et (ii) concernant STMicroelectronics, sur des chiffres en normes comptables américaines retraités en normes comptables françaises et en dollars américains convertis en euros par le Groupe. Concernant Eramet, le Groupe identifie les différences entre les comptes provisoires et les comptes publiés et les intègre dans les comptes de la période suivante.

2004 - 2003

La quote-part dans les résultats des sociétés mises en équivalence s'élève à 131 millions d'euros en 2004, contre 21 millions d'euros en 2003.

2003 - 2002

La quote-part dans les résultats des sociétés mises en équivalence s'élève à 21 millions d'euros en 2003 contre 82 millions d'euros en 2002.

Amortissement des écarts d'acquisition

2004 - 2003

Les amortissements des écarts d'acquisition s'élèvent à 152 millions d'euros en 2004 contre 174 millions d'euros en 2003, soit une diminution de 12,6 % en 2004.

La baisse en 2004, malgré l'intégration du Pôle **T&D** et le début de l'amortissement de l'écart d'acquisition correspondant, est liée à la diminution du nombre de titres Total cédés en 2003. En 2003, la cession de titres Total a conduit à un amortissement exceptionnel de 70 millions d'euros de l'écart d'acquisition constaté lors de la création d'AREVA[1]. En 2004, l'amortissement exceptionnel d'écart d'acquisition lié à la cession de titres Total ne s'élève qu'à 8 millions d'euros. L'amortissement de l'écart d'acquisition de l'activité T&D, intégrée le 1er janvier 2004, s'élève à 32 millions d'euros.

En 2004, le Groupe n'a procédé à aucune dépréciation exceptionnelle d'écart d'acquisition sur les activités opérationnelles.

2003 - 2002

Les amortissements des écarts d'acquisition s'élèvent à 174 millions d'euros en 2003 contre 593 millions d'euros en 2002, soit une diminution de 70,6 % en 2003. La cession des titres Total a conduit à un amortissement exceptionnel de l'écart d'acquisition constaté lors de la création d'AREVA[1] respectivement, de 70 millions d'euros en 2003 et de 153 millions d'euros en 2002. L'exercice 2002 a en outre été marqué par un amortissement exceptionnel de l'écart d'acquisition résultant de l'acquisition de la société Berg dans la Connectique en 1998, à hauteur de 275 millions d'euros. En 2003, le Groupe n'a procédé à aucune dépréciation exceptionnelle d'écart d'acquisition sur les activités opérationnelles.

Résultat net de l'ensemble consolidé

Compte tenu des éléments qui précèdent, le résultat net de l'ensemble consolidé s'élève à 546 millions d'euros en 2004 contre 473 millions d'euros en 2003 et 326 millions d'euros en 2002, soit une progression de 15,4 % en 2004 et de 45,1 % en 2003.

Intérêts minoritaires

	31 décembre		
(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Part de Siemens dans Framatome ANP (34 %)	54	37	56
Part de France Télécom dans FT1CI (Holding de détention de STMicroelectronics)	19	16	11
Part des minoritaires dans Eurodif (40 %)	37	24	18
Autres	9	7	1
Total	**118**	**84**	**86**

Les intérêts minoritaires concernent essentiellement les participations de Siemens dans Framatome ANP, à hauteur de 34 %, des actionnaires minoritaires dans Eurodif (enrichissement de l'uranium), à hauteur de 40 %, et de France Télécom dans FT1CI, correspondant à 6,25 % (2,92 % à compter du 21 décembre 2004) de STMicroelectronics en 2004, 2003 et 2002.

Les intérêts minoritaires nets de l'ensemble consolidé s'élèvent à 118 millions d'euros en 2004 contre 84 millions d'euros en 2003 et 86 millions d'euros en 2002, soit une augmentation de 40,5 % en 2004, essentiellement liée à l'amélioration des résultats de Framatome ANP et d'Eurodif, et une diminution de 2,3 % en 2003.

Résultat net part du Groupe

Le résultat net, part du Groupe, s'élève en conséquence à 428 millions d'euros en 2004, contre 389 millions d'euros en 2003 et 240 millions d'euros en 2002, soit une progression de 10 % en 2004 et une augmentation de 62,1 % en 2003.

(1) Cet écart d'acquisition résulte de la création du groupe AREVA, suite à l'apport par COGEMA de ses participations autres que celles se rattachant à ses activités industrielles, à savoir ses participations dans Framatome, Total, Eramet et Cogerap.

5.1.5. Performances sectorielles pour les exercices clos les 31décembre 2004, 2003 et 2002

5.1.5.1 Pôle Amont

	31 décembre *(en millions d'euros)*			Variation *(en %)*			
	2004	2003	2002	2004	2004 comparable	2003	2003 comparable
Carnet de commandes	7 158	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Chiffre d'affaires	2 524	2 683	2 562	(5,9)	(4,3)	4,7	10,3
Mines	475	443	536	7,4	6,2	(17,4)	(8,1)
Chimie	232	226	173	2,5	2,5	30,7	30,7
Enrichissement	681	727	662	(6,3)	(2,8)	9,9	20,2
Combustible	1 136	1 284	1 189	(11,5)	(9,9)	8,0	9,7
Résultat opérationnel	314	316	319	(0,6)	-	(0,9)	-
En % du CA	12,4	11,8	12,4	+ 0,6 pt	-	(0,6) pt	-

Carnet de commandes

Le carnet de commandes du Pôle **Amont** s'établit à 7 158 millions d'euros au 31 décembre 2004, soit 34 mois de chiffre d'affaires 2004.

Chiffre d'affaires

2004-2003

Le chiffre d'affaires du Pôle **Amont** s'établit en 2004 à 2 524 millions d'euros contre 2 683 millions d'euros en 2003, soit un recul de - 5,9 %. Cette diminution est principalement due au recul du chiffre d'affaires de la Business Unit Combustible de 11,5 %, et de la Business Unit Enrichissement de 6,3 %, partiellement compensée par l'augmentation du chiffre d'affaires de 7,4 % de la Business Unit Mines et de 2,5 % de la Business Unit Chimie. A l'échelle du Pôle, l'impact de la variation des taux de change est de - 73 millions d'euros. A données comparables, le chiffre d'affaires du Pôle **Amont** recule de 4,3 % en 2004.

La Business Unit Mines dégage un chiffre d'affaires de 475 millions d'euros, en progression de 7,4 % par rapport à 2003 (6,2 % en données comparables). Hors activité de trading[1], les volumes d'uranium vendus sont stables par rapport à ceux de 2003 avec un prix de vente moyen en progression de l'ordre de 4 %. Les volumes vendus via l'activité de trading sont en revanche en nette progression. La hausse du chiffre d'affaires réalisé dans l'activité Or, qui représente moins de 10 % des ventes de la Business Unit, mais qui contribue pour plus d'un tiers à la progression du chiffre d'affaires de la Business Unit Mines en 2004, est liée à un effet périmètre correspondant à l'intégration proportionnelle de la société AMC précédemment mise en équivalence.

Dans la Business Unit Chimie, les ventes progressent de 2,5 %, à 232 millions d'euros, contre 226 millions d'euros en 2003. Ce résultat reflète un haut niveau de conversion d'uranium, avec, pour la première fois, plus de 14 000 tonnes d'UF6 produites. Les prix s'inscrivent en légère progression, de l'ordre de 2 % par rapport à 2003.

Le chiffre d'affaires de la Business Unit Enrichissement recule de - 6,3 % (- 2,8 % en données comparables, relativement en ligne avec le recul des volumes) à 681 millions d'euros, contre 727 millions d'euros en 2003. L'année 2003 avait été marquée par des niveaux très supérieurs à ceux classiquement observés, notamment en Asie et en Amérique du Nord. Au Japon, les difficultés techniques rencontrées par un certain nombre d'électriciens ont occasionné à partir de 2003 et sur l'année 2004 des arrêts de nombreux réacteurs pour inspection de sûreté. Ces arrêts ont entraîné une baisse significative des volumes vendus dans la région Asie-Pacifique. Cette baisse n'a été que partiellement compensée par une augmentation des volumes vendus en Europe (hors France).

Dans la Business Unit Combustible, qui représente 45 % des ventes du Pôle en 2004, le chiffre d'affaires s'établit à 1 136 millions d'euros, contre 1 284 millions d'euros en 2003, soit une évolution de - 11,5 % (- 9,9 % en données comparables). Ce recul résulte d'une baisse des volumes, tant dans le combustible UO2 que dans le combustible Mox. Tous types de combustibles confondus, les volumes vendus en 2004 sont en recul de 7 % par rapport aux volumes vendus en 2003. L'année 2003 avait été marquée par un niveau élevé de livraisons, notamment pour le compte d'EDF qui a, selon les estimations du Groupe, augmenté ses stocks de combustibles frais en 2003. L'année 2004 est, inversement, marquée par un niveau faible, en particulier en France et en Allemagne. Les volumes de combustible à l'uranium vendus en Europe s'établissent ainsi en retrait de 15,8 %

(1) Voir définition dans le lexique

en 2004 par rapport à 2003. Ces fluctuations sont liées aux cadences des livraisons définies par les clients, et sont partiellement compensées par une progression de 24 % en volume des ventes réalisées aux Etats-Unis en 2004.

Au sein de la zone Europe, le chiffre d'affaires réalisé par l'ensemble du Pôle **Amont** recule de 9,7 % entre 2003 et 2004. Néanmoins ce recul est partiellement compensé par la progression de 6 % du chiffre d'affaires réalisé par le Pôle **Amont** dans la zone Amériques.

2003-2002

En 2003, les ventes du Pôle **Amont** ont progressé de 4,7 %, avec un chiffre d'affaires de 2 683 millions d'euros contre 2 562 millions d'euros en 2002. Cette augmentation est principalement due à une croissance du chiffre d'affaires des services d'Enrichissement de 9,9 % et du Combustible de 8,0 %, compensée par un recul du chiffre d'affaires de la Business Unit Mines de 17,4 %. A l'échelle du Pôle, l'impact de la variation des taux de change est de - 146 millions d'euros sur la période. En données comparables, la progression du chiffre d'affaires du Pôle **Amont** est de 10,3 % en 2003.

Le chiffre d'affaires de la Business Unit Mines est en recul de 17,4 %. Retraité des effets de change, ce recul s'établit à 8,1 %. Malgré un accroissement des volumes d'uranium vendus, le prix moyen a été inférieur à celui de 2002. L'augmentation du prix spot de l'uranium de 40 % sur 2003 (en dollars, soit 20 % en euros) n'a eu que très peu d'impact sur les ventes, les contrats étant signés sur le long terme. Les activités de trading baissent avec peu de matière disponible sur les marchés. L'arrêt de quatre mois de la mine de Mc Arthur au Canada aura été sans effet notable sur les ventes, le Groupe ayant pu déstocker l'uranium nécessaire à la livraison de ses clients malgré cet événement.

Le chiffre d'affaires de la Business Unit Chimie progresse de 30,7 %. Cette hausse est essentiellement liée à un effet volume, notamment sur les activités de conversion d'uranium, en particulier grâce à la conclusion de nouveaux contrats avec des électriciens européens. L'effet prix n'est en revanche pas significatif sur la période.

La Business Unit Enrichissement enregistre une hausse de 9,9 % en données publiées et de 20,2 % en données comparables. Les ventes reflètent un très haut niveau d'activité sur 2003 avec des volumes en forte croissance de 27 % en France et sur les zones Asie et Amériques.

Dans la Business Unit Combustible, le chiffre d'affaires croît de 8 % en données publiées et de 9,7 % en données comparables.

En 2003, le chiffre d'affaires atteint un point haut historique, par la combinaison favorable d'un effet volume et d'un effet mix produits tous deux positifs. La diminution de volumes de combustible à l'uranium naturel, principalement en France et aux Etats-Unis, a été compensée par des livraisons de combustibles Mox.

Au sein de la zone Europe, le chiffre d'affaires réalisé par le Pôle **Amont** a progressé de 6,8 % entre 2002 et 2003. Néanmoins, cette progression a été partiellement compensée par le recul de 1,2 % du chiffre d'affaires réalisé dans la zone Amériques.

Résultat opérationnel

2004-2003

Le résultat opérationnel du Pôle **Amont** est stable et s'élève à 314 millions d'euros en 2004 contre 316 millions d'euros en 2003. Le taux de marge opérationnelle du Pôle **Amont** s'établit à 12,4 % en 2004 contre 11,8 % en 2003, soit une progression de 0,6 point en 2004.

L'effet des prix dans l'activité minière reste à ce stade très limité. Les effets volumes, positifs pour les Business Units Mines et Chimie, sont neutralisés par le recul observé dans l'Enrichissement, après un niveau d'activité particulièrement soutenu en 2003.

Dans le Combustible, où les volumes vendus sont ponctuellement en recul sur 2004 en raison des cadences de livraison des recharges de combustibles fixés par les clients électriciens, les efforts d'adaptation et de productivité et un mix produits favorable ont permis de maintenir le résultat opérationnel à un niveau identique à celui de 2003. En particulier, les efforts de qualification croisée des sites de production de combustible, permettant de fabriquer les assemblages indifféremment dans diverses usines du Groupe, et la mise en place à l'usine de Lynchburg aux Etats-Unis d'une ligne de production rassemblant l'ensemble des meilleures pratiques de la Business Unit Combustible, ont été poursuivis en 2004.

2003-2002

Le résultat opérationnel du Pôle **Amont** s'élève à 316 millions d'euros en 2003 contre 319 millions d'euros en 2002, soit une légère diminution de 0,9 % en 2003. Le taux de marge opérationnelle s'est établi à 11,8 % en 2003 contre 12,4 % en 2002, soit un recul de 0,6 point.

La quasi-stabilité en 2003 s'explique par le recul du résultat opérationnel de la Business Unit Combustible, qui avait connu une année 2002 très favorable en termes de résultat. En effet, 2002 a vu la livraison du premier cœur de combustible frais pour le démarrage de la centrale de Ling Ao 2 en Chine et

d'importantes livraisons de combustible à EDF, induisant un effet mix positif en termes de marge. Le recul de résultat observé dans le combustible est compensé par une progression significative du résultat opérationnel dans la Business Unit Enrichissement, en lien avec le niveau particulièrement élevé de cette activité. L'arrêt temporaire de la mine d'uranium de McArthur au Canada a eu un impact limité sur le résultat opérationnel de la mine, qui est en légère croissance en 2003.

5.1.5.2 Pôle Réacteurs et Services

	31 décembre *(en millions d'euros)*			Variation *(en %)*			
	2004	2003	2002	2004	2004 comparable	2003	2003 comparable
Carnet de commandes	3 506	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.
Chiffre d'affaires	2 146	2 124	1 933	1,0	4,8	9,9	13,2
Réacteurs	582	539	484	8,1	10,6	11,4	9,3
Services nucléaires	696	763	664	(8,8)	(3,1)	14,9	22,4
Equipements	242	217	224	11,5	12,7	(3,2)	(0,1)
Technicatome	316	299	234	5,9	3,3	27,6	27,6
Mesures nucléaires	157	149	164	5,6	11,5	(8,9)	3,0
Conseil et Systèmes d'information	133	137	126	(2,9)	7,7	9,0	9,0
Mécanique	18	18	36	1,4	36,0	(49,4)	(49,4)
Résultat opérationnel	90	52	64	73,1	-	(18,7)	-
En % du CA	4,2	2,4	3,3	+ 1,8 pt	-	(0,9) pt	-

Carnet de commandes

Le carnet de commandes du Pôle **Réacteurs et Services** s'élève à 3 506 millions d'euros au 31 décembre 2004, et intègre la quote-part du Groupe dans le projet EPR "Olkiluoto 3" en Finlande qui représente plus de la moitié du carnet de commandes du Pôle. Le montant du carnet de commandes du Pôle représente près de 20 mois de chiffre d'affaires 2004.

Chiffre d'affaires

2004-2003

Le chiffre d'affaires du Pôle **Réacteurs & Services** s'établit en 2004 à 2 146 millions d'euros, en progression de 1,0 % par rapport à celui de 2003 qui s'était établi à 2 124 millions d'euros. Cette augmentation est principalement due à la croissance du chiffre d'affaires de la Business Unit Réacteurs de 8,1 %, compensant la diminution du chiffre d'affaires de la Business Unit Services de 8,8 %. A l'échelle du Pôle, l'impact de la variation des taux de change par rapport à 2003 est de - 57 millions d'euros. En données comparables, le Pôle affiche une croissance de 4,8 % en 2004.

Dans le domaine des Réacteurs, le chiffre d'affaires s'établit à 582 millions d'euros, en progression de 8,1 % par rapport à 2003 et de 10,6 % en données comparables. En 2003, la Business Unit Réacteurs avait enregistré l'encaissement de boni sur les derniers réacteurs livrés par le Groupe, notamment en Chine (Ling Ao 2) et en France (Civaux 2), et au Brésil (Angra 2). Ces boni, s'échelonnant de façon dégressive sur les premières années d'exploitation des centrales mises en service, sont reçus dès lors que les performances délivrées sont égales ou supérieures aux performances techniques prévues au contrat. En 2004, les boni reçus se sont élevés, de façon normale, à un montant inférieur au montant des boni reçus en 2003. La progression de chiffre d'affaires enregistrée en 2004 est essentiellement liée au démarrage du projet EPR Finlande "Olkiluoto 3". En effet, le contrat signé fin 2003 avec l'électricien finlandais TVO pour la construction d'un réacteur EPR n'a pas engendré de chiffre d'affaires en 2003. Ce contrat devrait principalement s'étaler entre 2004 et 2009 (année de "couplage au réseau", c'est-à-dire de connexion et de première fourniture d'électricité au réseau) en dégageant le chiffre d'affaires suivant l'avancement du projet. Le chiffre d'affaires dégagé sur ce contrat en 2004 est ainsi supérieur à la baisse des boni reçus au titre des réacteurs livrés précédemment.

La Business Unit Services a dégagé un chiffre d'affaires de 696 millions d'euros, en recul de - 8,8 %, et de - 3,1 % en données comparables. Un pourcentage significatif de l'activité Services est réalisé aux Etats-Unis. L'année 2003 avait enregistré un effet de base positif, notamment aux Etats-Unis dans le domaine des inspections et réparations de couvercles de cuves et des pièces de rechange. L'année 2004 est marquée par une pression sur les prix de la part des électriciens et par une tendance à la concentration de nombreux arrêts de tranche dans des fenêtres toujours plus courtes, et ce principalement sur le marché américain. En 2004, le nombre d'arrêts de tranche

réalisés par les électriciens américains est en net recul par rapport à 2003, qui avait représenté une année soutenue. La baisse de chiffre d'affaires correspondante a cependant été limitée, en particulier grâce à la bonne tenue des activités de remplacements de générateurs de vapeur.

La Business Unit Equipements est en progression en 2004. Son chiffre d'affaires ressort à 242 millions d'euros, contre 217 millions d'euros en 2003, soit une progression de 11,5 % (12,7 % en données comparables). Cette croissance reste principalement liée à la fourniture par les usines françaises du Groupe, d'équipements de remplacement pour le marché américain, dans le cadre notamment des investissements liés à l'allongement de la durée de vie des centrales aux Etats-Unis. Toutefois, après trois années de croissance sur ce marché, la pénétration de la Business Unit aux Etats-Unis se stabilise, notamment en raison de l'évolution défavorable du taux de change euro/dollar US.

L'ensemble des autres Business Units du Pôle (Technicatome, Mesures Nucléaires, Conseil et Systèmes d'information et Mécanique) dégage un chiffre d'affaires de 624 millions d'euros en 2004 contre 603 millions d'euros en 2003, soit une progression de 3,5 % (6,8 % en données comparables), grâce notamment à une progression des ventes dans le domaine des mesures nucléaires et chez Technicatome, dont l'activité dans les projets d'ingénierie civils (réacteur de recherche) et de défense (équipements de propulsion des sous-marins de nouvelle génération) est restée soutenue en 2004.

Dans la zone Europe, le chiffre d'affaires réalisé par le Pôle **Réacteurs & Services** a progressé de 4,2 % entre 2003 et 2004. Néanmoins, cette progression a été partiellement compensée par le recul de 5,3 % du chiffre d'affaires réalisé par le Pôle **Réacteurs & Services** dans la zone Amériques, en raison notamment de l'évolution défavorable de la parité euro/dollar US et de l'effet de base positif en 2003 dans l'activité de Services dont une partie importante des ventes est réalisée aux Etats-Unis.

2003 - 2002

Le chiffre d'affaires du Pôle **Réacteurs et Services** a progressé en 2003 de 9,9 % par rapport à 2002, à 2 124 millions d'euros contre 1 933 millions d'euros. L'augmentation en 2003 par rapport à 2002 était principalement due à une croissance du chiffre d'affaires Réacteurs de 11,4 %, du chiffre d'affaires Services de 14,9 % et du chiffre d'affaires de la Business Unit Technicatome de 27,6 %. A l'échelle du Pôle, l'impact de la variation des taux de change par rapport à 2002 est de - 104 millions d'euros. A données comparables, l'augmentation de chiffre d'affaires du Pôle **Réacteurs et Services** est de 13,2 % en 2003.

La Business Unit Réacteurs enregistre une hausse de 11,4 % (9,3 % en données comparables). La moitié de cette progression résulte des boni de fin d'affaires sur les derniers réacteurs livrés (Ling Ao 2 en Chine, Civaux 2 en France et Angra 2 au Brésil). Les projets concernant les travaux sur les réacteurs existants sont restés soutenus, principalement en Bulgarie, en France et en Allemagne.

Dans la Business Unit Services, la progression est de 14,9 % (22,4 % en données comparables). Les ventes ont été tirées par le marché américain, où d'importantes campagnes de contrôle et de maintenance ont généré de nombreuses opérations de réparation et de remplacement de composants lourds (Sainte-Lucie, Prairie Island, Calaway, Salem, Arkansas, North Anna, Calvert Cliffs et Davis Besse). L'activité a en revanche baissé en Europe en raison d'une programmation 2003 moins favorable qu'en 2002 sur les arrêts de tranche et une baisse des programmes de remplacements des composants lourds.

Les ventes de la Business Unit Equipements sont stables en données comparables (- 3,2 % en données publiées). Le recul du chiffre d'affaires enregistré en Europe a été compensé par le dynamisme de la demande du marché américain.

Dans la propulsion nucléaire (Technicatome), le chiffre d'affaires progresse de 27,6 % avec le démarrage d'importants contrats obtenus fin 2002. Notamment, les projets liés au réacteur de recherche RJH pour le CEA et aux équipements des sous-marins de nouvelle génération ont eu un impact favorable en 2003. L'activité de maintenance marine a également progressé sur la période.

Enfin, l'ensemble des autres Business Units du Pôle (Mesures Nucléaires, Conseil et Systèmes d'informations et Mécanique) dégage un chiffre d'affaires de 304 millions d'euros en 2003 contre 326 millions d'euros en 2002, soit une diminution de 6,7 % essentiellement liée à l'impact de la variation des taux de change (- 0,7 % en données comparables, soit une relative stabilité de l'activité).

Dans la zone Europe, le chiffre d'affaires réalisé par le Pôle **Réacteurs et Services** a progressé de 4,4 % entre 2002 et 2003. La progression est de 34,7 % dans la zone Amériques, en raison notamment du fort niveau d'activité de la Business Unit Services, dont une part importante de chiffre d'affaires est réalisée aux Etats-Unis.

Résultat opérationnel

2004 - 2003

Le résultat opérationnel du Pôle **Réacteurs et Services** s'élève à 90 millions d'euros en 2004 contre 52 millions d'euros en 2003, soit une augmentation de 73,1 % en 2004. Le taux de marge opérationnelle ressort à 4,2 % en 2004, contre 2,4 % en 2003 soit une progression de 1,8 point en 2004.

Le résultat opérationnel est impacté négativement par la baisse normale des boni de performances sur les dernières centrales livrées : les charges correspondant au chiffre d'affaires comptabilisé au titre de ces boni sont en effet faibles, et le taux de marge opérationnelle mécaniquement élevé.

Le démarrage du projet Olkiluoto 3 en Finlande ne contribue que de façon marginale au résultat opérationnel, compte tenu du faible taux de marge opérationnelle prévu sur ce contrat de construction du premier réacteur EPR.

L'amélioration du résultat opérationnel en 2004 est essentiellement liée au moindre impact du contrat de la Business Unit Services en Ukraine, qui avait donné lieu à une dotation aux provisions significative pour "affaires" en 2003 (voir la section 5.1.4 "Autres charges et produits opérationnels"), à des charges de restructuration en léger retrait sur la période, et à une amélioration substantielle de la marge opérationnelle dans la Business Unit Equipements, liée principalement à un effet de volume et à une baisse des coûts hors production.

2003 - 2002

Le résultat opérationnel du Pôle **Réacteurs et Services** ressort en 2003 à 52 millions d'euros, en recul de 18,7 % par rapport aux 64 millions d'euros en 2002. Le taux de marge opérationnelle ressort à 2,4 % en 2003 contre 3,3 % en 2002, soit un recul de 0,9 point en 2003.

Cette baisse est principalement liée à des charges complémentaires, notamment sous forme de provisions pour "affaires", enregistrées sur un contrat de la Business Unit Services en Ukraine. Le Groupe a en conséquence encore renforcé ses procédures de contrôle sur les offres commerciales et sur le suivi de ses grands contrats. Ces difficultés ponctuelles ont été partiellement compensées en 2003 par le paiement de boni contractuels sur les performances atteintes par les réacteurs d'Angra 2 et de Civaux 2.

Retraité de ces éléments, le résultat opérationnel du Pôle **Réacteurs & Services** aurait montré une progression significative, plus en ligne avec celle du chiffre d'affaires, qui s'était établie à 9,9 % en 2003.

5.1.5.3. Pôle Aval

	31 décembre *(en millions d'euros)*			Variation *(en %)*			
	2004	2003	2002	2004	2004 comparable	2003	2003 comparable
Carnet de commandes	6 661	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.
Chiffre d'affaires	1 946	2 023	2 088	(3,8)	2,5	(3,1)	(2,8)
Traitement et Recyclage	1 541	1 561	1 648	(1,3)	6,5	(5,3)	(5,7)
Logistique	222	243	200	(8,6)	(6,7)	21,8	25,6
Ingénierie	73	107	139	(32,0)	(27,9)	(23,3)	(19,8)
Assainissement	110	111	100	(1,0)	(1,0)	11,8	11,8
Résultat opérationnel	177	155	236	14,2	-	(34,0)	-
En % du CA	9,1	7,7	11,3	+ 1,4 pt	-	(3,6) pt	-

Carnet de commandes

Le carnet de commandes du Pôle **Aval** s'élève à 6 661 millions d'euros au 31 décembre 2004, ce qui représente 3,5 ans de chiffre d'affaires 2004. L'année 2004 a en particulier été marquée par la formalisation du contrat de traitement de combustible usé d'EDF, qui avait fait l'objet d'un protocole d'accord en 2001 pour la période s'étalant de 2001 à 2007, et par l'entrée en carnet de contrats de traitement et/ou de recyclage avec d'autres électriciens européens, notamment RWE et EPZ.

Chiffre d'affaires

2004 - 2003

Le chiffre d'affaires du Pôle **Aval** s'établit pour l'exercice 2004 à 1 946 millions d'euros, en recul de - 3,8 % par rapport aux 2 023 millions enregistrés en 2003. Cette diminution est pour partie liée à une harmonisation début 2003 des critères de mesure de l'avancement pour dégagement du chiffre d'affaires au sein du Pôle **Aval**, et pour partie liée au traitement comptable de la commercialisation du combustible Mox. La combinaison de ces deux facteurs a eu un effet favorable de 113 millions d'euros en

2003. En données comparables, l'évolution est de 2,5 %. Cette augmentation est principalement due à une croissance du chiffre d'affaires de 6,5 % de l'activité Traitement et Recyclage, compensée par un recul du chiffre d'affaires des activités Logistique de 6,7 % et Ingénierie et Assainissement de 14,5 %. A l'échelle du Pôle, l'impact de la variation des taux de change par rapport à 2003 est de - 11 millions d'euros.

Les Business Units Traitement et Recyclage ont dégagé en 2004 un chiffre d'affaires de 1 541 millions d'euros, en retrait de 1,3 % par rapport à 2003. En données comparables le chiffre d'affaires 2004 est en progression de 6,5 % par rapport à 2003. Les volumes de combustible traité à l'usine de la Hague sont, de façon conjoncturelle, en progression de plus de 6 %. La production de combustible Mox par l'usine Melox s'inscrit également en hausse de 10 % par rapport à 2003. Enfin, la dernière campagne de formation des futurs opérateurs de l'usine de traitement japonaise de Rokkasho Mura, dans la perspective de son démarrage, a été réalisée au premier semestre 2004 pour le compte du client JNFL. Ce contrat, engagé en 2001, a contribué de façon significative au chiffre d'affaires au cours des années 2002, 2003 et 2004.

La Business Unit Logistique dégage pour l'année 2004 un chiffre d'affaires de 222 millions d'euros, en recul de - 8,6 % par rapport à 2003 (- 6,7 % en données comparables). L'année est marquée par la baisse, programmée, des transports de combustibles usés en provenance d'Allemagne, prévus pour se terminer en 2005. Enfin, l'année 2004 a vu se réaliser le transport transatlantique d'échantillons de plutonium américain d'origine militaire. Ce plutonium est destiné à la réalisation au premier semestre 2005, dans le cadre du programme "Mox for peace"/ Projet "EUROFAB", de quatre assemblages Mox.

Le chiffre d'affaires de la Business Unit Assainissement est stable sur la période, à 110 millions d'euros en 2004 contre 111 millions d'euros en 2003. En revanche, la Business Unit Ingénierie dégage un chiffre d'affaires de 73 millions d'euros en 2004, contre 107 millions d'euros en 2003, soit un recul de - 31,8 % (ou - 27,9 % en données comparables). L'année 2004 a en effet été marquée défavorablement par une baisse des activités liées au projet Mox russe, pendant du programme américain de démilitarisation du plutonium d'origine militaire en excès, et à une moindre contribution des projets liés aux essais pré-démarrage de l'usine de Traitement japonaise de Rokkasho-Mura.

Le chiffre d'affaires réalisé par le Pôle **Aval** dans la zone Asie-Pacifique recule de 33,4 % en 2004. Cette baisse dans la zone Asie-Pacifique résulte de la finalisation, au premier semestre 2004, des campagnes de formation des futurs opérateurs de l'usine de traitement de Rokkasho Mura pour le compte du client japonais JNFL, et de la moindre contribution des projets liés aux essais pré-démarrage de cette usine. Elle est compensée par une hausse des ventes dans les zones Europe et Amériques. Ces hausses s'établissent respectivement à 6,9 % et de 16,9 % en 2004.

2003 - 2002

Le chiffre d'affaires 2003 du Pôle **Aval** est en recul de 3,1 % à 2 023 millions d'euros contre 2 087 millions d'euros en 2002. Ce recul était principalement lié à la baisse du chiffre d'affaires des Business Units Traitement et Recyclage de 5,3 % et d'Ingénierie de 23,3 % partiellement compensée par l'augmentation du chiffre d'affaires de la Business Unit Assainissement de 11,8 % et du chiffre d'affaires de la Logistique de 21,8 %. A l'échelle du Pôle, l'impact de la variation des taux de change par rapport à 2002 est de - 6 millions d'euros. En données comparables, le recul du chiffre d'affaires du Pôle est de 2,8 %.

Le chiffre d'affaires des Business Units Traitement et Recyclage, dont les ventes représentent près des quatre cinquièmes des ventes du Pôle, a reculé de 5,3 % par rapport à 2002.

La Business Unit Traitement est marquée par une légère augmentation des volumes de combustibles traités, mais avec un effet mix sur les contrats moins favorables qu'en 2002. En effet, la contribution en chiffre d'affaires en 2003 des contrats de traitement antérieurs à l'année 2000, au travers desquels était facturée la construction des grands ateliers de l'usine de la Hague, a été sensiblement inférieure à la contribution de ces contrats au chiffre d'affaires 2002 ; l'usine de La Hague a connu de bonnes performances techniques sur l'ensemble de l'année 2003. Le contrat d'assistance au démarrage de l'usine japonaise de Rokkasho-Mura s'est poursuivi dans de très bonnes conditions de partenariat avec JNFL. Le chiffre d'affaires des activités Recyclage est resté stable sur la période.

La Logistique progresse de 21,8 % (25,6 % en données comparables) avec une croissance significative du nombre de transports de combustibles usés en Europe (notamment pour les clients allemands) et la fourniture ponctuelle d'emballages Mox en Asie.

Les autres activités du Pôle **Aval** (Ingénierie et Assainissement) dégagent un chiffre d'affaires de 218 millions d'euros en 2003 contre 239 millions en 2002, soit un recul de 8,4 % (- 6,3 % en données comparables).

Au sein de la zone Europe, le chiffre d'affaires réalisé par le Pôle **Aval** a reculé de 4,6 % entre 2002 et 2003. De même, le chiffre d'affaires réalisé par le Pôle **Aval** dans la zone Amériques a reculé de 7,1 % au cours de cette période.

Résultat opérationnel

2004 - 2003

Le résultat opérationnel du Pôle **Aval** s'élève à 177 millions d'euros en 2004 contre 155 millions d'euros en 2003, soit une augmentation de 14,2 % en 2004. Le taux de marge opérationnelle ressort à 9,1 % en 2004, contre 7,7 % en 2003 soit une progression de 1,4 point en 2004. Cette augmentation apparente résulte essentiellement de l'harmonisation des méthodes comptables, opérée en 2003 au sein de la Business Unit Recyclage, et qui avait impacté négativement le résultat opérationnel 2003.

En 2004, le résultat opérationnel des activités de Traitement est en léger retrait par rapport à celui de 2003. Cette évolution est liée à l'achèvement au cours du premier semestre 2004 des campagnes de formation des futurs opérateurs de l'usine de traitement japonaise, pour le compte du client JNFL, le niveau de marge opérationnelle dégagé sur les contrats de transfert de technologie et/ou de savoir-faire étant traditionnellement supérieur au taux de marge opérationnel dégagé sur les contrats de prestation de services de traitement. Cette baisse est partiellement compensée par l'augmentation conjoncturelle des productions en 2004.

2003 - 2002

Le résultat opérationnel du Pôle **Aval** s'élève en 2003 à 155 millions d'euros, en retrait de 34,0 % par rapport à celui de 2002, qui avait été de 236 millions d'euros. Le taux de marge opérationnelle ressort à 7,7 % en 2003 contre 11,3 % en 2002, qui était particulièrement élevé, soit un recul de 3,6 points en 2003.

Ce recul est principalement lié à des phénomènes transitoires et non récurrents dans le domaine du recyclage. D'une part, l'harmonisation des méthodes comptables, opérée en 2003 au sein de la Business Unit Recyclage, a impacté négativement le résultat opérationnel 2003. D'autre part, conformément aux engagements pris, les productions commerciales de combustibles Mox ont été arrêtées à Cadarache et transférées à l'usine de Melox en 2003. Cette opération a induit en 2003 des provisions non récurrentes relatives à l'arrêt des installations de Cadarache. Enfin, suite à diverses difficultés rencontrées par les électriciens japonais, les campagnes de fabrication de combustibles Mox ont dû être interrompues en 2002 à la demande des clients. Ces dédits s'étaient traduits par des produits non récurrents pour la Business Unit recyclage en 2002.

5.1.5.4. Pôle Transmission & Distribution

Les données chiffrées présentées ci-dessous pour l'exercice clos le 31 décembre 2003 sont des données qui ont été reconstituées a posteriori et qui n'ont pas été auditées. Elles pourraient donc se révéler différentes si elles avaient été consolidées et auditées en 2003. Ces données ont fait l'objet de retraitements de période (l'arrêté annuel des comptes était précédemment réalisé le 31 mars par les entités constitutives du Pôle **T&D**), de périmètre (n'incluant pas l'Inde et le Pakistan, dont le transfert d'Alstom à AREVA n'avait pas encore eu lieu à la clôture de l'exercice 2004), de l'application des normes comptables du Groupe et de la prise en compte de certains effets des opérations d'évaluation des actifs et passifs acquis, menées en 2004 afin d'établir des données comparables à celles publiées pour l'exercice 2004. En conséquence, ces données ne peuvent pas être directement rapprochées de celles présentées par le Groupe dans son rapport annuel 2003.

Dans le Pôle **T&D**, les chiffres d'affaires "contributifs", retraités des ventes inter Business Units, ne sont pas disponibles pour l'année 2003. En conséquence, les variations de chiffre d'affaires 2004 en comparaison à 2003 des Business Units du Pôle **T&D** sont calculées sur la base des chiffres d'affaires bruts.

	31 décembre *(en millions d'euros)*			Variation *(en %)*	
	2004 contributif	2004	2003 reconstitué non audité	2004	2004 comparable
Carnet de commandes	2 322	2 322	n.c.	-	-
Chiffre d'affaires	3 186	3 186	2 877	10,7	11,8
Produits	1 234	1 613	1 503	7,2	n.c.
Systèmes	1 047	1 058	715	48	n.c.
Automation	384	444	436	1,8	n.c.
Services	521	603	590	2,5	n.c.
Ventes inter BU		*(532)*	*(367)*	*44,9*	*n.c.*
Résultat opérationnel avant restructurations	31	31	28	14,3	n.c.
Résultat opérationnel *	31	31	28	14,3	n.c.
En % du CA	1,0 %	1,0 %	1,0 %	0,0 point	n.c.

** Les charges de restructuration s'élèvent en 2004 à 142 millions d'euros, mais sont imputées, conformément aux normes comptables françaises, sur l'écart d'acquisition de T&D. En 2003, comme en 2004, l'impact de ces charges a été neutralisé dans le compte de résultat reconstitué non-audité.*

Carnet de commandes

Le carnet de commandes du Pôle **T&D** s'élève à 2 322 millions d'euros au 31 décembre 2004, ce qui représente plus de 8 mois de chiffre d'affaires 2004. Le Pôle **T&D** enregistre en 2004 un net rebond de ses prises de commandes, à 3,3 milliards d'euros, contre 2,9 milliards d'euros en 2003, soit une progression de 13,8 %.

Chiffre d'affaires

Le Pôle **T&D** enregistre un chiffre d'affaires de 3 186 millions d'euros sur l'année 2004, contre 2 877 millions d'euros en 2003 (donnée reconstituée), soit une hausse de 10,7 % en 2004. L'impact négatif des variations de taux de change est de - 28 millions d'euros sur la période. En données comparables, le chiffre d'affaires du Pôle **T&D** progresse de 11,8 % par rapport à 2003 qui avait été une année difficile pour l'activité, compte tenu de la situation du groupe Alstom, et de la baisse progressive des prises de commandes de la part du Pôle **T&D** au cours de l'année 2003.

A l'échelle du Pôle, l'effet volume est de 407 millions d'euros pour l'ensemble de l'année, soit une augmentation de 14,1 % par rapport aux ventes 2003, diminuée d'un effet prix négatif de - 71 millions d'euros, soit - 2,5 %, rapporté aux ventes 2003.

L'activité Produits enregistre une progression de 8,1 %, à taux de change constants, par rapport à 2003. La pression sur les prix s'est établie à près de 2 %[1] en 2004. La croissance des ventes a été soutenue au Moyen Orient et dans la région Asie-Pacifique, notamment en raison de la mise en service en 2004 d'une usine de fabrication de produits haute et moyenne tensions à Suzhou en Chine. En revanche, la demande a été faible en Europe de l'Ouest. En termes de mix produits, les ventes de produits de transmission (haute tension) sont en progression, alors que les ventes de produits de distribution (moyenne tension) ont été globalement stables.

Les ventes de Systèmes enregistrent en 2004 une croissance de 28,8 % en données comparables. Cette augmentation résulte d'importants contrats signés dans les systèmes de transmission (haute tension), en particulier au Moyen Orient, avec un effet positif induit sur les ventes d'équipements haute tension fournis par la Business Unit Produits. La pression sur les prix dans la Business Unit Systèmes s'est établie à 4 %[1] en 2004. Les ventes sur le segment de la distribution (moyenne tension) sont restées stables, en lien avec l'atonie du marché européen constatée en 2004.

Dans l'activité Automation, les ventes sont en progression de 3,2 % en données comparables, en ligne avec la croissance du marché mondial.

Les activités de Services ont dégagé un chiffre d'affaires en hausse de 4 % en données comparables par rapport à 2003. Cette croissance est partiellement liée à l'activité de services télécoms en Australie et Nouvelle-Zélande, activité qui ne fait pas partie du cœur de métier du Groupe et dont la cession est intervenue début 2005.

Les ventes inter-Business Units représentent 532 millions d'euros en 2004 et sont principalement constituées de fournitures par la Business Unit Produits à la Business Unit Systèmes.

En termes géographiques, les ventes ont notablement progressé dans la région Afrique-Moyen Orient (65 %), en Asie (28 % dont 40 % en Chine), alors que la progression est modeste en Europe (1,4 %) en ligne avec l'évolution constatée en 2004 sur le marché européen.

Résultat opérationnel

Le résultat opérationnel du Pôle **T&D** s'élève en 2004 à 31 millions d'euros, stable par rapport aux 28 millions d'euros en 2003 (donnée historique reconstituée et non auditée). Le taux de marge opérationnelle ressort à 1,0 % en 2004 comme en 2003. Cette évolution résulte d'un effet volume positif (57 millions d'euros) mais d'une pression négative sur les prix de 71 millions d'euros, soit plus de 2 % des ventes. A l'échelle du Pôle, les effets du taux de change et l'augmentation des prix des matières premières s'élèvent à près de - 20 millions d'euros. Les coûts de production, dans la Business Unit Produits notamment, sont sensibles à l'évolution du prix du cuivre, qui a augmenté de façon significative en 2004. Enfin, l'effet des mesures de restructuration engagées en 2004 permet de dégager, dès 2004, 40 millions d'euros de résultat opérationnel grâce en particulier à l'initiation d'une politique et d'une structure d'achats globalisées au niveau mondial.

(1) Information non auditée

5.1.5.5. Pôle Connectique

	31 décembre *(en millions d'euros)*			Variation *(en %)*			
	2004	2003	2002	2004	2004 comparable	2003	2003 comparable
Carnet de commandes	173	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Chiffre d'affaires	1 289	1 338	1 560	(3,6)	6,5	(14,2)	2,3
Communication, Data, Consumer	488	533	616	(8,4)	3,5	(13,5)	2,6
Automobile	554	542	531	2,2	5,3	2,1	6,7
Electrical Power Interconnect	165	165	200	0,2	6,2	(17,6)	(6,9)
Militaire Aérospatiale et Industrie	-	40	149	-	-	(73,2)	-
Microconnexions	83	58	61	42,2	42,2	(4,9)	(4,3)
Frais Corporate non répartis	-	-	3,8	-	-	-	-
Résultat opérationnel	80	(114)	(406)	170	-	71,9	-
En % du CA	6,2	(8,5)	(26,0)	+ 14,7 pt	-	+ 17,5 pt	-

Carnet de commandes

Le carnet de commandes du Pôle **Connectique** s'élève à 173 millions d'euros au 31 décembre 2004, ce qui représente environ un mois et demi de chiffre d'affaires 2004.

Chiffres d'affaires

2004 - 2003

Le Pôle **Connectique** enregistre en 2004 un chiffre d'affaires de 1 289 millions d'euros, contre 1 338 millions d'euros en 2003, soit une baisse de 3,6 %. La diminution en 2004 par rapport à 2003 est en particulier due à la cession en 2003 des activités Military Aerospace Industry et "Cable & Assembly".

En données comparables, le chiffre d'affaires du Pôle **Connectique** est en progression de 6,5 % dans un marché marqué par un retour à la croissance des volumes, compensée par une pression constante sur les prix. Cette augmentation est principalement due à une croissance dans les Business Units Communication, Data, Consumer de 3,5 %, Automobile de 5,3 %, Electrical Power Interconnect (EPI) de 6,2 % et Microconnexions de 42,2 %. A l'échelle du Pôle, l'impact de la variation des taux de change par rapport à 2003 est de - 46 millions d'euros. Le chiffre d'affaires du Pôle **Connectique**, qui réalise plus de 40 % de ses ventes en dollars US, est en effet relativement exposé aux variations de taux de change.

Le chiffre d'affaires de la Business Unit Communication, Data, Consumer s'élève à 488 millions d'euros en 2004 contre 533 millions d'euros en 2003, soit une diminution de 8,4 % en 2004. Cette diminution s'explique principalement par la cession de l'activité "Cable & Assembly". A données comparables, le chiffre d'affaires a augmenté de 3,5 % en 2004. Le second semestre a connu un ralentissement par rapport au premier semestre 2004 (231 millions d'euros contre 257 millions d'euros), en lien avec le dégonflement des stocks des principaux clients. L'année 2004 a été marquée par une nette progression de la proportion de nouveaux produits (produit lancé sur le marché dans les trois dernières années) dans les ventes. Cette évolution résulte d'un effort de recherche et développement soutenu, particulièrement dans les domaines de l'informatique et de l'électronique grand public.

Avec un chiffre d'affaires 2004 de 554 millions d'euros, l'Automobile enregistre une croissance de 2,2 %, et de 5,3 % à données comparables. L'augmentation en 2004 par rapport à 2003 s'explique principalement par une croissance en Asie de 14 %, le marché automobile restant atone en Europe et aux Etats-Unis. Sur le plan commercial, l'année 2004 est marquée par de nouveaux succès chez General Motors, BMW et Hyundai.

La Business Unit Electrical Power Interconnect (EPI) dégage un chiffre d'affaires de 165 millions d'euros, stable par rapport à celui de 2003, et en progression de 6,2 % en données comparables. La pression sur les prix reste constante, en raison notamment d'une globalisation de la concurrence. Les ventes sont atones en Europe, mais ont progressé aux Etats-Unis, grâce à la réorganisation de la force commerciale lui ayant permis d'engranger de nouveaux contrats. Cette progression en volume est masquée par une évolution défavorable du taux de change.

Dans un marché des cartes à puce en pleine reprise, les ventes de l'activité Microconnexions se sont établies à 83 millions d'euros, soit une progression de 42,2 % par rapport à 2003. Le Groupe a de nouveau renforcé sa position sur ce segment

de marché en 2004. La mise en service de la seconde usine de la Business Unit, située à Singapour, a contribué à cette performance. Le Groupe rappelle cependant que ce marché est particulièrement cyclique, avec une tendance moyen terme à la croissance, mais avec des variations court terme qui peuvent être significatives.

En termes géographiques, le chiffre d'affaires publié par le Pôle a reculé de 4,2 % entre 2003 et 2004 dans la zone Europe, de 5,6 % dans la zone Amériques (impactée par la variation de taux de change euro/dollar US notamment) et de 2,8 % en Asie-Pacifique.

2003 - 2002

Le chiffre d'affaires du Pôle **Connectique** s'élève à 1 338 millions d'euros en 2003 contre 1 560 millions d'euros en 2002, soit un recul de 14,2 % en 2003. Cette diminution est principalement due à la cession en 2003 des activités Military Aerospace Industry et "Cable & Assembly". L'effet des fluctuations des taux de change en 2003 était de - 120 millions d'euros. En données comparables, les ventes sont en progression, pour la première fois depuis l'année 2000, de 2,3 % grâce à un quatrième trimestre en forte hausse pour la Business Unit Communication Data, Consumer (progresssion de 8,1 % en données comparables par rapport au troisième trimestre 2003).

Le chiffre d'affaires de la Business Unit Communication, Data, Consumer a diminué de 13,5 % en 2003. Cette diminution s'explique principalement par la cession de l'activité "Cable & Assembly". L'impact de fluctuation de taux de change est de - 67 millions d'euros. En données comparables, le chiffre d'affaires a connu une augmentation de 2,6 % en 2003 reflétant le redressement au quatrième trimestre 2003 du marché des télécommunications. Ce segment de marché progresse en effet de 10,7 %, en données comparables, au quatrième trimestre par rapport au troisième trimestre 2003.

Dans la Business Unit Automobile, la croissance du chiffre d'affaires 2003 s'établit à 2,1 % sur l'ensemble de l'année (une progression de 6,7 % en données comparables). Cette progression reflète la vitalité commerciale et la prise de parts de marché chez ses principaux clients. D'importants succès ont notamment été enregistrés auprès de PSA et de Daimler Chrysler.

La Business Unit EPI est en revanche en recul de 17,6 % sur l'ensemble de l'année (- 6,9 % en données comparables). Cette décroissance est en particulier liée à la faiblesse des marchés européens et américains de distribution électrique.

Dans la zone Europe, le chiffre d'affaires publié par le Pôle **Connectique** a reculé de 3,4 % entre 2002 et 2003. De même, le chiffre d'affaires réalisé par le Pôle **Connectique** dans la zone Amériques a reculé de 17,8 % au cours de cette période.

Résultat opérationnel

2004 - 2003

Le Pôle **Connectique** marque un retour à la profitabilité en 2004, après coûts de restructuration. Son résultat opérationnel s'élève à 80 millions d'euros en 2004 contre - 114 millions d'euros en 2003, soit une amélioration de 194 millions d'euros. Le taux de marge opérationnelle s'établit à 6,2 % en 2004, dont 0,1 % (12 millions d'euros) lié à un élément non récurrent (gain sur procès en contrefaçon contre un concurrent asiatique), contre - 8,5 % en 2003. L'augmentation en 2004 est principalement due à l'effet des plans de réduction des coûts, qui ont permis de dégager 92 millions d'euros de résultat supplémentaire. L'année 2004 a connu également un effet favorable du mix produits, ainsi qu'un effet favorable lié à l'augmentation des volumes sur le taux de marge.

L'augmentation du prix des matières premières, du cuivre notamment, a un impact négatif de 15 millions d'euros en 2004. Enfin, les charges de restructuration, qui s'élevaient à 135 millions d'euros en 2003, sont en baisse de 129 millions en 2004 par rapport à 2003, compte tenu de l'achèvement des grands plans de restructuration initiés en 2001.

2003 - 2002

Le Pôle **Connectique** a marqué en 2003 un retour à un résultat opérationnel positif, avant coûts de restructurations, de 21 millions d'euros, contre - 136 millions d'euros en 2002, et ce malgré la baisse sensible du chiffre d'affaires. Les coûts de restructurations se sont élevés en 2003 à 135 millions d'euros, contre 270 millions d'euros en 2002, soit une progression de 135 millions d'euros en 2003. Après coûts de restructuration, la perte opérationnelle a en conséquence été divisée par un facteur 3,5, passant de - 406 millions d'euros en 2002 à - 114 millions d'euros en 2003.

L'amélioration du résultat opérationnel avant coûts de restructuration est liée aux efforts réalisés sur les coûts et sur la productivité, qui ont eu un impact positif de 209 millions d'euros. Les effets volume dans le résultat opérationnel, positifs, sont équivalents à l'impact négatif de la pression sur les prix.

5.1.5.6. Corporate et Autres

	31 décembre *(en millions d'euros)*			Variation *(en %)*			
	2004	2003	2002	2004	2004 comparable	2003	2003 comparable
Chiffre d'affaires	18	87	124	(79,3)	(33,6)	(29,8)	(5,7)
Résultat opérationnel	(79)	(67)	(33)	(17,9)	-	(103)	-
En % du CA	n.s	n.s	n.s	-	-	-	

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires reporté dans cette rubrique "Corporate et autres activités" correspond notamment :

- au chiffre d'affaires réalisé par des entités non stratégiques destinées à être cédées, telles que la société Packinox par exemple, cédée fin 2003, et
- aux produits de la location du patrimoine immobilier du Groupe, par exemple la location de surfaces de bureaux au sein de la Tour AREVA (ex Tour Framatome), avant sa cession courant 2002.

Il a logiquement baissé de façon régulière sur les trois derniers exercices.

2004 - 2003

Le chiffres d'affaires du Pôle **Corporate et Autres** s'élève à 18 millions d'euros en 2004 contre 87 millions d'euros en 2003, soit une diminution de 79,3 % en 2004. La diminution en 2004 par rapport à 2003 est principalement due à la cession, fin 2003, de la société Packinox. En données comparables, la diminution est de 33,6 %.

2003 - 2002

Le chiffres d'affaires du Pôle **Corporate et Autres** s'élève à 87 millions d'euros en 2003 contre 124 millions d'euros en 2002, soit une diminution de 29,8 % en 2003 (- 5,7 % en données comparables). La diminution en 2003 par rapport à 2002 était principalement due à la cession d'une partie des activités non stratégiques provenant de Duke Engineering & Services.

Résultat opérationnel

Le résultat opérationnel reporté dans cette rubrique correspond :

- au résultat opérationnel des entités ou des actifs non stratégiques destinés à être cédées, et
- aux charges de type Corporate non ventilées dans les activités opérationnelles.

2004 - 2003

Le résultat opérationnel du Pôle **Corporate et Autres** s'élève - 79 millions d'euros en 2004 contre - 67 millions d'euros en 2003, soit une diminution de 17,9 % en 2004. Cette variation est principalement due à l'effet de périmètre correspondant à la cession de la société Packinox fin 2003 et à l'augmentation des coûts de communication, 2004 ayant vu la réalisation d'une campagne publicitaire presse et audio-visuelle mondiale visant à renforcer la notoriété de la marque AREVA.

2003 - 2002

Le résultat opérationnel du Pôle **Corporate et Autres** s'élève à - 67 millions d'euros en 2003 contre - 33 millions d'euros en 2002, soit une diminution de 103 % en 2003.

5.1.6. Flux de Trésorerie

Les développements présentés ci-après analysent les flux de trésorerie consolidés, tels que présentés dans le tableau des flux de trésorerie consolidés du Groupe (5.1.6.1), et sont suivis d'une analyse des flux de "trésorerie opérationnels" (5.1.6.2). Les flux de trésorerie provenant des opérations d'exploitation, tels que présentés dans le tableau des flux de trésorerie consolidés du Groupe, incluent les flux de trésorerie issus :

- des activités opérationnelles et investissements dans les activités nucléaires, Connectique et T&D du Groupe ;
- des dépenses pour les opérations de fin de cycle sur les sites et pour le stockage définitif des déchets, des flux provenant du portefeuille d'actifs financiers dédiés au financement des opérations de fin de cycle, et des flux résultant de la signature des accords avec des tiers (notamment avec le CEA pour les opérations de fin de cycle) relatifs au financement par ces derniers d'une partie des opérations de fin de cycle ; et
- des autres flux, c'est-à-dire non-opérationnels et non liés aux obligations de fin de cycle, et correspondant principalement aux flux financiers (y compris les flux liés aux opérations de croissance externe), exceptionnels, et fiscaux.

Les "flux de trésorerie opérationnels" correspondent généralement à la première de ces trois catégories de flux. Le Groupe considère que "le flux de trésorerie opérationel" est un indicateur permettant de mesurer sa capacité à dégager les ressources financières nécessaires à son développement et à la poursuite de ses activités sur le long terme. La reconstitution de ces flux figure dans le paragraphe 5.1.6.2.

5.1.6.1. Flux de trésorerie consolidés

Le tableau ci-dessous présente le tableau des flux de trésorerie consolidés simplifié du Groupe :

	31 décembre *(en millions d'euros)*			Variation *(en %)*	
	2004	2003	2002	2004	2003
Marge brute d'autofinancement	581	839	1 011	(30,8)	(17,0)
Variation de Besoin en Fonds de Roulement	357	379	(104)	(5,8)	n.a.
Trésorerie provenant des opérations d'exploitation	**938**	**1 218**	**907**	**(23,0)**	**34,3**
Trésorerie utilisée pour des opérations d'investissement	**(1 153)**	**(329)**	**(484)**	**(250,5)**	**32,0**
Trésorerie utilisée par les opérations de financement	**(273)**	**(1 967)**	**(190)**	**86,1**	**(935,3)**
Diminution (augmentation) des titres de placement	133	621	995	(78,6)	(37,6)
Impact des variations de taux de change	16	(12)	23	n.d.	n.d.
Reclassement de la trésorerie	-	(176)	-	n.d.	n.d.
Augmentation (diminution) totale de la trésorerie	**(339)**	**(645)**	**1 250**	**47,4**	**n.d.**
Trésorerie à l'ouverture de l'exercice	**1 284**	**1 929**	**680**	**(33,4)**	**183,7**
Trésorerie à la clôture de l'exercice	**945**	**1 284**	**1 929**	**(26,4)**	**(33,4)**

Trésorerie provenant des opérations d'exploitation

2004 - 2003

Les flux de trésorerie d'exploitation s'élèvent à 938 millions d'euros en 2004 contre 1 218 millions d'euros en 2003, soit un recul de 280 millions d'euros ou 23,0 % en 2004. La variation constatée en 2004 s'explique par un recul de la Marge Brute d'Autofinancement, qui passe de 839 millions d'euros en 2003, à 581 millions en 2004, soit une baisse de 258 millions d'euros. Cette baisse reflète essentiellement le paiement de la moitié de la soulte libératoire d'AREVA au CEA, soit 215 millions d'euros, conséquemment à l'accord signé en décembre 2004 entre les deux parties concernant le démantèlement du site de Marcoule (cf. paragraphe 5.1.7.4).

La variation de Besoin en Fonds de Roulement s'établit en 2004 à 357 millions d'euros, contre 379 millions d'euros en 2003. Cette relative stabilité masque une évolution du Besoin en Fonds de Roulement Opérationnel (tel que défini au paragraphe 5.1.6.2) moins favorable en 2004. La variation du Besoin en Fonds de Roulement Opérationnel dégage 189 millions d'euros de trésorerie en 2004, contre 289 millions en 2003, soit une baisse de 100 millions d'euros en 2004, analysée au paragraphe 5.1.6.4 relatif aux flux de trésorerie opérationnel. Cette diminution plus faible du Besoin en Fonds de Roulement Opérationnel en 2004 est compensée par une augmentation significative du Besoin en Fonds de Roulement non opérationnel, en termes de trésorerie, correspondant aux soldes des soultes à payer et à recevoir par le Groupe (dette nette de 105 millions d'euros) suite aux accords intervenus entre le Groupe et le CEA en décembre 2004 sur le démantèlement des sites de Marcoule, Cadarache et la Hague (cf. paragraphe 5.1.7.5).

2003 - 2002

Les flux de trésorerie d'exploitation se sont élevés à 1 218 millions d'euros en 2003, contre 907 millions d'euros en 2002, soit une progression de 311 millions d'euros ou 34,3 % en 2003. Cette évolution résulte :

- d'un recul de la Marge Brute d'Autofinancement, qui passe de 1 011 millions d'euros en 2002, à 839 millions en 2003, soit une baisse de 172 millions d'euros. Cette baisse reflète essentiellement le recul de l'Excédent Brut d'Exploitation (ou EBITDA), tel que décrit au paragraphe 5.1.6.3.
- d'une évolution très favorable du Besoin en Fonds de Roulement. La variation de BFR s'établit en effet à 379 millions d'euros en 2003, contre - 104 millions d'euros en 2002. Cette amélioration substantielle du BFR en 2003 résulte principalement de la réception d'importantes avances clients, comme décrit au paragraphe 5.1.6.3.

Trésorerie utilisée par les opérations d'investissement

2004 - 2003

Les flux de trésorerie liés aux investissements, nets des cessions, s'élèvent à - 1 153 millions d'euros en 2004 contre - 329 millions d'euros en 2003, soit une progression de 824 millions d'euros de la trésorerie utilisée pour des opérations d'investissements en 2004.

L'augmentation des flux d'investissements en 2004 est due à :

- une augmentation très significative des investissements financiers nets de cessions. Les investissements financiers nets de cessions s'élevaient à 7 millions d'euros en 2003, soit un désinvestissement net. En 2004, les investissements financiers nets de cessions s'élèvent à - 739 millions d'euros, soit une augmentation de 746 millions d'euros en 2004.

Sur la période, le Groupe a acquis les activités de Transmission et Distribution, pour un montant (hors trésorerie nette des entités acquises) de 913 millions d'euros, et a cédé des titres de sociétés mises en équivalence dans le secteur minier pour 66 millions d'euros. Enfin, 69 millions d'euros nets ont été encaissés en 2004 correspondant au solde de paiement relatif à la vente de Sovaklé, filiale immobilière héritée du CEA en 2002 et aux cessions nettes d'actifs financiers du portefeuille de couverture des obligations de fin de cycle.

- un niveau plus élevé en 2004 des investissements opérationnels qu'en 2003. Les investissements d'exploitation, nets de cessions, se sont en effet élevés à 486 millions d'euros en 2004, contre 336 millions d'euros en 2003 soit une augmentation de 150 millions d'euros en 2004. Cette augmentation résulte essentiellement, comme expliqué au paragraphe 5.1.6.3 relatif aux flux de trésorerie opérationnels, de l'intégration du Pôle **Transmission et Distribution** et d'un niveau d'investissements plus soutenu dans le Pôle **Amont**.

2003 - 2002

Les flux de trésorerie liés aux investissements, nets de cessions, se sont élevés à - 329 millions d'euros en 2003, contre - 484 millions d'euros en 2002, soit une baisse de 155 millions d'euros ou 32 % en 2003.

La baisse en 2003 est due à :

- une réduction des investissements financiers nets de cessions passant de - 213 millions d'euros en 2002 à 7 millions d'euros en 2003. Les investissements financiers nets de 2003 intègrent notamment la cession en avril 2003 de l'activité Militaire Aérospatiale Industrie, et le premier acompte relatif à la prise de participation à hauteur de 50 % dans la société Enrichment Technology Company (ETC) afin d'avoir accès à terme à la technologie de l'ultracentrifugation pour l'enrichissement de l'uranium. En 2002, les investissements financiers nets correspondaient essentiellement à l'acquisition de la société Duke Engineering & Services aux Etats-Unis en avril 2002, à l'acquisition de titres Sagem et Coficem en juin 2002 dans le cadre de la gestion du portefeuille dédié au financement du démantèlement des installations nucléaires du Groupe, et à la cession début 2002 des titres de Sovaklé.
- un niveau moins élevé d'investissements opérationnels en 2003 qu'en 2002. Les investissements d'exploitation, nets de cessions, se sont en effet élevés à 483 millions d'euros en 2002, contre 336 millions d'euros en 2003, soit une baisse de 147 millions d'euros en 2003. Cette baisse résulte essentiellement, comme expliqué au paragraphe 5.1.6.3 relatif aux flux de trésorerie opérationnel, de la diminution des investissements dans le Pôle **Aval**, après la fin de la construction en 2002 des derniers grands ateliers de l'usine de traitement de la Hague.

Trésorerie utilisée pour des opérations de financement

2004 - 2003

Les flux de trésorerie liés aux opérations de financement s'élèvent à - 273 millions d'euros en 2004 contre - 1 967 millions d'euros en 2003, soit une baisse de 1 694 millions d'euros en 2004.

En 2004, les flux de trésorerie liés aux opérations de financement ne concernent presque exclusivement que le paiement des dividendes relatifs à l'exercice 2003, pour 285 millions d'euros, dont 65 millions d'euros versés aux minoritaires des filiales. En 2003, outre les dividendes versés au titre de l'exercice 2002, le Groupe a remboursé environ 1 800 millions d'euros de dettes à la charge de FCI (Pôle **Connectique**).

2003 - 2002

Les flux de trésorerie relatifs aux opérations de financement en 2004 s'élèvent à - 1 967 millions d'euros en 2003, contre - 190 millions d'euros en 2002.

La variation importante entre 2002 et 2003 des flux de financement consolidés résulte principalement du remboursement en 2003 de la dette à la charge de FCI (Pôle **Connectique**), qui s'élevait à environ 1 800 millions d'euros au 31 décembre 2002, après une recapitalisation d'un montant de 1 300 millions d'euros (éliminée en consolidation). Par ailleurs, le montant des dividendes versés en 2003 au titre de l'exercice 2002 était de 297 millions d'euros, soit un montant légèrement supérieur aux 262 millions d'euros de dividendes versés en 2002 au titre de l'exercice 2001.

Autres éléments de Trésorerie et Trésorerie en fin de période

2004 - 2003

En 2004, les autres éléments impactant la trésorerie du Groupe (cession ou acquisition de titres de placement, variations de taux de change, reclassement de la trésorerie) ont dégagé 148 millions d'euros en 2004, contre 433 millions d'euros en 2003, soit une baisse de 285 millions d'euros. Cette évolution est essentiellement liée à :

- une diminution de la vente de valeurs mobilières de placement. En 2004, le Groupe a cédé 382 500 de titres Total. En 2003, le Groupe avait cédé 3,2 millions de titres Total. La trésorerie dégagée en 2003 par ces ventes de titres est supérieure de 376 millions à la trésorerie dégagée en 2004.
- un reclassement en 2003 de 176 millions d'euros de liquidités contenues dans le portefeuille de couverture des obligations de fin de cycle, de la ligne "liquidités" au poste "autres immobilisations financières" (cf. note 1.1 de l'annexe aux comptes consolidés).

La trésorerie de clôture de l'exercice 2004 s'établit quant à elle à 945 millions d'euros.

2003 - 2002

En 2003, les autres éléments impactant la trésorerie du Groupe (titres de placement, variations de taux de change, reclassement) se sont élevés à 433 millions d'euros, contre 1 018 millions d'euros en 2002, qui avait en particulier connu un niveau de cession de titres de placement (Total) très supérieur à celui de 2003.

Compte tenu des éléments qui précèdent et d'une trésorerie comptable de 680 millions d'euros à l'ouverture de l'exercice 2002, la trésorerie de clôture de l'exercice 2002 s'établissait à 1 929 millions d'euros et celle de 2003 à 1 284 millions d'euros.

5.1.6.2. Tableau de réconciliation des états financiers consolidés aux flux de trésorerie opérationnels

Comme indiqué ci-dessus, le Groupe analyse les flux de trésorerie provenant de ses activités opérationnelles séparément des flux provenant des opérations de fin de cycle et des autres flux de trésorerie. L'analyse des flux opérationnels repose sur certaines définitions dont l'objet est de distinguer ces flux en excluant les autres. Les définitions retenues par le Groupe dans le cadre de l'analyse de ses flux de trésorerie opérationnels sont décrites ci-dessous. Un certain nombre de ces indicateurs ne répondent pas aux normes comptables françaises. Un indicateur financier différent des principes comptables généralement admis est une mesure numérique de la performance financière passée ou future du Groupe, une position financière ou une variation de trésorerie qui exclut des montants, ou est sujette à des ajustements qui ont pour effet d'exclure des montants, qui sont inclus dans l'indicateur le plus proche calculé et présenté suivant les principes comptables généralement admis faisant partie du compte de résultat, du bilan et du tableau de variation des flux de trésorerie consolidés ou qui inclut des montants, ou est sujette à des ajustements qui ont pour effet d'inclure des montants qui sont exclus de l'indicateur le plus directement comparable ainsi calculé et présenté. A cet égard, les principes comptables font référence aux normes comptables françaises.

Le Groupe a fourni ces indicateurs en complément des résultats financiers établis conformément aux normes comptables françaises. Le Groupe estime que ces derniers fournissent une base de comparaison cohérente d'un exercice à l'autre. Ces données sont utiles pour comprendre les performances opérationnelles sous-jacentes du Groupe. Elles ne doivent pas être considérées comme une alternative aux normes comptables françaises.

Ces indicateurs sont définis ci-après :

Besoin en Fonds de Roulement Opérationnel (BFRO)

Le besoin en Fonds de Roulement Opérationnel représente l'ensemble des éléments d'actifs circulants et des dettes directement liés aux opérations. Il comprend les éléments suivants :

- stocks et encours,
- clients et comptes rattachés,
- avances versées,
- autres créances d'exploitation, produits à recevoir, charges constatées d'avance,
- moins : fournisseurs et comptes rattachés, avances reçues sur commandes (à l'exclusion des avances portant intérêt), (voir paragraphe 5.1.6.4 et 5.1.7.7), autres dettes d'exploitation, charges à payer, produits constatés d'avance.

Il n'inclut pas les créances et dettes hors exploitation, telles que notamment les dettes d'impôt sur les sociétés, les créances sur cessions d'immobilisations et les dettes sur acquisitions d'immobilisations.

Le tableau en page suivante décrit la variation de BFR Opérationnel.

Excédent Brut d'Exploitation (ou EBITDA)

L'Excédent Brut d'Exploitation (EBE ou EBIDTA) est égal au résultat opérationnel augmenté des dotations nettes des reprises aux amortissements et provisions (à l'exception des provisions pour dépréciation des éléments d'actif circulant), incluses dans le résultat opérationnel.

A partir de l'exercice 2004, l'EBE est retraité de façon à exclure le coût des obligations de fin de cycle des installations nucléaires (démantèlement, reprise et conditionnement des déchets) effectuées au cours de l'exercice, ainsi - en 2004 - que les soultes versées ou à verser à des tiers à ce titre.

Trésorerie opérationnelle globale (cash flow opérationnel)

La trésorerie opérationnelle globale représente le montant des flux de trésorerie générés par les activités opérationnelles. Il est égal à la somme des éléments suivants :

- l'EBE, hors obligations de fin de cycle,
- augmenté des moins-values ou minoré des plus-values sur cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles incluses dans le résultat opérationnel,

- augmenté de la réduction ou minoré de l'augmentation du besoin en fonds de roulement opérationnel entre l'ouverture et la clôture de l'exercice (hors effet des reclassements, des écarts de conversion et des variations de périmètre),
- minoré du montant des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles, net des variations des comptes fournisseurs d'immobilisations,
- augmenté des cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles incluses dans le résultat opérationnel, nettes des variations des comptes de créances sur cessions d'immobilisations,
- augmenté des avances clients sur immobilisations reçues au cours de l'exercice.

Flux des Obligations de fin de cycle

Le flux des obligations de fin de cycle représente l'ensemble des flux de trésorerie liés aux obligations de fin de cycle et aux actifs de couverture de ces obligations. Il est égal à la somme des éléments suivants :

- revenus du portefeuille d'actifs de couverture,
- trésorerie issue des cessions d'actifs de couverture,
- minorés des acquisitions d'actifs de couverture,
- minorés des dépenses relatives aux obligations de fin de cycle effectuées au cours de l'exercice,
- soultes reçues au titre du démantèlement des installations,
- minorées des soultes versées au titre du démantèlement des installations.

Le tableau ci-dessous permet de distinguer les flux de trésorerie opérationnelle de l'ensemble des flux présentés au tableau de flux consolidés.

Comme les flux consacrés aux obligations de fin de cycle ont été retraités en 2003 et 2004, le Groupe a choisi de les présenter séparément.

L'information nécessaire à la présentation de ce tableau de réconciliation pour l'année 2002 n'est pas disponible.

	Opérationnel		Obligations de fin de cycle*		Autres**		Total	
(en millions d'euros)	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
EBE (ou EBITDA) (I)	**1 049**	**976**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Résultat sur cessions d'immobilisations opérationnelles (II)	12	12	-	-	-	-	-	-
Marge Brute d'Autofinancement (I+ II)	**1 060**	**988**	**(319)**	**(6)**	**(160)**	**(143)**	**581**	**839**
Variation de Besoin en Fonds de Roulement (III)	188	289	121	0	47	90	357	379
Flux de trésorerie provenant des opérations d'exploitation (I+ II+ III)	**1 249**	**1 277**	**(198)**	**(6)**	**(113)**	**(53)**	**938**	**1 218**
Flux d'investissements, net de cession (IV)	(486)	(336)	37	0	(704)	7	(1 153)	(329)
Flux de trésorerie (I + II + III + IV)	**763**	**940**	**(161)**	**(6)**	**(817)**	**(46)**	**(215)**	**889**

* *Inclus les dépenses pour les opérations de fin de cycle sur les sites et pour le stockage définitif des déchets, des flux provenant du portefeuille d'actifs financiers dédiés au financement des opérations de fin de cycle, et des flux résultant de la signature des accords avec des tiers (notamment avec le CEA pour les opérations de fin de cycle) relatifs au financement par ces derniers d'une partie des opérations de fin de cycle.*

** *C'est-à-dire non-opérationnels et non liés aux obligations de fin de cycle, et correspondant principalement aux flux financiers, y compris les flux liés aux opérations de croissance externe exceptionnels, et fiscaux.*

5.1.6.3. Flux de trésorerie opérationnels par Pôle

(en millions d'euros)	Amont	Réacteurs et Services	Aval	T&D	Connectique	Corporate et autres	Groupe
EBE (EBITDA)*							
2004	466	133	394	19	113	(77)	1 049
2003	417	87	503	n.a	25	(57)	976
2002	426	87	756	n.a	(26)	(92)	1 150
Variation de BFR opérationnel**							
2004	(159)	11	298	27	12	(1)	188
2003	50	123	75	n.d.	11	31	289
2002	113	34	(281)	n.d.	86	(25)	(73)
Investissements opérationnels nets							
2004	(196)	(59)	(98)	(57)	(71)	(4)	(486)
2003	(126)	(67)	(76)	n.d.	(62)	(6)	(336)
2002	(93)	(49)	(229)	n.d.	(88)	(25)	(483)
Plus ou moins-values de cession							
2004	0	4	8	0	0	0	12
2003	0	2	7	n.d.	2	0	11
2002	(1)	(1)	23	n.d.	2	0	23
Flux de Trésorerie opérationnelle***							
2004	112	88	603	(12)	54	(82)	763
2003	341	147	509	n.d.	(24)	(33)	940
2002	445	71	271	n.d.	(26)	(143)	618

* *L'EBE (ou EBITDA) est défini au paragraphe 5.1.6.2. L'EBITDA a été calculé en 2004 et 2003 hors impact des flux de trésorerie relatifs aux obligations de fin de cycle, qui sont présentés de façon dissociée des flux opérationnels. Ces derniers étaient moins significatifs en 2002 et n'ont donc pas été dissociés des flux opérationnels. La valeur 2002 correspond aux données publiées.*

** *Le besoin en fonds de roulement opérationnel est défini au paragraphe 5.1.6.2.*

*** *Le flux de trésorerie opérationnelle est défini au paragraphe 5.1.6.2.*

Pôle Amont

2004 - 2003

Le flux de trésorerie opérationnel du Pôle **Amont** s'élève en 2004 à 112 millions d'euros, contre 340 millions d'euros en 2003, soit une baisse de 67 %, malgré une progression de l'EBITDA. L'année 2004 a été marquée par une évolution négative du Besoin en Fonds de Roulement. Des stocks et encours clients ont en effet été reconstitués dans la Mine et l'Enrichissement, alors que 2003 avait nécessité des destockages d'uranium pour permettre la poursuite des livraisons aux clients durant l'inondation de la mine de Mc Arthur au Canada, entraînant son arrêt d'exploitation pendant quatre mois. Par ailleurs, en cohérence avec les objectifs stratégiques du Groupe et avec l'évolution de ses marchés, les investissements opérationnels ont progressé de façon significative en 2004. Le Pôle **Amont** a notamment consacré d'importants efforts dans le domaine de la Mine, sur les projets Katco, Cigar Lake et McArthur. Il a également investi en préparation de la construction de la future usine d'enrichissement George Besse II, et dans l'optimisation de son usine de fabrication de combustible de Romans, en France.

2003 - 2002

Le flux de trésorerie opérationnel dégagé par le Pôle **Amont** s'est élevé à 340 millions d'euros en 2003, contre 445 millions d'euros en 2002, soit une baisse de 23,6 % en 2003. Avec un EBITDA en léger retrait par rapport en 2002, l'année 2003 a surtout été marquée par une évolution moins favorable qu'en 2002 du Besoin en Fonds de Roulement, principalement en raison d'effets de fin de période, et par un niveau d'investissement plus soutenu, en particulier dans les activités Mines et Chimie.

Pôle Réacteurs et Services

2004 - 2003

Le flux de trésorerie opérationnel du Pôle **Réacteurs et Services** s'établit à 88 millions d'euros, contre 147 millions d'euros en 2003, soit un recul de 40,1 %. L'EBITDA du Pôle est en nette progression, en particulier dans les activités de services. L'évolution du Besoin en Fonds de Roulement est en revanche nettement moins favorable qu'en 2003, en raison notamment de la tendance au durcissement des conditions de financement et de paiement de la part des clients. Les investissements restent quant à eux relativement stables sur la période.

2003 - 2002

Le flux de trésorerie opérationnelle du Pôle **Réacteurs et Services** s'est élevé en 2003 à 147 millions d'euros, contre 71 millions d'euros en 2002, soit une progression de 107 % en 2003, malgré un niveau d'EBITDA stable. C'est l'évolution particulièrement favorable du BFR, due à un effet de cut-off du poste clients dans le Business Unit Réacteurs (facturation en 2002 d'importants montants encaissés en 2003), qui est à la source de cette progression.

Pôle Aval

Le Pôle **Aval** se caractérise, dans les activités de Traitement, et outre les activités de transfert de technologie ou de savoir-faire, par l'existence de deux grands types de contrats. Les contrats récents, et les contrats dits "anciens". Ces anciens contrats intègrent, d'une part, la facturation des immobilisations nécessaires à l'exécution des prestations de Traitement, et d'autre part la prestation physique de traitement elle même. La totalité des paiements clients sur ces anciens contrats a été reçue à fin 2000 et le cash constitutif du chiffre d'affaires restant à dégager, au pro rata des tonnes traitées, est en avances clients. Il en résulte que la part finançant les immobilisations, dans ces anciens contrats, ressort également en EBE (EBITDA), sans pour autant avoir d'effet sur la trésorerie dégagée par les opérations : la trésorerie correspondante ayant été reçue dans le cadre des avances des clients, elle est consommée et reprise via la variation de BFR opérationnel à mesure que ce chiffre d'affaires est dégagé. Il est de ce point de vue peu pertinent d'analyser séparément l'EBE (EBITDA) et la variation de BFR opérationnel, une variation négative du premier étant généralement compensée, en termes de trésorerie, par une variation de même montant du second.

2004 - 2003

Le flux de trésorerie opérationnel du Pôle **Aval** ressort à 603 millions d'euros en 2004, contre 509 millions d'euros en 2003, soit une progression de 18,5 %. Ces niveaux de flux de trésorerie opérationnels sont exceptionnellement élevés, et résultent en grande partie de la réception d'importantes avances clients, aussi bien en 2003 qu'en 2004. De ce point de vue, la variation du Besoin en Fonds de Roulement Opérationnel en 2004 s'établit, à 298 millions d'euros, à un niveau particulièrement atypique.

2003 - 2002

Le flux de trésorerie opérationnel du Pôle **Aval** ressort à 509 millions d'euros en 2003, contre 271 millions d'euros en 2002, soit une progression de 87,8 % en 2003. L'EBE (EBITDA) ressort à un niveau très sensiblement inférieur en 2003 par rapport à 2002, mais cette évolution est sans réel effet sur la trésorerie dégagée par les opérations. En effet, cette baisse résulte essentiellement de l'extinction progressive des anciens contrats de Traitement. La forte augmentation du flux de trésorerie opérationnel dégagé en 2003 résulte pour une grande part de la réception d'importantes avances clients sur de nouveaux contrats de traitement, et dans une moindre mesure d'une baisse des investissements nets en 2003, dans la mesure où les grands programmes d'investissements du Pôle **Aval** sont achevés (ateliers ACC et R4 de la Hague).

Pôle T&D

2004 - 2003

Le flux de trésorerie opérationnelle des activités T&D, intégrées début 2004, s'élève à - 12 millions d'euros. Cette contribution négative résulte d'un EBE (EBITDA) modeste, à 19 millions d'euros, impacté par 58 millions d'euros de décaissements liés aux charges de restructuration. La gestion du Besoin en Fonds de Roulement a en revanche été optimisée, et les investissements sont restés contenus, à 57 millions d'euros, soit un niveau raisonnable pour ce type d'activité.

Pôle Connectique

2004 - 2003

Le flux de trésorerie opérationnel du Pôle **Connectique** s'établit à 54 millions d'euros en 2004, contre - 24 millions en 2003, soit une progression de 78 millions d'euros. Cette nette amélioration résulte de la forte augmentation de l'EBE (EBITDA), en particulier dans la Business Unit Communication, Data, Consumer dont les utilisations de capacité et les coûts fixes ont été optimisés. Les décaissements liés aux restructurations sont restés élevés, à 65 millions d'euros, quoique inférieurs aux 91 millions d'euros de 2003. Les investissements, nets de cession, sont en progression en raison de la finalisation en 2004 des grands programmes de restructuration, et donc de la réduction des ventes d'actifs opérationnels.

2003 - 2002

La Connectique a retrouvé en 2003 un cash flow opérationnel positif de 67 millions d'euros avant décaissements liés aux restructurations. L'EBE (EBITDA) de la Connectique, avant charges de restructurations, ressort à 118 millions d'euros (8,8 % du chiffre d'affaires) reflétant ainsi les progrès accomplis sur la rentabilité opérationnelle. Les investissements nets se sont élevés à - 62 millions d'euros et sont en baisse par rapport à 2002, compte tenu de la faiblesse de la demande. Les décaissements liés aux restructurations sont de - 91 millions d'euros sur l'année 2003.

Groupe

2004 - 2003

Compte tenu des éléments qui précédent, et après prise en compte des éléments relatifs au Corporate et Autres, dont les dépenses sont en hausse sur 2004 en raison essentiellement

de la campagne de communication de grande ampleur réalisée dans l'exercice, le flux de trésorerie opérationnel du Groupe ressort à 763 millions d'euros en 2004, contre 940 millions d'euros en 2003, qui avait été une année exceptionnellement élevée, soit une baisse de 18,8 %.

2003 - 2002

Compte tenu des éléments qui précédent, et après prise en compte des éléments relatifs au Corporate qui diminuent en 2003 par rapport à 2002, le flux de trésorerie opérationnel du Groupe ressort à 940 millions en 2003, contre 618 millions en 2002, soit une progression de 52,1 % en 2003.

5.1.6.4. Evolution de la trésorerie

Le groupe AREVA communique actuellement un montant de trésorerie nette composé des éléments suivants :

- disponibilités, valeurs mobilières de placement (VMP) sans risque dont l'échéance est inférieure ou égale à trois mois à l'origine et comptes courants financiers ;
- plus : autres VMP (VMP actions et VMP sans risques dont l'échéance est supérieure à trois mois à l'origine) ;
- moins : dettes financières.

Le tableau ci-dessous présente, à partir de la trésorerie telle qu'elle apparaît au bas du tableau de flux consolidé, la trésorerie retraitée et, après déduction des dettes financières, la trésorerie retraitée nette.

	31 décembre		
(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Trésorerie suivant Tableau de flux de trésorerie consolidé	**945**	**1 284**	**1 926**
Solde créditeur de banque	98	71	116
Comptes courants financiers passifs	12	12	28
Titres de placement > 3 mois	578	669	1 260
Trésorerie au bilan	**1 633**	**2 036**	**3 330**
Dettes financières	943	800	2 217
Avances clients rémunérées	Comptées en dettes financières	Comptées en dettes financières	382
Trésorerie retraitée nette	**689**	**1 236**	**731**

Les dettes financières sont constituées des postes suivants :

	31 décembre		
(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Emprunts obligataires	3	4	2
Avances rémunérées	449	416	-
Emprunts auprès des établissements de crédits	235	248	2 001
Concours bancaires	98	71	116
Dettes financières diverses*	158	61	98
Total des dettes financières	**943**	**800**	**2 217**
** Dont crédit-bail*	*49*	*13*	*15*

En règle générale, les conditions de crédit accordées au Groupe sont indépendantes du fait qu'il est majoritairement contrôlé par l'Etat.

Certains des engagements financiers du Groupe contiennent des covenants impliquant le respect de ratios financiers préétablis. Au 31 décembre 2004, les ratios précités sont respectés avec une marge de sécurité suffisante (voir la note 23 de l'annexe aux comptes consolidés).

2004 - 2003

Le solde de trésorerie consolidée s'élève à 1 633 millions d'euros au 31 décembre 2004, contre 2 036 millions d'euros au 31 décembre 2003. Le montant des dettes financières du Groupe s'élève à 943 millions d'euros à fin 2004, contre 800 millions d'euros à fin 2003. Ces dettes sont principalement indexées sur des taux variables (voir la note 23 de l'annexe aux comptes consolidés). La trésorerie nette du Groupe s'élève en conséquence au 31 décembre 2004 à 689 millions d'euros, contre 1 236 millions d'euros au 31 décembre 2003, soit une baisse de 44,3 %. Cette trésorerie nette ne tient pas compte des plus-values latentes nettes d'impôts attachées aux titres financiers du Groupe. Au 31 décembre 2004, ces plus-values latentes avant impôts s'élevaient à 195 millions d'euros, contre 194 millions d'euros au 31 décembre 2003.

2003 - 2002

Le solde de trésorerie au bilan s'élève à 2 036 millions d'euros au 31 décembre 2003, contre 3 330 millions d'euros au 31 décembre 2002. Le montant des dettes financières brutes (hors avances rémunérées) du Groupe a été ramené de 2 217 millions d'euros fin 2002 à 384 millions d'euros fin 2003 auxquels s'ajoutent 416 millions d'euros d'avances clients rémunérées, classées depuis fin 2003 en dettes financières dans les comptes du Groupe, soit un total de 800 millions d'euros. L'évolution du niveau de dettes financières entre 2002 et 2003 résulte principalement du remboursement de la dette à la charge de FCI (Pôle **Connectique**), qui s'élevait à près de 1 800 millions d'euros au 31 décembre 2002. Ces dettes sont principalement indexées sur des taux variables.

La trésorerie nette du Groupe s'élève en conséquence à 1 236 millions d'euros au 31 décembre 2003, contre 731 millions d'euros au 31 décembre 2002, soit une progression de 69,1 %. Cette trésorerie nette ne tient pas compte des plus-values latentes nettes d'impôts attachées aux titres financiers du Groupe. Au 31 décembre 2003, ces plus-values latentes nettes d'impôts s'élevaient à 151 millions d'euros, contre 320 millions d'euros au 31 décembre 2002.

5.1.7. Eléments bilanciels

5.1.7.1. Bilan consolidé résumé

Actif

(en millions d'euros)	31 décembre 2004	2003	2002
Actifs immobilisés	**15 782**	**19 094**	**20 149**
Ecarts d'acquisition	1 718	1 265	1 537
Immobilisations corporelles et incorporelles	4 309	3 929	5 157
Titres mis en équivalence	1 240	1 492	1 652
Autres immobilisations financières	862	1 065	453
Actifs des obligations de fin de cycle	5 372	9 109	9 223
Portefeuille dédié	2 281	2 234	2 127
Besoin en Fonds de Roulement	(969)	(1 051)	(604)
Trésorerie retraitée nette	**689**	**1 236**	**731**
Total actif	**15 502**	**19 279**	**20 276**

Passif

(en millions d'euros)	31 décembre 2004	2003	2002
Capitaux propres	**4 241**	**4 113**	**4 020**
TSDI	0	215	215
Minoritaires	776	959	988
Provision des obligations de fin de cycle	8 258	12 316	12 283
Autres provisions	**2 227**	**1 676**	**2 770**
Total passif	**15 502**	**19 279**	**20 276**

5.1.7.2. Capitaux employés et ROACE (Return on Average Capital Employed)

Le Retour sur les Capitaux Employés Moyens (ROACE) est un indicateur interne et externe permettant de mesurer la profitabilité, utilisé pour évaluer la performance du Groupe. Le Groupe considère que cet indicateur de performance permet de mesurer la productivité du capital du Groupe sur le long terme. Le ROACE est un indicateur qui ne répond pas aux normes comptables françaises, ce dont il convient de tenir compte lors de toute comparaison avec les indicateurs utilisés par d'autres sociétés.

Le Groupe définit le ROACE comme la rentabilité des capitaux employés moyens.

Le ROACE représente la rentabilité opérationnelle après impôt des capitaux employés par l'entreprise pour les besoins de ses activités opérationnelles.

Le ROACE est égal au ratio : $\frac{\text{résultat opérationnel net}}{\text{capitaux engagés moyens}}$

- le résultat opérationnel net correspond au résultat opérationnel, moins l'impôt normatif correspondant, obtenu en appliquant au résultat opérationnel le taux d'imposition applicable au Groupe dans le cadre du régime du bénéfice mondial consolidé, ou les taux d'impôt spécifiques à certaines filiales soumises à un régime particulier.

- Les capitaux employés comprennent les éléments suivants :
  - immobilisations nettes, corporelles et incorporelles,
  - écarts d'acquisition bruts (autres que ceux relatifs aux sociétés mises en équivalence et ceux affectés aux titres Total), moins les pertes de valeur résultant de tests de dépréciation,
  - stocks, créances clients et autres créances opérationnelles,
  - sous déduction des avances clients, des dettes fournisseurs et des autres dettes opérationnelles.

Les capitaux employés moyens sont égaux à :

$$\frac{\text{capitaux employés fin de période + capitaux employés au début de période}}{2}$$

Une réconciliation de ces indicateurs avec les indicateurs financiers les plus comparables est présentée ci-après :

	31 décembre		
(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Immobilisations incorporelles nettes	608	482	510
Ecarts d'acquisitions bruts tels que figurant dans l'annexe aux comptes consolidés	4 012	3 520	3 818
Ecarts d'acquisition retenus	2 770	2 186	2 345
Immobilisations corporelles nettes	3 697	3 444	3 686
Avances sur immobilisations	(1 092)	(1 167)	(1 206)
BFR opérationnel hors avances sur immobilisations	(86)	(40)	201
Total des capitaux employés	5 897	4 905	5 536
Capitaux employés moyens sur la période	6 151*	5 220	6 028

** Les capitaux employés moyens 2004 sont calculés en réintégrant l'impact reconstitué de T&D, dont les capitaux employés reconstitués s'établissent à 1 244 millions d'euros au 31 décembre 2003.*

ROACE

Le tableau suivant présente l'évolution du ROACE du Groupe par exercice et par métier :

	31 décembre		
(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Capitaux employés moyens			
Energie	4 591	3 497	3 796
Connectique	1 362	1 563	2 032
Corporate et Autres	198	161	199
Total Groupe	**6 151**	**5 220**	**6 028**
Résultat opérationnel net			
Energie	418	365	440
Connectique	52	< 0	< 0
Corporate et Autres	< 0	< 0	< 0
Total Groupe	**419**	**248**	**138**

ROACE			
(en %)	2004	2003	2002
Energie	9,1	10,4	11,6
dont nucléaire	*12,5*	*10,4*	*11,6*
Connectique	3,8	n.d.	n.d.
Autres	n.d.	n.d.	n.d.
Total Groupe	**6,8**	**4,7**	**2,3**

Le ROACE du Groupe s'élève à 6,8 % en 2004, 4,7 % en 2003 et 2,3 % en 2002. Cette augmentation en 2004 s'explique principalement par la progression de 79 % du résultat opérationnel, qui passe de 342 millions d'euros à 613 millions d'euros, minorée par l'augmentation de plus de 15 % du niveau des capitaux employés. Cette augmentation du niveau des capitaux employés est en premier lieu liée à l'intégration de T&D, qui représente 1 415 millions d'euros de capitaux employés moyens (immobilisations corporelles et incorporelles et écarts d'acquisition compris) au 31 décembre 2004.

Au périmètre des activités nucléaires, le ROACE ressort à 12,5 % en 2004 contre 10,4 % en 2003, soit une progression de 2 points. Cette évolution résulte essentiellement de la progression du résultat net des activités nucléaires sur la période.

L'augmentation importante entre 2002 et 2003 au niveau du Groupe s'explique principalement par les effets conjugués de la hausse significative du résultat opérationnel du Groupe et de la baisse des capitaux employés, notamment au travers de la réduction du BFR opérationnel de plus de 240 millions d'euros et de la réduction notable du niveau des immobilisations corporelles dans le Pôle **Connectique**, lié au plan de restructuration et à la réduction correspondante des capacités de production.

5.1.7.3. Ecarts d'acquisition

Les écarts d'acquisition sont considérés comme des actifs à long terme et sont amortis selon leur durée de vie estimée lors de l'acquisition. Cette durée de vie est estimée par AREVA en fonction de la période pendant laquelle ces actifs doivent générer des avantages économiques. L'amortissement de ces écarts d'acquisition pourrait être ajusté en fonction des écarts constatés entre les plans d'affaires initialement prévus et les résultats réels sur la période.

Les écarts d'acquisition ont évolué de façon sensible entre 2003 et 2004, en raison de l'intégration des activités de T&D générant un écart d'acquisition de 641 millions d'euros.

Au 31 décembre 2004, le tableau de mouvement des écarts d'acquisition est le suivant :

(en millions d'euros)	Ouverture 2004	Acquisitions & cessions	Dotations aux amortissements	Ecarts conversion et autres	Clôture 2004
Valeurs brutes	3 520	643		(151)	4 012
Amortissements et provisions	(2 255)		(152)	113	(2 294)
Valeurs nettes comptables	**1 265**	**643**	**(152)**	**(38)**	**1 718**

5.1.7.4. TSDI

A compter du 1er janvier 2004, en application de la loi sur la sécurité financière, la société d'investissement détentrice du TSDI Lilly Financial Corporation Limited et du dépôt de garantie est consolidée dans les comptes d'AREVA. Cette consolidation a pour effet d'éliminer du bilan consolidé du Groupe le montant du TSDI (215 millions d'euros) classé en autres fonds propres et le montant du dépôt de garantie (180 millions d'euros) classé en autres immobilisations financières, le solde net au 1er janvier 2004, soit 36 millions d'euros, étant reclassé en dettes financières (voir note 1.1 de l'annexe aux comptes consolidés).

5.1.7.5. Obligations de fin de cycle

Estimation, comptabilisation et couverture des obligations de fin de cycle

En qualité d'exploitant d'installations nucléaires, le Groupe a l'obligation juridique de procéder, lors de l'arrêt définitif de tout ou partie de ses installations industrielles, à leur mise en sécurité et à leur démantèlement. Il doit également reprendre et conditionner, selon les normes en vigueur, les différents déchets radioactifs issus des opérations de démantèlement et des activités d'exploitation et qui n'ont pu être traités en ligne. Pour le Groupe, les installations principalement concernées sont : dans l'amont du cycle, l'usine d'enrichissement d'Eurodif à Pierrelatte (Georges Besse I) et les usines de combustibles et dans l'aval du cycle, l'usine de la Hague pour le traitement et les usines de Mélox et de Cadarache pour la fabrication de combustibles Mox. Cette obligation, en sa qualité d'exploitant nucléaire, incombe également au Groupe de manière ponctuelle pour des installations dont il n'est pas propriétaire (installations du CEA à Pierrelatte).

Pour certaines activités (essentiellement le traitement du combustible usé), certains clients ont accepté d'assurer le financement d'une partie des coûts associés aux obligations de démantèlement et de reprise et conditionnement des déchets dont ils restent propriétaires. Pour le Groupe, il en résulte un transfert de l'engagement financier de démantèlement et de reprise et conditionnement des déchets vers ces derniers. L'échéancier des dépenses correspondant à ces engagements se situe entre 2005 et 2060 en fonction des dates prévisibles d'arrêt des installations et de la programmation des opérations. Le Groupe provisionne le coût total des obligations de fin de cycle de toutes les installations en service et arrêtées et de conditionnement des déchets, y compris les obligations devant être financées par des tiers. En contrepartie, il constitue un actif de démantèlement, une partie au titre de ses propres obligations de fin de cycle et une partie au titre des obligations devant être financées par des tiers. Par principe, la quote-part des tiers à l'actif est égale à la quote-part des tiers au passif.

Le Groupe enregistre chaque année en résultat opérationnel une charge d'amortissement de sa quote-part d'actif des obligations de fin de cycle, charge d'amortissement linéaire sur la durée de vie de l'installation. Lorsque les travaux de démantèlement débutent, la quote-part AREVA de l'actif des obligations de fin de cycle est complètement amortie. La quote-part des tiers de l'actif des obligations de fin de cycle est assimilable à une créance future pour le Groupe : lors de la réalisation des travaux de démantèlement, la part à la charge des tiers sera refacturée ou aura fait l'objet, au préalable, d'une soulte libératoire dans le cas d'un désengagement anticipé des tiers. La provision, quote-part AREVA et quote-part des tiers, est reprise au fur et à mesure de la réalisation des travaux. La reprise de provision et les coûts des obligations de fin de cycle sont comptabilisés dans le résultat opérationnel. L'éventuel écart entre les coûts engagés dans la période et la reprise de provision correspondante se traduit par une diminution ou une augmentation du résultat opérationnel.

Toute révision de devis, à la hausse comme à la baisse, est prise en compte de manière prospective, dans la provision. L'évolution de la provision conduit :

- à ajuster l'actif quote-part des tiers au montant révisé de la quote-part des tiers dans la provision,
- à ajuster l'actif quote-part du Groupe et ainsi à augmenter ou diminuer à due proportion la charge d'amortissement de l'actif des obligations de fin de cycle quote-part AREVA en résultat opérationnel.

En termes de flux, les décaissements futurs correspondant à la provision quote-part Groupe sont globalement couverts par un

portefeuille financier dédié. Le Groupe s'assure régulièrement que la valeur de marché de ce portefeuille de couverture est sensiblement égale à la valeur actualisée de ces décaissements futurs. Jusqu'au 31 décembre 2003, le portefeuille de couverture des obligations de fin de cycle était entièrement investi en actions européennes, via des participations directes ou indirectes dans des sociétés françaises cotées et via des Fonds Communs de Placement (FCP) en actions européennes dont la gestion est externalisée. Depuis le 31 décembre 2003, des actions ont été sorties du portefeuille et ont été remplacées par des FCP dédiés de nature obligataire et des liquidités. Au 31 décembre 2004, ce portefeuille était composé de trois quarts d'actions françaises[1] et européennes, le reste étant investi en FCP de taux. Une provision est comptabilisée, le cas échéant, en fonction de l'évolution de la valeur d'inventaire des titres appréciée soit par une approche multicritères pour les titres détenus en direct soit par une approche liée aux valeurs liquidatives pour les FCP.

Valorisation des obligations de fin de cycle

L'estimation de l'engagement des obligations de fin de cycle, calculée installation par installation, s'appuie, par nécessité, sur des appréciations et des hypothèses, dont les variations pourraient impacter de façon significative la situation financière du Groupe. Cette estimation se fonde notamment sur les éléments suivants :

- le Groupe a retenu un démantèlement qui correspond à l'état final suivant : génie civil assaini sur pied, toutes les zones à déchets nucléaires sont déclassées en zones à déchets conventionnels. Cela correspond à un niveau compris entre 2 et 3 de la classification en cours de révision de l'A.I.E.A. (Agence Internationale de l'Energie Atomique).
- l'évaluation des dépenses est faite sur la base des coûts de revient non actualisés des opérations de démantèlement ultimes.
- les devis détaillés des coûts des obligations de fin de cycle et de gestion des déchets ont été principalement établis par la filiale SGN, société d'ingénierie ayant assuré la maîtrise d'œuvre de la construction de la plupart des installations de traitement-recyclage, et considérée comme la mieux à même d'en déterminer les modalités de démantèlement. Dans le cas de l'enrichissement, c'est la société Eurodif qui a mené les travaux d'évaluation. Les coûts réels peuvent être plus élevés ou moins élevés que les coûts estimés dans le cadre de l'élaboration des devis.
- les devis sont chaque année portés en conditions économiques de l'exercice pour tenir compte de l'inflation. Cette révision est comptabilisée dans le compte de résultat selon la méthode prospective. Lorsqu'il existe un portefeuille d'actifs dédiés, les effets de l'inflation sont présentés en résultat financier ; sinon, ils sont comptabilisés en résultat opérationnel.
- les devis seront également mis à jour en cas d'évolution des réglementations applicables ou si des évolutions technologiques substantielles pouvaient être anticipées. En tout état de cause, le Groupe s'est fixé comme objectif de réviser chaque devis selon une périodicité n'excédant pas six ans.

L'évaluation des obligations de reprise et conditionnement des déchets repose sur des hypothèses techniques et sur un planning de réalisation.

Les coûts sont estimés à partir d'études d'ingénierie d'avant-projet sommaire pour les investissements nécessaires à la reprise des déchets et à partir d'une évaluation interne pour les coûts d'exploitation de reprise et de conditionnement.

Hypothèse de coûts de stockage ultime des déchets

En ce qui concerne le stockage des déchets ultimes dont la propriété demeure celle du producteur, au regard de l'avancement des programmes prescrits par la loi n° 91–1381 (aujourd'hui codifiées par les articles L.542-1 et suivants du Code de l'Environnement) devant décider du cahier des charges relatif à la gestion des déchets ultimes (moyenne et haute activité à vie longue selon la classification française) et en l'absence de devis engageants concernant ce stockage définitif, le Groupe a fixé les hypothèses techniques et financières servant de base au calcul de la provision pour les déchets dont il est propriétaire.
Les incertitudes liées au coût de stockage des déchets ultimes sont les suivantes :

- les grandes étapes de la gestion des déchets MAVL (moyenne activité à vie longue) et HAVL (haute activité à vie longue) n'ont pas été arrêtées, le gouvernement devant en 2006, présenter au parlement un rapport global d'évaluation des recherches sur ces déchets accompagné d'un projet de loi autorisant, le cas échéant, la création d'un centre de stockage à haute activité et à vie longue.
- les évaluations financières varient en fonction du mode de réalisation retenu et du type de déchets entreposés. L'évaluation de 1996 de l'Agence Nationale de gestion des Déchets Radioactifs française (Andra), basée sur un scénario de retraitement total des combustibles usés issus du parc nucléaire existant, retenait un coût estimé d'environ 14,7 milliards d'euros en conditions économiques de l'année 2003. La quote-part AREVA fixée actuellement à 5 %, soit de l'ordre de 735 millions d'euros suivant le devis Andra, pourrait évoluer en fonction des volumes produits par le Groupe et des volumes produits par les autres producteurs. Le coût retenu par le Groupe pour le calcul de ses provisions de stockage définitif est inférieur à cette d'estimation d'environ 30 %, soit de l'ordre de 220 millions d'euros. Le Groupe a en effet conduit une étude démontrant que les coûts retenus par l'Andra sont généralement très supérieurs

(1) Suez, AGF, Michelin, Saint Gobain, Schneider

à ceux relevant d'une comparaison internationale sur les conditions tarifaires en vigueur sur des sites existants et pouvant recevoir ce type de déchets.

- la répartition du coût d'un éventuel centre de stockage profond entre déchets de moyenne et de haute activité à vie longue pourrait aussi influer sur la part AREVA.
- la date de mise en service industriel et la durée d'exploitation ne sont pas connues avec précision.

Sous l'égide de la Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières (DGEMP), un groupe de travail a été constitué en 2004. Il rassemble des représentants des directions du Budget, du Trésor, de l'Andra, d'EDF, d'AREVA et du CEA. Sa mission est d'établir un consensus sur les hypothèses structurantes, la méthodologie de calculs et la prise en compte des incertitudes pour l'établissement de coûts de référence d'un stockage géologique profond.

Situation au bilan

Afin d'avoir une vision exhaustive sur le traitement des opérations de fin de cycle dans le bilan d'AREVA, le tableau suivant récapitule les différents postes comptables concernés.

Actif

	31 décembre		
(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Actifs de fin de cycle	5 372	9 109	9 223
- quote-part AREVA	*1 063*	*1 118*	*1 194*
- quote-part des tiers	*4 309*	*7 991*	*8 029*
Portefeuille financier dédié *	2 281	2 234	2 127

** Valeurs comptables nettes.*

Passif

	31 décembre		
(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Provisions de fin de cycle	8 258	12 316	12 283
- financées par AREVA	*3 948*	*4 325*	*4 254*
- financées par les tiers	*4 309*	*7 991*	*8 029*

Le montant des provisions et des actifs de fin de cycle est présenté ci-dessus en normes françaises : les montants sont non actualisés. Lors de l'application des normes IFRS, les provisions et actifs seront actualisés et s'élèvent, pour le Groupe, à 2 317 millions d'euros au 31 décembre 2004. Les hypothèses et résultats de cette actualisation sont décrits au paragraphe 5.1.9.3.

Poids respectifs des différentes installations dans la provision pour opérations de fin de cycle, à fin 2004 :

	31 décembre	
(en %)	2004	2003
La Hague	57	50
Marcoule	4*	15*
Eurodif	12	11
Melox + Cadarache	16	9
Autres	11	15
Total (quote-part AREVA)	**100**	**100**

** L'évolution notable de la part correspondant au site de Marcoule résulte de la signature des accords entre le CEA et AREVA en décembre 2004, décrits au paragraphe "Evolutions en 2004".*

Poids respectifs des différents types de dépenses dans la provision pour opérations de fin de cycle part du Groupe, à fin 2004 :

(en millions d'euros)	31 décembre 2004
Obligations de fin de cycle	3 147
Reprise et conditionnement des déchets	801
Total (quote-part AREVA)	**3 948**

Evolutions en 2004

Les évolutions des provisions à financer par AREVA sont développées dans les paragraphes suivants et résumées dans le tableau en fin de paragraphe.

Révision des devis de démantèlement de l'aval du cycle

Le Groupe a achevé en 2004 la mise à jour des révisions des devis de démantèlement des usines Melox à Marcoule, UP2 400 et UP2/800-UP3 à La Hague. Ces nouveaux devis ont été élaborés à partir du modèle établi par le Groupe. Ce modèle et le logiciel correspondant ont bénéficié d'une certification par le bureau Véritas. Ces révisions ont confirmé les évaluations précédentes avec un écart global de moins de 5 % en valeur absolue. Ces nouveaux devis sont pris en compte dans les comptes à fin 2004.

Simplification des responsabilités de fin de cycle sur les sites de l'aval du cycle

Concrétisant une démarche engagée en 2002 entre EDF, le CEA et AREVA, et avec l'aval des pouvoirs publics, l'année 2004 a vu la signature d'une première série d'accords clarifiant les responsabilités de chaque acteur sur les sites de Marcoule, La Hague et Cadarache :

Site de Marcoule

Concernant Marcoule, le CEA, EDF et COGEMA, ont signé en décembre 2004 un protocole portant sur le transfert au CEA de la maîtrise d'ouvrage et du financement de l'assainissement du

site, avec effet au 1er décembre 2004. Cet accord exclut les coûts de stockage définitif des déchets ultimes.

Ce protocole prévoit en particulier le versement libératoire par le Groupe de sa quote-part d'engagement financier au fonds des obligations de fin de cycle du CEA. Cet engagement de 427 millions d'euros, provisionné dans les comptes fin 2003, a été versé pour moitié fin 2004 et pour moitié début 2005 par prélèvement sur le portefeuille d'actifs financiers dédiés à la couverture des engagements fin de cycle.

Pour ce qui concerne le passif, le Groupe n'a plus d'engagement financier au titre de l'assainissement du site de Marcoule en dehors des coûts relatifs au stockage profond. Selon les accords prévoyant le transfert du statut d'exploitant nucléaire au CEA, la provision qui s'élevait à 3 945 millions d'euros fin 2003 a ainsi été reprise sur l'exercice 2004. L'actif quote-part des tiers correspondant a également été repris sur l'exercice

Sites de Cadarache et de La Hague

Un accord entre le Groupe et le CEA, signé en décembre 2004, prévoit le versement d'une soulte libératoire du CEA au Groupe en contrepartie de sa prise de responsabilité à 100 % des coûts d'assainissement de l'atelier de production de combustible Mox de Cadarache, qui avait cessé ses productions commerciales en juillet 2003, et de l'atelier Elan 2 B de La Hague, qui restait le seul atelier propriété du CEA à La Hague.

Fin 2004, le Groupe a donc provisionné 100 % du devis revisé des opérations, soit un complément de provision de 120 millions d'euros. En contrepartie, le Groupe a constaté une créance avant actualisation de 110 millions d'euros sur le CEA, pour la part qui lui incombait précédemment.

Prestations de reprise et de conditionnement de déchets anciens de La Hague

Certains déchets issus d'anciens contrats de traitement de combustibles usés n'ont pu être traités en ligne car les ateliers de support pour les conditionner n'étaient pas encore disponibles. Ils convient donc dorénavant de les reprendre et de les conditionner selon un scénario et des filières techniques agréés par l'Autorité de Sûreté Nucléaire française. Certaines de ces filières font encore l'objet d'études.

Le Groupe a procédé en 2004 à une revue approfondie de ce poste, et a choisi de traiter la part de ces opérations financée par les tiers comme des contrats. En effet, celles-ci font partie des prestations d'optimisation de conditionnement rendues habituellement par l'usine de La Hague à ses clients. Ces derniers restent propriétaires des déchets conditionnés et devront supporter le coût de stockage définitif. Ainsi, au 31 décembre 2004, suite à l'engagement contractuel du CEA, formalisé par l'accord de décembre 2004, la part du CEA dans les opérations de reprise et conditionnement des déchets anciens sera traitée de la façon suivante : le paiement du CEA sera comptabilisé en avance à sa réception, et repris en chiffre d'affaires au fur et à mesure de l'exécution des prestations. Il en sera de même avec la part EDF lorsqu'un accord sera signé entre les parties.

Négociation EDF/COGEMA

EDF et COGEMA se sont engagés dans un processus de négociation globale visant à définir :

D'une part :

- les conditions juridiques et financières d'un transfert à COGEMA des obligations financières actuelles d'EDF de participation au démantèlement du site de La Hague ; celles-ci pourraient comprendre les modalités d'un règlement libératoire de cet engagement de long terme. Toutefois, les éléments tenant à la fixation des quotes-parts respectives pour le financement du démantèlement de la Hague ont fait l'objet dès fin septembre 2003 d'un accord entre les parties.
- la participation financière d'EDF et de COGEMA au titre de leurs obligations respectives de reprise et conditionnement des déchets des sites de La Hague et de Saint-Laurent des Eaux ;

Et d'autre part :

- les conditions économiques du futur contrat de traitement des combustibles usés au-delà de 2007.

Compte tenu du caractère global de cette négociation, AREVA a maintenu dans ses comptes 2004, pour ces coûts de démantèlement, les quotes-parts utilisées pour la clôture des comptes 2003. Sur la base des éléments d'appréciation disponibles, il ne devrait pas en résulter d'incidence significative sur les comptes et la situation financière du Groupe. Les négociations ne sont pas, à ce stade, achevées, EDF ayant demandé à élargir le champ des négociations aux contrats d'approvisionnement dans l'amont du cycle.

Evolution globale des passifs et actifs de fin de cycle

Compte tenu des éléments qui précèdent, le montant total de la provision pour opérations de fin de cycle passe de 12 316 millions d'euros à fin 2003, à 8 258 millions d'euros à fin 2004. Cette évolution est essentiellement liée à la reprise de provision de 3 945 millions d'euros relative au site de Marcoule, et développée plus haut.

La quote-part à financer par les tiers (clients), ainsi que l'actif des obligations de fin de cycle/quote-part des tiers qui lui est égal, passe de 7 991 millions d'euros à fin 2003, à 4 309 millions

d'euros à fin 2004, et concerne maintenant essentiellement le site de La Hague.

La quote-part à financer par le Groupe passe de 4 325 millions d'euros à fin 2003, à 3 948 millions d'euros à fin 2004. En contrepartie, l'actif des obligations de fin de cycle quote-part Groupe net d'amortissements passe de 1 118 millions d'euros fin 2003 à 1 063 millions d'euros fin 2004. Cet actif net continuera à être amorti sur la durée de vie des installations correspondantes.

Evolution du portefeuille financier dédié en 2004

Au 31 décembre 2004, le fonds est constitué pour 41 % d'actions françaises[1], pour 35 % d'actions européennes, et pour 20 % de Fonds Communs de Placement de taux. 4 % environ des ressources étaient, au 31 décembre 2004, en attente d'investissement.

Le Groupe adoptera progressivement dans le futur une politique de désensibilisation au risque actions en ligne avec le rapprochement de certaines échéances de dépenses.

La valeur de marché avant impôts du portefeuille dédié s'établit au 31 décembre 2004 à 2 398 millions d'euros. Compte tenu d'un solde net de - 105 millions d'euros de dettes et créances avec le CEA dans le cadre du règlement des soultes, la valeur nette des actifs financiers disponibles s'établit à 2 293 millions d'euros contre 2 187 millions d'euros au 31 décembre 2003. Cette valeur est à comparer à la valeur actualisée de la quote-part de provision à la charge du Groupe (3 948 millions d'euros), qui s'établit à 2 317 millions d'euros[2]. Ainsi les actifs financiers couvrent totalement les provisions actualisées des obligations de fin de cycle.

Tableau de synthèse des évolutions 2004

(en millions d'euros)	31 décembre 2003	Accords "Marcoule"	Installations reprises par le Groupe	Autres	31 décembre 2004	31 décembre 2004 en normes IFRS
Passif quote-part AREVA	4 325	(442)	120	(55)	3 948	2 317

	31 décembre 2003	Accords "Marcoule"	Installations reprises par le Groupe	Performance du fonds	Solde des dotations et reprises	31 décembre 2004
Actifs de couverture des obligations de fin de cycle*	2 187	(427)	110	280	145	2 293

** Valeur de marché*

5.1.7.6. Autres provisions

Pensions et avantages assimilés

Le Groupe finance ou provisionne les pensions et autres indemnités de départ à la retraite sous plusieurs formes couvrant potentiellement tous ses employés qui remplissent les critères requis. Des données statistiques et d'autres paramètres dont l'objectif est d'apprécier l'évolution de la population sont utilisées pour évaluer les dépenses et les provisions relatives aux futurs départs à la retraite. Ces paramètres comprennent des estimations en matière de taux d'actualisation, de rendement de placements, de croissance des salaires que le Groupe évalue en fonction de certains critères.

Des actuaires, mandatés pour ces calculs, utilisent également des indices subjectifs comme le taux de démission ou le taux de mortalité pour évaluer ces éléments de calcul.

Les hypothèses des actuaires pourraient différer de manière importante en fonction du marché, de l'économie, d'un taux de démission plus ou moins fort, ou bien de modifications de l'espérance de vie. Ces changements pourraient avoir un impact significatif sur l'évaluation enregistrée à ce jour pour le montant des pensions et sur l'évaluation des obligations relatives aux prestations.

Les sociétés du Groupe, selon les lois et usages de chaque pays, versent à leurs salariés qui partent à la retraite une indemnité de fin de carrière en fonction de leur rémunération et de leur ancienneté. Par ailleurs, elles versent des rentes de préretraite en France et en Allemagne, et des compléments de retraite garantissant des ressources contractuelles à certains salariés.

Dans certaines sociétés du Groupe, ces engagements sont couverts pour tout ou partie par des contrats souscrits auprès de compagnies d'assurance ou de fonds de pension. Dans ce cas, les engagements et les actifs en couverture sont évalués de manière indépendante. La différence entre l'engagement et la couverture fait ressortir une insuffisance ou un excédent de financement. En cas d'insuffisance, une provision est enregistrée. En cas d'excédent, un actif est constaté (sous réserve de conditions particulières).

(1) Suez, AGF, Michelin, Saint-Gobain, Schneider.

(2) Cette valeur correspond à la quote-part de provision du Groupe, de 3 948 millions d'euros, inflatée à 2 % par an et actualisée à 5 % par an.

L'évolution des provisions comptabilisées est la suivante :

	31 décembre *(en millions d'euros)*			Variation *(en %)*
	2004	2003	2002	2004/2003
Dette actuarielle	2 304	1 773	1 474	29,9
Juste valeur des actifs de couverture	(874)	(851)	(813)	2,7
Dette actuarielle nette	**1 430**	**922**	**661**	**55,1**
Ecarts actuariels non comptabilisés	(487)	(214)	(46)	127,6
Coût des services passés non comptabilisés	(151)	(159)	(99)	(5,0)
Montant net de la provision	**792**	**549**	**516**	**44,3**

Au 31 décembre 2004, la dette actuarielle du Groupe (c'est-à-dire la valeur des engagements de retraite du Groupe) s'élève à 2 304 millions d'euros, contre 1 773 millions d'euros au 31 décembre 2003, soit une augmentation de 30 %. Cette évolution résulte notamment :

- en premier lieu, pour 189 millions d'euros, de l'intégration des effectifs du Pôle **T&D** en 2004,
- d'une modification du taux d'actualisation pris en compte, à 4,5 % l'an au lieu de 5,5 % l'an précédemment, dont l'effet sur la dette actuarielle est de 254 millions d'euros (voir note 21 de l'annexe des comptes consolidés),
- des charges de la période représentant 220 millions d'euros, nettées des prestations payées de 115 millions d'euros.

En regard de cette dette actuarielle, le portefeuille d'actifs de couverture a, au 31 décembre 2004, une valeur de marché de 874 millions d'euros, contre 851 millions d'euros au 31 décembre 2003, soit une progression de 2,7 %.

En conséquence, la dette actuarielle nette de couverture du Groupe s'établit à 1 430 millions d'euros au 31 décembre 2004, contre 922 millions d'euros au 31 décembre 2003, soit une augmentation de 55,1 %.

La dette nette actuarielle contient des écarts actuariels (dus à l'évolution des différences entre les hypothèses de calcul et les valeurs réelles des paramètres influant sur ce calcul), en l'occurrence des pertes actuarielles, et des coûts de service passés (essentiellement liés à la loi dite Fillon) non comptabilisés au bilan. Il convient donc de retrancher ces éléments à la dette actuarielle nette pour calculer le montant de la provision à inscrire au bilan. Les écarts (pertes) actuarielles passent de 214 millions d'euros au 31 décembre 2003, à 487 millions d'euros au 31 décembre 2004, soit une hausse de 127,6 %. Cette hausse résulte essentiellement de la modification de taux d'actualisation pris en compte. Les coûts des services passés sont relativement stables sur la période.

Compte tenu des éléments qui précèdent, le montant net de la provision inscrite au bilan s'élève à 792 millions d'euros au 31 décembre 2004, contre 549 millions d'euros au 31 décembre 2003, soit une hausse de 44,3 %.

Provisions pour risques

L'évolution des provisions comptabilisées est la suivante :

	31 décembre *(en millions d'euros)*			Variation *(en %)*
	2004	2003	2002	2004/2003
Provisions pour risques affaires	29	22	224	27
Provisions pour perte à terminaison	87	99	91	(12)
Provisions pour litiges	27	10	17	170
Provisions pour pertes et changes	-	-	2	-
Provisions pour risques environnementaux	8	-	14	-
Provisions pour risques fiscaux	26	27	21	-
Provisions pour garanties données aux clients	220	119	12	85
Provisions pour travaux	-	-	15	-
Provisions pour amendes et pénalités	20	3	-	567
Provisions autres	89	62	40	44
Total	**506**	**342**	**436**	**48**

L'augmentation des provisions pour risques est imputable à T&D à hauteur de 240 millions d'euros, notamment sur le poste des provisions pour garanties données aux clients.

Provisions pour travaux restant à effectuer

Au 31 décembre 2004, ces provisions correspondent à des charges pour travaux restant à effectuer (PTRE) pour un montant de 436 millions d'euros contre 430 millions d'euros au 31 décembre 2003 et 410 millions d'euros au 31 décembre 2002. Elles correspondent, compte tenu de la méthodologie alors retenue de prise en compte de l'activité et de la marge lors des opérations de traitement, à des prestations annexes restant à réaliser.

Au 31 décembre 2002, les provisions pour charges comprenaient également les Provisions pour Charges restant à Encourir (PCE) pour un montant de 962 millions d'euros. Il s'agit de charges d'amortissement sur des immobilisations réalisées et financées par les clients dans le cadre de contrats, les durées d'amortissement comptable dépassant les durées de ces contrats. Ces provisions ont été reclassées en amortissements, comme indiqué au paragraphe 5.1.3.2.

	31 décembre		
(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Provisions pour travaux restant à effectuer	436	430	410
Provisions pour charges à encourir	0	0	962
Total	**436**	**430**	**1 372**

5.1.7.7. Avances clients

Le Groupe reçoit, dans certaines activités, des avances clients. Les activités concernées sont essentiellement celles de la fourniture de combustible nucléaire, du traitement et du recyclage de combustibles nucléaires, et de conception et fourniture de Systèmes, dans la Transmission et Distribution.

Comme indiqué au paragraphe 5.1.6.3, les Business Units de traitement et recyclage présentent la particularité d'avoir reçu, jusqu'en 2000, des avances clients finançant les immobilisations. Comme pour les avances classiques, le remboursement de ces avances et acomptes est effectué par imputation sur le chiffre d'affaires dégagé au titre des contrats considérés.

Le tableau ci-après résume le montant des avances inscrites au bilan, à la clôture des trois derniers exercices, en distinguant les avances reçues sur les commandes et les avances reçues finançant les immobilisations. Ce tableau ne contient que les avances clients ne portant pas intérêt, incluses dans le BFR. Les avances clients portant intérêt sont comptabilisées, depuis 2003, en dettes financières.

	31 décembre		
(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Avances et acomptes reçus sur commandes	3 234	2 448	2 860
Avances et acomptes reçus finançant les immobilisations	1 092	1 167	1 206
Total	**4 326**	**3 615**	**4 066**

Les avances et acomptes reçus finançant les immobilisations représentent 1 092 millions d'euros au 31 décembre 2004 contre 1 167 millions d'euros au 31 décembre 2003, soit une baisse de 6,4 %. Ces avances finançant les immobilisations concernent essentiellement les installations de traitement et recyclage, dans le Pôle **Aval**. Elles seront consommées, au travers de la variation du Besoin en Fonds de Roulement Opérationnel, à mesure que le chiffre d'affaires sera dégagé sur les contrats ayant donné lieu à leur paiement, c'est-à-dire de façon relativement linéaire entre 2005 et la date de terminaison actuellement prévue des contrats correspondant, soit 2015.

Les avances et acomptes reçus sur commandes s'établissent à 3 234 millions d'euros au 31 décembre 2004, contre 2 448 millions d'euros au 31 décembre 2003, soit une hausse de 32,1 %. Le niveau d'avances et acomptes reçus sur commandes peut varier de façon significative d'une période à l'autre. Les activités du Pôle **Aval**, dont le poids est majeur dans ce domaine, se caractérisent en effet par un nombre limité de clients et de contrats, dont les montants unitaires sont proportionnellement élevés et qui peuvent faire l'objet d'encaissements d'avances importantes. Dans ce Pôle, les périodes à venir devraient être marquées, dans un sens, par la consommation des avances reçues dans les derniers exercices, dont certaines présentent un caractère non récurrent et, à l'inverse, par la réception des paiements relatifs à la reprise et au conditionnement des déchets anciens à la charge du CEA et de EDF dans l'usine de La Hague (voir note 22 de l'Annexe aux comptes consolidés).

La variation globale du besoin en fonds de roulement opérationnel du Groupe sera ainsi la résultante de la variation des avances et acomptes finançant les immobilisations et des avances et acomptes reçus sur commandes.

5.1.8. Engagements hors bilan

Les engagements hors bilan du groupe AREVA sont présentés selon une grille de lecture économique : les engagements liés à l'exploitation, les engagements liés au financement et les autres types d'engagements. Cette décomposition s'applique aux engagements donnés et aux engagements reçus. Une troisième typologie d'engagements est distinguée : les engagements réciproques. Ils correspondent à des engagements pris par le Groupe en contrepartie desquels une garantie du tiers est reçue en retour.

Engagements hors bilan

Au 31 décembre *(en millions d'euros)*	2003	2004	Moins d'un an	De un à cinq ans	Plus de cinq ans
Engagements donnés	**1 522**	**2 430**	**778**	**1 254**	**398**
Engagements donnés liés à l'exploitation	583	2 131	638	1 114	378
Engagements donnés liés au financement	224	51	19	23	9
Autres engagements donnés	715	247	120	116	11
Engagements reçus	**46**	**701**	**44**	**369**	**289**
Engagements reçus liés à l'exploitation	12	250	28	190	33
Engagements reçus liés au financement	14	15	8	2	5
Autres engagements reçus	20	436	8	177	251
Engagements reciproques	**1 981**	**1 004**	**936**	**17**	**51**
Lignes de crédit autorisées non utilisées	622	557	531	11	15
Option d'achat ou de vente de titres	1 338	388	388	0	0
Autres engagements réciproques	21	59	17	6	36

5.1.8.1. Engagements donnés

Les engagements donnés s'élèvent à 2 430 millions d'euros à fin 2004, contre 1 522 millions d'euros à fin 2003, soit une augmentation de 59,7 %. L'intégration du Pôle **T&D** explique la quasi totalité de la hausse de 908 millions d'euros par rapport à 2003. L'augmentation des engagements donnés est principalement concentrée sur les garanties liées aux contrats, dont l'émission est inhérente à l'activité du Pôle **T&D**.

Les engagements liés à l'exploitation représentent 88 % des engagements donnés à fin 2004. Le Pôle **T&D** représente plus du tiers de ces engagements. Les autres émissions concernent uniquement le Nucléaire, le poids de la Connectique étant négligeable en valeur rapportée aux autres activités du Groupe. Les engagements donnés liés à l'exploitation sont constitués pour les deux tiers de garanties de bonne fin ou de bonne exécution. Les autres garanties sont émises aux différents stades de la vie des contrats, de la soumission à la garantie après-vente, comme pour l'exploitation courante hors contrat. Ces garanties sont détaillées dans la note 29 de l'annexe aux comptes consolidés.

Le Groupe a donné une garantie maison mère au client TVO dans le cadre du contrat EPR Finlande pour le montant total de son engagement et a reçu, de la part de Siemens, une garantie à hauteur de sa quote-part. L'engagement net donné par le Groupe est compris entre 1,5 et 2 milliards d'euros. Cette valeur n'est pas intégrée dans le tableau récapitulatif, la confidentialité de cette information conduisant le Groupe à ne communiquer qu'une fourchette de valeur.

5.1.8.2. Engagements reçus

Les engagements reçus s'élèvent à 701 millions d'euros à fin 2004, contre 46 millions d'euros à fin 2003. L'augmentation de 655 millions d'euros par rapport à 2003 s'explique, en majorité, par les garanties de passif environnementales et générales reçues d'Alstom lors de l'acquisition du Pôle **T&D** en début d'exercice, positionnées en "Autres engagements reçus". Les engagements liés à l'exploitation représentent plus du tiers des engagements reçus à fin 2004 et sont à analyser comme le pendant des engagements donnés liés à l'exploitation, le Groupe appliquant la règle de la non-compensation des engagements donnés et reçus.

5.1.8.3. Engagements réciproques

Les engagements réciproques s'élèvent à 1 004 millions d'euros à fin 2004, contre 1 981 millions d'euros à fin 2003. Cette diminution s'explique principalement par la disparition de l'engagement d'acquisition de la Division T&D d'Alstom pour 950 millions d'euros, du fait de la réalisation de l'opération.

5.1.8.4. Pacte d'actionnaires AREVA - Siemens

Le pacte d'actionnaires conclu en 2001 entre Framatome SA (absorbée en 2001 par AREVA) et Siemens AG prévoit l'exercice d'un put (option de vente par Siemens AG des titres Framatome-ANP détenus par Siemens AG) et d'un call (option d'achat par AREVA des titres Framatome-ANP détenus par Siemens AG) dans les conditions exposées ci-après.

En premier lieu, le put et le call pourraient être exercés suite à une période dite "d'impasse" définie par le pacte et qui résulterait en particulier de l'impossibilité de prendre certaines décisions (telles que fermeture d'un site, modification des statuts…) ou de la non approbation par Siemens des états financiers pendant deux exercices. Le pacte d'actionnaires prévoit qu'après une période de 11 ans, soit le 30 janvier 2012, les parties ont la possibilité de résilier le pacte, de lever ces options ou d'exercer le put ou le call avec un préavis de trois ans.

Aux termes du pacte, à défaut d'accord entre les parties, le prix des actions à céder dans le cas d'exercice des options de ventes ou d'achat visées ci-dessus sera fixé à dire d'expert selon les modalités prévues par le pacte.

La valorisation de cet engagement étant en cours, aucune valeur concernant le pacte d'actionnaires discuté dans ce paragraphe n'est intégrée dans le tableau récapitulatif présenté précédemment.

Le paragraphe 3.7.2 détaille notamment ce pacte d'actionnaires.

5.1.9. Passage aux normes IFRS

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002, les comptes consolidés d'AREVA au titre de l'exercice 2005 et des exercices suivants seront établis en conformité avec les normes comptables internationale IAS/IFRS applicables au 31 décembre 2005 telles qu'approuvées par l'Union européenne. Les premiers comptes publiés selon les normes IAS/IFRS seront ceux de l'exercice 2005 présentés avec un comparatif au titre de 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.

En vue de la publication de ces états financiers comparatifs pour l'exercice 2005 et conformément à la recommandation de l'AMF relative à la communication financière pendant la période de transition, le groupe AREVA 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 au 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 (l'impact de l'application des normes IAS 32, IAS 39 et IFRS 4 sera enregistré dans les capitaux propres au 1er janvier 2005) ;
- le bilan au 31 décembre 2004, le compte de résultat et le tableau des flux de trésorerie de l'exercice 2004.

Ces informations sur l'impact chiffré attendu du passage aux IFRS ont été préparées en appliquant aux données 2004 les normes et interprétations que le groupe AREVA estime devoir appliquer pour la publication de ses comptes consolidés comparatifs au 31 décembre 2005. La base de préparation de ces informations financières 2004 décrite en notes résulte en conséquence :

- des normes et interprétations IFRS applicables de manière obligatoire au 31 décembre 2005 telles qu'elles sont connues à ce jour ;
- de la résolution que le groupe AREVA anticipe à ce jour des questions techniques et des projets en cours discutés par l'IASB et l'IFRIC et qui pourraient devoir être applicables lors de la publication des comptes consolidés de l'exercice 2005 ;
- des options retenues et des exemptions utilisées qui sont celles que le Groupe retiendra selon toute vraisemblance pour l'établissement de ses premiers comptes consolidés IFRS en 2005.

Par ailleurs, les impacts éventuels de l'application de ce référentiel sur les capitaux propres de la société STMicroelectronics, société mise en équivalence, n'ont pas été communiqués au Groupe et n'ont pas pu être estimés, ni audités par les commissaires aux comptes. Compte tenu de la connaissance qu'a le Groupe sur les comptes établis selon le référentiel US Gaap de cette société, le principal impact potentiel serait relatif au traitement des frais de recherche et de développement.

De plus, compte tenu de l'acquisition de AREVA T&D intervenue le 9 janvier 2004, le Groupe n'a établi qu'un diagnostic limité des impacts de l'application du nouveau référentiel à cette filiale. Aucun impact significatif autre que ceux décrits au paragraphe 5.1.9.3. n'a été identifié.

Pour toutes ces raisons, il est possible que le bilan d'ouverture audité présenté ci-après ne soit pas le bilan d'ouverture à partir duquel les comptes consolidés de l'exercice 2005 seront effectivement établis.

Ces informations ont fait l'objet d'un examen par le Conseil de Surveillance du 8 mars 2005 et de diligences d'audit par les commissaires aux comptes dans le cadre de leur vérification du rapport de gestion relatif à l'exercice 2004.

5.1.9.1. Options et principes retenus pour la préparation des premiers états financiers du Groupe en référentiel IFRS

La norme IFRS 1 ("première adoption des normes IFRS") autorise, de manière optionnelle, plusieurs exemptions à la règle d'application rétrospective des normes. AREVA a retenu les options suivantes :

Regroupements d'entreprises

AREVA applique les dispositions de la norme IFRS 3 à compter du 1er janvier 2004 et n'a pas retraité les regroupements d'entreprises antérieurs à cette date.

Evaluation des actifs corporels et incorporels

AREVA n'a pas retenu l'option d'évaluation de certains actifs corporels et incorporels à la juste valeur dans le bilan d'ouverture ; de ce fait, les immobilisations corporelles et incorporelles restent évaluées selon la méthode du coût amorti.

Avantages du personnel

AREVA a opté pour la reconnaissance en capitaux propres au 1er janvier 2004 de la totalité des écarts actuariels non comptabilisés dans son bilan au 31 décembre 2003. Les incidences chiffrées de l'application de cette méthode sont présentées dans le paragraphe 5.1.9.3 ci-après. Par ailleurs, AREVA maintient la méthode actuelle dite du "corridor" pour les pertes et gains résultant de changements d'hypothèses postérieurs au 1er janvier 2004 sur ses engagements de retraite et avantages similaires.

Obligations de fin de cycle des installations nucléaires

AREVA provisionne les obligations de fin de cycle de ses installations nucléaires conformément à la norme IAS 37. En contrepartie, le Groupe comptabilise un actif de fin de cycle constitué de deux éléments : la part financée par AREVA ("actif de fin de cycle – part propre"), et la part financée par des clients ("actif de fin de cycle – part des tiers").

AREVA a opté pour l'application de l'exemption prévue par les révisions apportées à la norme IFRS 1 suite à la publication de l'interprétation IFRIC 1 ("variation des passifs relatifs au démantèlement, à la remise en état et obligations similaires"). Cette interprétation prévoit que l'actif de fin de cycle soit recalculé en valeur actualisée à l'origine puis amorti sur la base d'un amortissement linéaire entre la date de mise en service et la date prévisionnelle de fin d'exploitation de l'installation. A ce titre, la valeur de l'actif de fin de cycle – part propre au 1er janvier 2004 a été calculée en actualisant les flux de trésorerie prévisionnels en arrière jusqu'à la date de mise en service des installations concernées. Cette valeur a été amortie à compter de la date de mise en service jusqu'au 1er janvier 2004 au prorata de la durée d'utilisation telle qu'elle est estimée à cette date. Les incidences chiffrées de l'application de cette méthode sont présentées dans le paragraphe 5.1.9.3 ci-après.

Normes IAS 32 et 39

AREVA n'a pas opté pour l'application anticipée au 1er janvier 2004 des normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers. Par conséquent, les actifs et passifs financiers sont évalués conformément aux principes comptables français dans les bilans au 1er janvier et au 31 décembre 2004 retraités en IFRS ; AREVA a cependant retenu une présentation de ces bilans conforme aux IFRS.

5.1.9.2. Incidences des normes IFRS sur la présentation du bilan et du compte de résultat

Présentation du bilan

Actifs et passifs courants et non courants

La structure du bilan est essentiellement modifiée par la distinction entre actifs courants et non courants, passifs courants et non courants.

Les actifs et les passifs courants sont ceux dont l'échéance est inférieure ou égale à un an, ou qui sont liés au cycle d'exploitation de l'entreprise.

Rubriques présentées séparément

La norme IAS 1 impose de présenter dans des rubriques spécifiques du bilan certains éléments, dont :

- les impôts différés actifs et passifs (respectivement dans les actifs non courants et les passifs non courants) ;
- les créances et les dettes d'impôt courant (respectivement dans les actifs courants et les passifs courants) ;
- les actifs du régime de pension (dans les actifs non courants).

Par ailleurs, les écarts d'acquisition relatifs aux titres mis en équivalence doivent être ajoutés à la rubrique "Titres mis en équivalence".

Détail des modifications affectant la présentation du bilan :

- les fonds commerciaux acquis sont reclassés du poste "immobilisations incorporelles" au poste "écarts d'acquisition" ;
- les écarts d'acquisition relatifs aux sociétés mises en équivalence sont reclassés du poste "écarts d'acquisition" au poste " titres mis en équivalence" ;

En conséquence, le poste “écarts d’acquisition” inclut uniquement les goodwills relatifs aux sociétés intégrées ; le poste “titres mis en équivalence” représente la quote-part du Groupe dans les capitaux propres des sociétés concernées, augmentée des goodwills relatifs à ces sociétés.

- Le poste “immobilisations financières” est ventilé entre plusieurs rubriques :
  - la rubrique ”actifs du régime de pension” enregistre uniquement l’excédent des actifs de couverture sur les engagements de retraite et similaire de certaines filiales du Groupe,
  - la fraction des prêts, créances et dépôts dont l’échéance est inférieure ou égale à un an est présentée en actifs financiers courants.

Par ailleurs, afin de faciliter la lecture du bilan, AREVA a fait le choix de présenter la totalité des actifs financiers dédiés aux obligations de fin de cycle de ses installations dans une rubrique spécifique de l’actif non courant, intitulée “actifs de couverture des obligations de fin de cycle”.

- Le poste “autres créances” est scindé en plusieurs rubriques :
  - Impôts différés actifs ;
  - Impôts courants actifs ;
  - Autres créances opérationnelles ;
  - Autres créances non opérationnelles.

- Le poste “Trésorerie et valeurs mobilières de placement” est scindé en deux rubriques :
  - Trésorerie et équivalents de trésorerie, qui regroupe les disponibilités, les comptes courants financiers, et les valeurs mobilières de placement sans risque dont l’échéance est inférieure à trois mois à l’origine ;
  - Autres actifs financiers courants, qui regroupent les autres valeurs mobilières de placement et la partie à un an ou moins d’un an des prêts, créances et dépôts ;
  - Les “autres fonds propres” sont reclassés en dettes financières.

- Les provisions pour risques et charges sont réparties entre “provisions courantes” et “provisions non courantes”.

Cependant, afin de faciliter la lecture du bilan, AREVA a fait le choix de présenter la totalité des provisions pour avantages au personnel (retraites et avantages similaires) et la totalité des provisions pour obligations de fin de cycle comme des provisions non courantes. La fraction de ces provisions dont l’échéance est inférieure à un an sera précisée dans l’annexe.

Par exception, dans le bilan au 1er janvier 2004 retraité en IFRS, les provisions relatives aux obligations de fin de cycle des installations de Marcoule sont présentées en provisions courantes, en raison de la signature d’un accord sur le paiement d’une soulte libératoire portant effet et aux conditions économiques du 1er janvier 2004. De même, les actifs des obligations de fin de cycle relatifs à Marcoule sont présentés en actifs courants.

D’autre part l’ensemble des provisions liées au cycle d’exploitation (provisions pour litiges, garanties…) est classé en provisions courantes.

- Le poste “dettes financières” est scindé entre “dettes financières courantes” et “dettes financières non courantes” en fonction de leur échéance.

- Les avances et acomptes reçus sur commandes sont liés au cycle d’exploitation et sont donc présentés comme des passifs courants. Un traitement identique est appliqué aux avances finançant des immobilisations dans la mesure où elles sont reprises par imputation sur le chiffre d’affaires réalisé avec les clients qui les ont accordées.

- Le poste “autres dettes” est scindé en plusieurs rubriques :
  - Impôts différés passifs ;
  - Impôts courants passifs ;
  - Autres dettes opérationnelles ;
  - Autres dettes non opérationnelles.

Les reclassements affectant la présentation des bilans au 1er janvier 2004 et au 31 décembre 2004 sont présentés dans les tableaux ci-après.

Bilan au 1er janvier 2004 reclassé au format IFRS

Les nouvelles rubriques du bilan au format IFRS apparaissent en caractères italiques

ACTIF *(en millions d'euros)*	Bilan au 31 décembre 2003 en normes françaises publié	Reclassements au format IFRS	Bilan au 1er janvier 2004 en normes françaises reclassé au format IFRS	Notes explicatives des reclassements
Actif immobilisé/*actifs non courants*	**19 094**	**(3 629)**	**15 465**	
Ecarts d'acquisition nets	1 265	(91)	1 174	1 - 2
Immobilisations incorporelles	482	(13)	469	1
Immobilisations corporelles	3 447	1 118	4 565	
dont : actifs de fin de cycle (part propre)	*NA*	*1 118*	*1 118*	*3*
Actifs de démantèlement	9 109	(9 109)	NA	3
Actifs de fin de cycle (part des tiers)	*NA*	*4 491*	*4 491*	*3*
Actifs de couverture des obligations de fin de cycle	*NA*	*2 234*	*2 234*	*4*
Titres mis en équivalence	1 492	104	1 596	2
Autres immobilisations financières	3 299	(3 299)	NA	4
Autres actifs financiers non courants	*NA*	*601*	*601*	*4*
Actifs du régime de pension	*NA*	*42*	*42*	*4*
Actifs d'impôts différés	*NA*	*293*	*293*	*5*
Actif circulant/*actifs courants*	**7 097**	**3 629**	**10 726**	
Actifs de fin de cycle Marcoule	*NA*	*3 500*	*3 500*	*3*
Stocks et en cours	1 619	0	1 619	
Clients et comptes rattachés	2 234	0	2 234	
Autres créances	1 208	(1 208)	NA	5
Autres créances opérationnelles	*NA*	*782*	*782*	*5*
Impôts courants - actif	*NA*	*133*	*133*	*5*
Autres créances non opérationnelles	*NA*	*0*	*0*	*5*
Trésorerie et valeurs mobilières de placement	2 036	(2 036)	NA	6
Trésorerie et équivalents de trésorerie	*NA*	*1 367*	*1 367*	*6*
Autres actifs financiers courants	*NA*	*1 091*	*1 091*	*4 - 6*
Total actif	**26 191**	**0**	**26 191**	

(1) Reclassement des fonds commerciaux acquis en "Ecarts d'acquisition".

(2) Reclassement des écarts d'acquisition relatifs aux titres mis en équivalence dans la rubrique "Titres mis en équivalence".

(3) Reclassement des actifs de démantèlement entre les nouvelles rubriques : "Actifs de fin de cycle - part propre" ; "Actifs de fin de cycle - part des tiers" et "Actifs de fin de cycle Marcoule" (rubrique spécifique utilisée au 1er janvier 2004 uniquement).

(4) Reclassement des "autres immobilisations financières" entre quatre nouvelles rubriques : "Actifs de couverture des obligations de fin de cycle" ; "Actifs du régime de pension" ; "Autres actifs financiers non courants" ; "Autres actifs financiers courants" .

(5) Reclassement des "Autres créances" entre quatre nouvelles rubriques : "Actifs d'impôts différés" ; "Autres créances opérationnelles" ; "Impôts courants - actif" et "Autres créances non opérationnelles".

(6) Reclassement de la "Trésorerie et valeurs mobilières de placement" entre deux nouvelles rubriques : "Trésorerie et équivalents de trésorerie" et "Autres actifs financiers courants".

NA : non applicable ; rubrique non utilisée dans le référentiel considéré.

Bilan au 1er janvier 2004 reclassé au format IFRS (suite)

Les nouvelles rubriques du bilan au format IFRS apparaissent en caractères italiques

PASSIF *(en millions d'euros)*	Bilan au 31 décembre 2003 en normes françaises publié	Reclassements au format IFRS	Bilan au 1er janvier 2004 en normes françaises reclassé au format IFRS	Notes explicatives des reclassements
Capitaux propres *et intérêts minoritaires*	**5 072**	**0**	**5 072**	
Capital	1 347	0	1 347	
Primes et réserves consolidées	2 414	389	2 803	7
Réserves de conversion	(37)	0	(37)	
Résultat net de l'exercice - part du Groupe	389	(389)	0	7
Intérêts minoritaires	959	0	959	
Autres fonds propres	**215**	**(215)**	**NA**	8
Passifs non courants	**14 792**	**(4 633)**	**10 159**	
Pensions et avantages similaires *(avantages du personnel)*	609	0	609	
Provisions pour risques et charges	13 383	(13 383)	NA	9
Provisions pour obligations de fin de cycle	*NA*	*8 371*	*8 371*	*9*
Autres provisions non courantes	*NA*	*69*	*69*	*9*
Dettes financières	800	(800)	NA	10
Dettes financières non courantes	*NA*	*851*	*851*	*8 - 10*
Passifs d'impôts différés	*NA*	*259*	*259*	*11*
Passifs courants	**6 112**	**4 848**	**10 960**	
Provision pour obligations de fin de cycle Marcoule	*NA*	*3 945*	*3 945*	*9*
Autres provisions courantes	*NA*	*993*	*993*	*9*
Ecarts d'acquisition passifs	*NA*	*5*	*5*	*9*
Dettes financières courantes	*NA*	*164*	*164*	*10*
Avances et acomptes	3 615	0	3 615	
Fournisseurs et comptes rattachés	1 009	0	1 009	
Autres dettes	1 488	(1 488)	NA	11
Autres dettes opérationnelles	*NA*	*1 158*	*1 158*	*11*
Impôts courants - passif	*NA*	*71*	*71*	*11*
Autres dettes non opérationnelles	*NA*	*0*	*0*	*11*
Total passif	**26 191**	**0**	**26 191**	

(7) Reclassement du résultat 2003 en réserves consolidées pour les besoins de la présentation du bilan retraité en IFRS au 1er janvier 2004.

(8) Reclassement des "Autres fonds propres" dans la rubrique "Dettes financières non courantes".

(9) Reclassement des "Provisions pour risques et charges" entre cinq nouvelles rubriques : "Provisions pour obligations de fin de cycle" ; "Autres provisions non courantes" ; "Ecarts d'acquisition - passif" ; "Autres provisions courantes" ; et "Provisions pour obligations de fin de cycle Marcoule" (rubrique spécifique utilisée au 1er janvier 2004 uniquement).

(10) Reclassement des "Dettes financières" entre deux nouvelles rubriques : "Dettes financières non courantes" et "Dettes financières courantes".

(11) Reclassement des "Autres dettes" entre quatre nouvelles rubriques : "Passifs d'impôts différés" ; "Autres dettes opérationnelles" ; "Impôts courants - passif" ; et "Autres dettes non opérationnelles".

NA : non applicable ; rubrique non utilisée dans le référentiel considéré.

Bilan au 31 décembre 2004 reclassé au format IFRS

Les nouvelles rubriques du bilan au format IFRS apparaissent en caractères italiques

ACTIF *(en millions d'euros)*	Bilan au 31 décembre 2004 en normes françaises publié	Reclassements au format IFRS	Bilan au 1er janvier 2004 en normes françaises reclassé au format IFRS	Notes explicatives des reclassements
Actif immobilisé/*actifs non courants*	**15 782**	**485**	**16 267**	
Ecarts d'acquisition nets	1 718	(62)	1 656	1 - 2
Immobilisations incorporelles	608	(12)	596	1
Immobilisations corporelles	3 701	1 060	4 761	
dont : actifs de fin de cycle (part propre)	*NA*	*1 060*	*1 060*	*3*
Actifs de démantèlement	5 372	(5 372)	NA	3
Actifs de fin de cycle (part des tiers)	*NA*	*4 312*	*4 312*	*3*
Actifs de couverture des obligations de fin de cycle	*NA*	*2 281*	*2 281*	*4*
Titres mis en équivalence	1 240	74	1 314	2
Autres immobilisations financières	3 143	(3 143)	NA	4
Autres actifs financiers non courants	*NA*	*823*	*823*	*4*
Actifs du régime de pension	*NA*	*32*	*32*	*4*
Actifs d'impôts différés	*NA*	*492*	*492*	*5*
Actif circulant/*actifs courants*	**8 877**	**(485)**	**8 392**	
Actifs de fin de cycle Marcoule	*NA*	*0*	*0*	*3*
Stocks et en cours	2 088	0	2 088	
Clients et comptes rattachés	3 288	0	3 288	
Autres créances	1 869	(1 869)	NA	5
Autres créances opérationnelles	*NA*	*857*	*857*	*5*
Impôts courants - actif	*NA*	*116*	*116*	*5*
Autres créances non opérationnelles	*NA*	*404*	*404*	*5*
Trésorerie et valeurs mobilières de placement	1 632	(1 632)	NA	6
Trésorerie et équivalents de trésorerie	*NA*	*1 054*	*1 054*	*6*
Autres actifs financiers courants	*NA*	*585*	*585*	*4 - 6*
Total actif	**24 659**	**0**	**24 659**	

(1) Reclassement des fonds commerciaux acquis en "Ecarts d'acquisition".

(2) Reclassement des écarts d'acquisition relatifs aux titres mis en équivalence dans la rubrique "Titres mis en équivalence".

(3) Reclassement des actifs de démantèlement entre les nouvelles rubriques : "Actifs de fin de cycle - part propre" ; "Actifs de fin de cycle - part des tiers" et "Actifs de fin de cycle Marcoule" (rubrique spécifique utilisée au 1er janvier 2004 uniquement).

(4) Reclassement des "autres immobilisations financières" entre quatre nouvelles rubriques : "Actifs de couverture des obligations de fin de cycle" ; "Actifs du régime de pension" ; "Autres actifs financiers non courants" ; "Autres actifs financiers courants".

(5) Reclassement des "Autres créances" entre quatre nouvelles rubriques : "Actifs d'impôts différés" ; "Autres créances opérationnelles" ; "Impôts courants - actif" et "Autres créances non opérationnelles".

(6) Reclassement de la "Trésorerie et valeurs mobilières de placement" entre deux nouvelles rubriques : "Trésorerie et équivalents de trésorerie" et "Autres actifs financiers courants"

NA : non applicable ; rubrique non utilisée dans le référentiel considéré.

Bilan au 31 décembre 2004 reclassé au format IFRS (suite)

Les nouvelles rubriques du bilan au format IFRS apparaissent en caractères italiques

PASSIF *(en millions d'euros)*	Bilan au 31 décembre 2004 en normes françaises publié	Reclassements au format IFRS	Bilan au 1er janvier 2004 en normes françaises reclassé au format IFRS	Notes explicatives des reclassements
Capitaux propres *et intérêts minoritaires*	**5 017**	**0**	**5 017**	
Capital	1 347	0	1 347	
Primes et réserves consolidées	2 583	0	2 583	
Réserves de conversion	(117)	0	(117)	
Résultat net de l'exercice - part du Groupe	428	0	428	
Intérêts minoritaires	776	0	776	
Autres fonds propres	**0**	**0**	**NA**	
Passifs non courants	***11 428***	***(1 104)***	***10 324***	
Pensions et avantages similaires *(avantages du personnel)*	853	0	853	
Provisions pour risques et charges	9 632	(9 632)	NA	7
Provisions pour obligations de fin de cycle	*NA*	*8 258*	*8 258*	*7*
Autres provisions non courantes	*NA*	*134*	*134*	*7*
Dettes financières	943	(943)	NA	8
Dettes financières non courantes	*NA*	*744*	*744*	*8*
Passifs d'impôts différés	*NA*	*335*	*335*	*9*
Passifs courants	***8 214***	***1 104***	***9 318***	
Provision pour obligations de fin de cycle Marcoule	*NA*	*0*	*0*	*7*
Autres provisions courantes	*NA*	*1 238*	*1 238*	*7*
Ecarts d'acquisition passifs	*NA*	*2*	*2*	*7*
Dettes financières courantes	*NA*	*199*	*199*	*8*
Avances et acomptes	4 326	0	4 326	
Fournisseurs et comptes rattachés	1 688	0	1 688	
Autres dettes	2 200	(2 200)	NA	9
Autres dettes opérationnelles	*NA*	*1 430*	*1 430*	*9*
Impôts courants - passif	*NA*	*91*	*91*	*9*
Autres dettes non opérationnelles	*NA*	*344*	*344*	*9*
Total passif	**24 659**	**0**	**24 659**	

(7) Reclassement des "Provisions pour risques et charges" entre cinq nouvelles rubriques : "Provisions pour obligations de fin de cycle" ; "Autres provisions non courantes" ; "Ecarts d'acquisition - passif" ; "Autres provisions courantes" ; et "Provisions pour obligations de fin de cycle Marcoule" (rubrique spécifique utilisée au 1 er janvier 2004 uniquement).

(8) Reclassement des "Dettes financières" entre deux nouvelles rubriques : "Dettes financières non courantes" et "Dettes financières courantes".

(9) Reclassement des "Autres dettes" entre quatre nouvelles rubriques : "Passifs d'impôts différés" ; "Autres dettes opérationnelles" ; "Impôts courants - passif" ; et "Autres dettes non opérationnelles".

NA : non applicable ; rubrique non utilisée dans le référentiel considéré.

Présentation du compte de résultat

AREVA a choisi d'utiliser le modèle préconisé par le Conseil national de la comptabilité dans sa recommandation du 27 octobre 2004. Le Groupe conserve par ailleurs la présentation de ses charges opérationnelles par destination.

Les principales modifications dans la présentation du compte de résultat sont décrites ci-après :

- Le poste "résultat exceptionnel" est supprimé ; les éléments exceptionnels sont reclassés en résultat opérationnel ou dans les autres rubriques du compte de résultat selon leur nature.
- Un sous-total intitulé "Résultat opérationnel courant" est créé à l'intérieur du résultat opérationnel. Les éléments opérationnels non courants sont constitués des items suivants :
  – pertes de valeur des écarts d'acquisition ;
  – coût des restructurations et des plans de cessation anticipée d'activité des salariés âgés ;
  – Pertes de valeur et résultats de cession des actifs immobilisés corporels et incorporels ; résultats de déconsolidation de filiales et autres variations de périmètre (à l'exception des cessions de segments d'activité, dont le résultat est présenté dans une rubrique spécifique).
- Les coûts relatifs aux obligations de fin cycle des activités nucléaires, compris en "Autres charges et produits opérationnels" dans le référentiel actuel, sont reclassés dans les "coûts des produits et services vendus" en référentiel IFRS.
- Les coûts relatifs aux avantages du personnel (retraites et autres avantages similaires), compris en "Autres charges et produits opérationnels" dans le référentiel actuel, sont scindés en deux catégories :
  – la charge de désactualisation de la provision, nette du rendement des actifs de couverture, est portée en résultat financier ;
  – la charge correspondant au coût des services rendus est répartie entre les différents postes de charges opérationnelles par destination : coûts des produits et services vendus, recherche et développement, charges commerciales et marketing, charges administratives.
- Le résultat financier est scindé en deux catégories :
  – coût de l'endettement financier net, lui-même constitué de deux éléments :
    - coût de l'endettement financier brut (intérêts sur dettes financières),
    - produits de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ;
  – autres charges et produits financiers, qui comprennent notamment :
    - les revenus des actifs financiers autres que la trésorerie,
    - les résultats de cession des actifs financiers,
    - la charge de désactualisation des provisions pour avantages du personnel, nette du rendement des actifs de couverture,
    - la charge de désactualisation des provisions pour obligations de fin de cycle, nette de la désactualisation des actifs de démantèlement pour la part financée par des tiers.
- Le poste "amortissement des écarts d'acquisition" est supprimé en application de la norme IFRS 3 qui prescrit de ne pas amortir les écarts d'acquisition, mais de procéder à des tests de pertes de valeur. Les pertes de valeur résultant de ces tests sont portées, le cas échéant, parmi les éléments non courants du résultat opérationnel.

Conformément à la norme IAS 36, AREVA réalise des tests de perte de valeur sur les unités génératrices de trésorerie (UGT) auxquelles des écarts d'acquisition sont affectés. Les UGT correspondent aux Business Units (BU), à l'exception de la BU Mines qui est scindée entre une UGT "Or" et une UGT "Uranium" par zone géographique. Ces tests sont effectués en appliquant la méthodologie préconisée par la norme IAS 36 : la valeur recouvrable d'une UGT est la plus élevée de : (a) sa valeur de réalisation nette, ou (b) : sa valeur d'utilité, évaluée suivant la méthode des cash flows prévisionnels actualisés.

Les reclassements affectant la présentation du compte de résultat de l'exercice 2004 sont présentés au paragraphe 5.1.9.6.

5.1.9.3. Impacts de la transition aux normes IFRS

Provisions pour obligations de fin de cycle et actifs de fin de cycle

Rappel de la pratique comptable antérieure appliquée par AREVA (règlement CRC 2000-06)

- Les coûts prévisionnels des obligations de fin de cycle relatives à une installation sont provisionnés en totalité dès sa mise en service ;
- Un montant équivalent est comptabilisé à l'actif dans la rubrique "actifs de fin de cycle", qui comprend deux composantes :
  – la quote-part AREVA (comptabilisée dans la rubrique "actifs de fin de cycle – part propre"), amortie sur la durée d'utilisation de l'installation. La charge annuelle d'amortissement est comptabilisée en résultat opérationnel dans la rubrique "autres charges et produits opérationnels" ;
  – la quote-part financée par les tiers (comptabilisée dans la rubrique "actifs de fin de cycle – part des tiers"), qui représente une créance future évaluée sur la base d'une clé de répartition du financement des obligations entre AREVA et les tiers concernés.
- Les provisions pour obligations de fin de cycle et les actifs de fin de cycle ne sont pas actualisés, mais sont augmentés annuellement de l'inflation des coûts.

Application des normes IFRS
(normes IAS 37, IAS16 et interprétation IFRIC 1)

- Les provisions pour obligations de fin de cycle sont actualisées en appliquant aux flux de trésorerie prévisionnels positionnés par échéance, un taux d'inflation et un taux d'actualisation déterminés à partir des paramètres économiques du pays dans lequel est située l'installation concernée.
  Pour les installations situées en France, AREVA a retenu un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %, soit un taux réel de 3 %.
  – Le taux d'inflation de 2 % correspond aux anticipations du marché et aux objectifs à long terme de la Banque Centrale Européenne ;
  – Le taux réel de 3 % correspond à la moyenne mobile sur trois ans des OAT indexées sur l'inflation interpolées à l'horizon de la duration moyenne des dépenses de fin de cycle, soit 2,8 % augmenté d'une marge de crédit.

- Les flux de trésorerie relatifs au démantèlement des unités UP2-800 et UP3 de la Hague sont positionnés entre les années 2040 et 2060, ce qui intègre une hypothèse d'exploitation de ces installations à l'horizon 2025.
  Une prime de risque de 3 % a été affectée à la fraction de la provision relative au stockage des déchets à durée de vie longue, ce qui ramène son taux réel d'actualisation à 0 %.
  Le niveau de provision inscrit dans les comptes permet de couvrir la valeur actualisée de l'hypothèse de coût la plus élevée du stockage profond applicable en France.

- La quote-part des actifs de fin de cycle correspondant au financement attendu de tiers est actualisée de manière strictement identique aux provisions correspondantes.
  La quote-part des actifs de fin de cycle à la charge du groupe AREVA au 1er janvier 2004 été évaluée en appliquant l'exemption autorisée par l'interprétation IFRIC 1 : les flux de trésorerie prévisionnels ont été inflatés au taux de 2 % et actualisés au taux de 5 %, en arrière jusqu'à la date de mise en service des installations concernées. La valeur ainsi calculée a été amortie depuis cette date jusqu'au 1er janvier 2004, au prorata de la durée d'utilisation estimée.

- La provision pour obligations de fin de cycle de l'usine de Marcoule et les actifs correspondants, qui ont fait l'objet en décembre 2004 d'un accord sur le paiement d'une soulte libératoire au CEA, n'ont pas été actualisés pour la préparation du bilan au 1er janvier 2004 retraité en normes IFRS.

Impacts sur les bilans au 1er janvier 2004
et au 31 décembre 2004

Les impacts sur les actifs de fin de cycle et les provisions pour obligations de fin de cycle sont les suivants :

Au 1er janvier 2004

	Actifs de fin de cycle*			Provisions pour obligations de fin de cycle		
(en millions d'euros)	Valeur non actualisée	Valeur actualisée	Ecart	Valeur non actualisée	Valeur actualisée	Ecart
Part des tiers	4 491	2 115	(2 376)	4 491	2 115	(2 376)
Part propre	1 118	171	(947)	3 880	2 215	(1 665)
Total	**5 609**	**2 286**	**(3 323)**	**8 371**	**4 330**	**(4 041)**

** Hors actifs et passifs concernant Marcoule, classé en actifs et passifs courants*

Les provisions pour obligations de fin de cycle sont minorées de 4 041 millions d'euros, et les actifs de fin de cycle sont minorés de 3 323 millions d'euros.
L'impact net de l'actualisation des actifs de fin de cycle et des provisions pour obligations de fin de cycle est donc **positif de 718 millions d'euros sur les capitaux propres consolidés** d'AREVA avant impôts au 1er janvier 2004.

Au 31 décembre 2004

	Actifs de fin de cycle et créance CEA*			Provisions pour obligations de fin de cycle		
(en millions d'euros)	Valeur non actualisée	Valeur actualisée	Ecart	Valeur non actualisée	Valeur actualisée	Ecart
Part des tiers	4 312	2 015	(2 297)	4 312	2 015	(2 297)
Part propre	1 060	162	(898)	3 946	2 317	(1 629)
Créance CEA	128	110	(18)			
Total	**5 500**	**2 287**	**(3 213)**	**8 258**	**4 332**	**(3 926)**

** Créance résultant des accords passés avec le CEA en 2004 sur le démantèlement de Cadarache et d'un atelier de La Hague*

Les provisions pour obligations de fin de cycle sont minorées de 3 926 millions d'euros, et les actifs de fin de cycle sont minorés de 3 213 millions d'euros.
L'impact net de l'actualisation des actifs de fin de cycle et des provisions pour obligations de fin de cycle est donc **positif de 713 millions d'euros sur les capitaux propres consolidés** d'AREVA avant impôts au 31 décembre 2004.

Impacts sur le compte de résultat de l'exercice 2004

Impact sur le résultat opérationnel

La minoration de la quote-part d'AREVA dans les actifs de fin de cycle (part propre) a pour conséquence une réduction importante de la charge annuelle d'amortissement de ces actifs, ce qui se traduit par une amélioration du résultat opérationnel en référentiel IFRS d'un montant de 68 millions d'euros pour l'exercice 2004. Cette amélioration du Résultat Opérationnel en IFRS a un caractère récurrent.

Impact sur le résultat financier

La désactualisation des provisions pour obligations de fin de cycle et de la quote-part des tiers dans les actifs de fin de cycle (part des tiers) est comptabilisée en "autres charges et produits financiers", ce qui se traduit par une détérioration du résultat financier en référentiel IFRS d'un montant de 69 millions d'euros pour l'exercice 2004. Cette dégradation du résultat financier en IFRS a un caractère récurrent, le montant indiqué ci-dessus devant s'accroître de 5 % par an à base et taux d'actualisation constants.

Il convient de signaler que la proximité des montants impactant en 2004 le résultat opérationnel (+ 68 millions d'euros) et le résultat financier (- 69 millions d'euros) résulte d'une simple coïncidence de chiffres et non d'un reclassement entre les deux rubriques du compte de résultat.

Avantages du personnel

Rappel de la pratique comptable antérieure appliquée par AREVA (recommandation 2003-R.01 du CNC)

Le Groupe comptabilise la totalité du montant de ses engagements en matières de retraites, préretraites, indemnités de départs, couverture médicale, médailles du travail, prévoyance et autres engagements assimilés, tant pour le personnel actif que pour le personnel retraité, selon la recommandation n° 2003-R.01 du 1er avril 2003 du Conseil national de la comptabilité relative aux règles de comptabilisation et d'évaluation des engagements de retraite et avantages similaires.

Pour les régimes à cotisations définies, les paiements du Groupe sont constatés en charges de la période à laquelle ils sont liés.

Pour les régimes à prestations définies, les coûts des prestations sont estimés en utilisant la méthode des unités de crédit projetées. Selon cette méthode, les droits à prestation sont affectés aux périodes de service en fonction de la formule d'acquisition des droits du régime. Si les services rendus au cours d'exercices ultérieurs aboutissent à un niveau de droits à prestations supérieur de façon significative à celui des exercices antérieurs, l'entreprise doit affecter les droits à prestations sur une base linéaire.

Le montant des paiements futurs correspondant aux avantages accordés aux salariés est évalué sur la base d'hypothèses d'évolution des salaires, d'âge de départ, de mortalité, puis ramenés à leur valeur actuelle sur la base des taux d'intérêt des obligations à long terme des émetteurs de première catégorie.

Les écarts actuariels postérieurs au 1er janvier 2001 sont étalés, en application de la méthode dite du "corridor", sur la durée de vie active résiduelle moyenne attendue du personnel participant à ces régimes, pour la partie excédant de plus de 10 % la plus grande des valeurs suivantes :

- valeur actualisée de l'obligation à la date de clôture au titre des prestations définies à la date de clôture,
- juste valeur des actifs du régime à la date de clôture.

Les coûts des modifications de régime sont étalés sur la période d'acquisition des droits.

Application des normes IFRS (norme IAS 19 et exemption prévue par la norme IFRS 1)

La pratique comptable antérieure pratiquée par AREVA est conforme à la norme IAS 19.

Cependant, comme mentionné dans le paragraphe 5.1.9.1 ci-avant, AREVA a décidé d'appliquer l'exemption prévue par la norme IFRS 1 dans le cadre de la première adoption des normes IFRS, et a opté pour la reconnaissance par capitaux propres au 1er janvier 2004 de la totalité des différences existant à cette date entre les passifs et les actifs de préfinancement liés aux différents régimes d'avantages sociaux du Groupe, à l'exception du coût des services passés ne correspondant pas à des droits acquis par les bénéficiaires.

D'autre part, AREVA maintient la méthode actuelle du "corridor" pour les pertes et gains résultant de changements d'hypothèses postérieurs au 1er janvier 2004 sur ses engagements de retraite et avantages similaires.

Impacts sur les bilans au 1er janvier 2004 et au 31 décembre 2004

- La reconnaissance des écarts actuariels au 1er janvier 2004 se traduit par :
  - une augmentation de la provision pour avantages du personnel de 190 millions d'euros, et
  - une minoration de la rubrique "actifs du régime de pension" de 25 millions d'euros,

soit un **impact total négatif de 215 millions d'euros sur les capitaux propres consolidés d'AREVA** avant impôts au 1er janvier 2004.

- Au 31 décembre 2004, le bilan retraité en normes IFRS fait apparaître :
  - une augmentation de la provision pour avantages du personnel de 179 millions d'euros, et
  - une minoration des actifs du régime de pension de 22 millions d'euros,

soit un **impact total négatif de 201 millions d'euros sur les capitaux propres consolidés d'AREVA** avant impôts au 31 décembre 2004.

Impacts sur le compte de résultat de l'exercice 2004

Ces impacts sont de deux natures différentes :

- L'amortissement des écarts actuariels antérieurs au 1er janvier 2004 devient sans objet en normes IFRS dans la mesure où ces écarts actuariels sont comptabilisés dans le bilan au 1er janvier 2004 ; cela se traduit par une **amélioration du résultat opérationnel en référentiel IFRS d'un montant de 8 millions d'euros** pour l'exercice 2004. Cette amélioration du Résultat Opérationnel en IFRS a un caractère récurrent.
- La désactualisation de la provision pour avantages du personnel, nette du rendement des actifs de couverture, est présentée en référentiel IFRS dans la rubrique "autres charges et produits financiers", ce qui se traduit par une amélioration du résultat opérationnel et une dégradation du résultat financier en IFRS de montants nécessairement identiques, puisqu'il s'agit d'un reclassement entre les deux rubriques du compte de résultat.

  Pour l'exercice 2004, **l'amélioration du résultat opérationnel et la dégradation du résultat financier en référentiel IFRS du fait de ce reclassement se montent à 58 millions d'euros.** Ce reclassement a un caractère récurrent, son montant pouvant cependant varier d'un exercice à l'autre en fonction notamment de l'évolution du rendement des actifs de couverture et des taux d'actualisation utilisés.

Evaluation et amortissement des écarts d'acquisition

Rappel de la pratique comptable antérieure appliquée par AREVA (règlement CRC 1999-02)

Coûts de restructuration de l'entreprise acquise

Selon le référentiel antérieur, les coûts de restructuration supportés par l'entreprise acquise pendant une période de 12 mois à partir de la date d'acquisition sont, sous certaines conditions, considérés comme un complément du coût d'acquisition ; de ce fait, ils n'impactent pas le compte de résultat consolidé de l'acquéreur mais augmentent le montant de l'écart d'acquisition.

Amortissement des écarts d'acquisition

Les écarts d'acquisition sont amortis sur une durée qui est fonction de la nature de l'activité de l'entreprise acquise mais n'excédant pas 20 années. Les écarts d'acquisition négatifs sont repris en résultat sur une durée maximale de cinq ans.

Application des normes IFRS (norme IFRS 3 et exemption prévue par la norme IFRS 1)

Non retraitement des regroupements d'entreprise antérieurs au 1er janvier 2004

Comme mentionné dans le paragraphe 5.1.9.1 ci avant, AREVA applique les dispositions de la norme IFRS 3 à compter du 1er janvier 2004, et n'a, par conséquent, pas retraité les regroupements d'entreprises antérieurs à cette date.

Coût de restructuration de l'entreprise acquise

La norme IFRS 3 interdit de considérer les coûts de restructuration de l'entreprise acquise comme un complément du coût d'acquisition, à la seule exception des coûts répondant à la date de l'acquisition aux critères de constitution de provisions pour restructurations fixés par la norme IAS 37.

Les autres coûts de restructurations de l'entreprise acquise sont comptabilisés dans le compte de résultat opérationnel, conformément aux critères de la norme IAS 37.

Passifs éventuels

La norme IFRS 3 impose de comptabiliser des provisions au titre des passifs éventuels de l'entreprise acquise en contrepartie d'une augmentation de l'écart d'acquisition. Il s'agit de passifs ne répondant pas aux critères habituels de constitution des provisions fixés par la norme IAS 37.

Amortissement des écarts d'acquisition

La norme IFRS 3 supprime l'amortissement récurrent des écarts d'acquisition ; elle impose aux entreprises de procéder à des tests de perte de valeur systématiques annuels des unités génératrices de trésorerie auxquels les écarts d'acquisition sont affectés, conformément à la méthodologie prescrite par la norme IAS 36.

Les pertes de valeur des écarts d'acquisition résultant de ces tests sont comptabilisées au compte de résultat et ont un caractère irréversible.

Par ailleurs, les écarts d'acquisition négatifs sont comptabilisés comme un profit au compte de résultat de l'exercice au cours duquel l'acquisition a eu lieu, sans étalement.

Intangibilité de l'écart d'acquisition

L'acquéreur dispose d'une période de 12 mois après la date d'acquisition pour finaliser l'évaluation des actifs et passifs acquis et déterminer le montant de l'écart d'acquisition (sous réserve d'ajustements postérieurs du prix d'acquisition).

Le montant de l'écart d'acquisition est intangible au-delà de cette période de douze mois. Une exception est cependant prévue par la norme IFRS 3 : si l'avantage potentiel des reports de pertes fiscales ou d'autres actifs d'impôt différé ne satisfaisait pas aux critères requis pour une comptabilisation séparée à la date d'acquisition, mais y satisfait par la suite, la valeur comptable du goodwill doit être réduite au montant qui aurait été comptabilisé si l'actif d'impôt différé avait été comptabilisé à la date d'acquisition. La réduction de la valeur du goodwill est comptabilisée comme une charge.

Impacts sur le bilan au 1er janvier 2004

Les écarts d'acquisition négatifs sont annulés : il en résulte un impact positif de 5 millions d'euros sur les capitaux propres consolidés au 1er janvier 2004.

Par ailleurs, pour des raisons pratiques liées à la complexité des tests de perte de valeur, AREVA a décidé d'annuler les écarts d'acquisition positifs de faible montant ; il en résulte un impact négatif de 22 millions d'euros sur les capitaux propres consolidés au 1er janvier 2004.

Impacts sur l'évaluation de l'écart d'acquisition de AREVA – Transmission & Distribution (T&D)

Coûts de restructuration

Les coûts de restructuration encourus ou provisionnés par AREVA T&D au 31 décembre 2004 s'élèvent à 142 millions d'euros. Comme indiqué ci-dessus, ces coûts sont traités en référentiel français comme une composante du prix d'acquisition, et augmentent donc le montant de l'écart d'acquisition à concurrence de leur montant net des impôts différés correspondants, soit 87 millions d'euros.

En référentiel IFRS, l'affectation des coûts de restructuration de l'entité acquise en écart d'acquisition est interdite. Il en résulte que l'écart **d'acquisition de AREVA T&D est minoré de 87 millions d'euros en référentiel IFRS.**

En contrepartie, **le résultat opérationnel de l'exercice 2004 en IFRS est dégradé de 142 millions d'euros, et la charge d'impôt est minorée de 55 millions d'euros. L'effet sur le résultat net de l'exercice 2004 en IFRS est donc négatif de 87 millions d'euros.**

Passifs éventuels

Des provisions pour passifs éventuels ont été reconnues dans le bilan d'acquisition de AREVA T&D pour un montant de 16 millions d'euros. Il s'agit notamment de passifs éventuels relatifs à des garanties clients et à des coûts de dépollution de sites industriels.

En contrepartie, l'écart d'acquisition est augmenté de ce montant sous déduction de l'impôt différé correspondant, soit un impact net de 11 millions d'euros en augmentation de l'écart d'acquisition.

Synthèse des impacts sur l'écart d'acquisition de AREVA T&D

L'écart d'acquisition relatif à AREVA T&D est réduit de 76 millions d'euros (avant incidence de l'amortissement 2004) en référentiel IFRS :

(en millions d'euros)

Coûts de restructuration 2004	(142)
Impôt différé correspondant	55
Passifs éventuels	16
Impôt différé correspondant	(5)
Impact net	**76**

Impacts sur le compte de résultat de l'exercice 2004

Amortissement des écarts d'acquisition

En référentiel français, la charge d'amortissement de l'exercice 2004 s'élève à 152 millions d'euros, dont :

- 8 millions d'euros correspondent à des pertes de valeur relatives à des activités issues d'une présente acquisition. En référentiel IFRS, ces pertes de valeur sont reclassées en charges opérationnelles, ce qui se traduit par une dégradation du résultat opérationnel en IFRS de 8 millions d'euros. Il s'agit d'un impact ponctuel, non récurrent.
- 9 millions d'euros correspondent à une annulation de l'écart d'acquisition AREVA relatif à des titres Total cédés en 2004. En référentiel IFRS, cette charge est reclassée dans la rubrique "autres charges et produits financiers", ce qui se traduit par une dégradation du résultat financier de 9 millions d'euros. Il s'agit d'un impact non récurrent compte tenu de l'application de la norme IAS 39 à partir du 1er janvier 2005.
- 135 millions d'euros représentent la charge récurrente d'amortissement des écarts d'acquisition du groupe AREVA. Comme précédemment indiqué, les écarts d'acquisition ne sont pas amortis en référentiel IFRS. Cette charge d'amortissement est donc annulée, ce qui se traduit par une amélioration de 135 millions d'euros du résultat net 2004 en IFRS. Il s'agit d'un impact récurrent.
- Conformément aux prescriptions de la norme IFRS 3, AREVA a procédé à des tests de perte de valeur sur toutes les unités

génératrices de trésorerie auxquelles des écarts d'acquisition sont affectés. Ces tests ont été effectués en conformité avec la méthodologie de la norme IAS 36 "Dépréciation des actifs". Aucune perte de valeur n'a été comptabilisée au 31 décembre 2004 à la suite de ces tests.

Coûts de restructuration de AREVA T&D

Comme mentionné dans le paragraphe précédent, l'affectation des coûts de restructuration de l'entité acquise en écart d'acquisition est interdite en référentiel IFRS. De ce fait, le résultat opérationnel de l'exercice 2004 en IFRS est dégradé de 142 millions d'euros, et la charge d'impôt est minorée de 55 millions d'euros. L'effet sur le résultat net de l'exercice 2004 en IFRS est donc négatif de 87 millions d'euros.

Impôt différé

Un impôt différé actif non constitué lors d'une acquisition antérieure a été comptabilisé en résultat dans les comptes établis en référentiel français au 31 décembre 2004 pour un montant de 22 millions d'euros en minoration de la charge d'impôt de l'exercice.

En référentiel IFRS, l'écart d'acquisition correspondant est annulé pour un montant équivalent, ce qui se traduit par une augmentation de la charge d'impôt 2004 en IFRS de 22 millions d'euros. Il s'agit d'un impact ponctuel, non récurrent.

Consolidation des entités "ad hoc"

Rappel de la pratique comptable antérieure appliquée par AREVA (règlement CRC 1999-02 et Loi sur la Sécurité Financière)

Jusqu'au 31 décembre 2003 inclus, le référentiel français ne permettait pas la consolidation des entités "ad hoc" dans laquelle la société consolidante ne détenait aucune part ou action.

La consolidation de ces entités est devenue obligatoire dans les comptes consolidés établis selon les principes comptables français à partir du 1er janvier 2004 en application de la Loi sur la Sécurité Financière. De ce fait, la société d'investissement Lilly, détentrice des TSDI (titres subordonnés à durée indéterminée) et du dépôt de garantie lié, est consolidée dans les comptes d'AREVA établis en principes comptables français au 31 décembre 2004. Cette consolidation a pour effet d'éliminer du bilan consolidé le montant du TSDI (215 millions d'euros) auparavant classé en "autres fonds propres" et le montant du dépôt de garantie (180 millions d'euros) auparavant classé en "autres immobilisations financières", le solde net au 1er janvier 2004, soit 36 millions d'euros, étant reclassé en dettes financières.

Application des normes IFRS (norme IAS 27 et interprétation SIC 12)

La norme IAS 27 et l'interprétation SIC 12 imposent la consolidation des entités "ad hoc". Cette norme et cette interprétation sont applicables au 1er janvier 2004.

Impact sur le bilan au 1er janvier 2004

En référentiel IFRS, Lilly est consolidée dans le bilan au 1er janvier 2004 ;

La consolidation de Lilly au 1er janvier 2004 n'a cependant aucune incidence sur les capitaux propres consolidés d'AREVA à cette date. Elle se traduit par une réduction de montant identique (180 millions d'euros) des postes "Autres actifs financiers non courants" et "Dettes financières non courantes".

L'application de la norme IAS 27 et de l'interprétation SIC 12 n'a également aucun impact sur le compte de résultat de l'exercice 2004, ni sur le bilan au 31 décembre 2004 puisque Lilly est consolidée en référentiel français à cette date.

Consolidation des OPCVM contrôlés par AREVA

Rappel de la pratique comptable antérieure appliquée par AREVA (communiqué du CNC du 8 février 2005)

AREVA a retenu l'option ouverte par le communiqué du Conseil national de la comptabilité du 8 février 2005, autorisant la non consolidation au 31 décembre 2004 des OPCVM contrôlés par les sociétés commerciales dans la mesure où les conditions fixées par ce communiqué sont simultanément réunies par AREVA :

- L'OPCVM ne réalise pas d'opérations directes ou indirectes sur les instruments financiers émis par l'investisseur.
- L'OPCVM réalise exclusivement des placements financiers qui n'ont pas un caractère stratégique pour l'investisseur.
- L'investisseur ne tire aucun avantage et ne supporte aucun risque, directement ou indirectement, autres que ceux normalement associés aux placements dans l'OPCVM et ceci proportionnellement à sa participation (par exemple : réalisation d'opérations hors conditions du marché).
- L'OPCVM ne comporte pas d'endettement ou d'engagements passifs hormis ceux résultant de ses opérations courantes.

Les OPCVM contrôlés par AREVA, constitués de Fonds Communs de Placement (FCP) actions et FCP de taux, restent comptabilisés au 31 décembre 2004 en référentiel français dans la rubrique "Immobilisations financières" comme les années précédentes.

Application des normes IFRS

Le Groupe anticipe que le traitement des OPCVM contrôlés en référentiel IFRS pourrait ne pas nécessiter leur consolidation ; pour cette raison, AREVA a choisi de ne pas les consolider dans ses états financiers retraités au 1er janvier et au 31 décembre 2004. La consolidation des OPCVM contrôlés comporte en effet des difficultés d'application importantes.

AREVA a cependant procédé à des simulations, qui ont montré que la consolidation des OPCVM contrôlés n'aurait pas d'impact significatif sur ses capitaux propres consolidés au 1er janvier et au 31 décembre 2004, ainsi que sur son compte de résultat de l'exercice 2004.

Comptabilisation des stocks et des engagements relatifs à l'activité de négoce d'uranium

Rappel de la pratique comptable antérieure appliquée par AREVA

Les stocks de l'activité de négoce d'uranium sont évalués à leur coût d'acquisition, selon la méthode du coût moyen pondéré.

Les pertes latentes sur les engagements contractuels envers les clients et les fournisseurs de cette activité sont provisionnées ; les profits latents ne sont pas comptabilisés.

Application des normes IFRS (norme IAS 2)

Dans l'attente de l'application de la norme IAS 39 à partir du 1er janvier 2005, qui modifiera la méthode de comptabilisation des engagements contractuels envers les clients et les fournisseurs de l'activité de négoce d'uranium, AREVA a retenu les options suivantes pour les états financiers au 1er janvier et au 31 décembre 2004 retraités en référentiel IFRS :

- évaluation des stocks d'uranium de l'activité de négoce au cours "spot" de la date d'arrêté, dans la limite de la valeur de réalisation probable résultant des engagements contractuels souscrits ;
- annulation des provisions constituées en référentiel français au 31 décembre 2004, dans la mesure où le solde net des pertes et des profits latents est positif.

Impact sur les états financiers 2004

Au 1er janvier 2004 : réévaluation des stocks d'uranium de 9 millions d'euros (effet positif sur les capitaux propres consolidés à cette date).

Au 31 décembre 2004 : réévaluation des stocks d'uranium de 11 millions d'euros, et annulation de provisions pour pertes latentes pour 3 millions d'euros.
Sur le compte de résultat 2004 : amélioration du résultat opérationnel 2004 de 5 millions d'euros. Cet impact a un caractère récurrent, mais son montant est susceptible de varier de manière importante d'une année à l'autre, et peut également s'inverser.

Impôts différés

Rappel de la pratique comptable antérieure appliquée par AREVA

Les impôts différés sont déterminés pour chaque entité fiscale sur la base des différences entre les valeurs consolidées et les valeurs fiscales des éléments d'actif et de passif et selon la méthode du report variable.

Les différences temporaires imposables nettes entraînent la comptabilisation d'impôts différés passifs. Les différences temporaires déductibles nettes, les déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés entraînent la comptabilisation d'impôts différés actifs à hauteur des montants dont la récupération future est probable. Les actifs d'impôt font l'objet d'une analyse au cas par cas, en fonction des prévisions de résultat à moyen terme, sur un horizon de trois à cinq ans.

Application des normes IFRS (norme IAS12)

L'application de la norme IAS 12 n'entraîne pas d'incidences significatives sur l'évaluation et la comptabilisation des impôts différés du groupe AREVA, à l'exception de l'élément suivant :

- AREVA ne comptabilise pas de dette d'impôt différé dans ses comptes établis en référentiel français au titre des différences temporaires relatives aux TSDI, dans la mesure où la perspective de renversement de ces différences temporaires est très éloignée dans le temps voire improbable, les TSDI étant juridiquement perpétuels.
- en référentiel IFRS, un impôt différé doit être reconnu sur la totalité des différences temporaires imposables, et les dettes et créances d'impôt différé ne peuvent pas être actualisées.
- les impacts sur les comptes consolidés d'AREVA retraités en référentiel IFRS sont les suivants :
  - au 1er janvier 2004 : reconnaissance d'une dette d'impôt différé de 22 millions d'euros (impact négatif sur les capitaux propres à cette date) ;
  - au 31 décembre 2004 : cette dette d'impôt différé est portée à 30 millions d'euros ;
  - sur le compte de résultat de l'exercice 2004 : la charge d'impôt est augmentée de 8 millions d'euros. AREVA prévoit un impact de l'ordre de 4 millions d'euros par an jusqu'en 2007.

Incidences de l'application des autres normes IFRS sur les impôts différés

Les ajustements IFRS les plus importants concernant l'impôt correspondent à la comptabilisation d'impôts différés sur tous les ajustements IFRS ayant créé des différences temporaires

entre la base comptable et la valeur taxable des actifs et des passifs, notamment ceux relatifs aux obligations de fin de cycle et aux avantages du personnel.

Impacts sur le bilan au 1er janvier 2004

Ces ajustements se traduisent par une augmentation de la dette nette d'impôt différé de 225 millions d'euros au 1er janvier 2004 (augmentation du passif de 137 millions d'euros, minoration de l'actif de 88 millions d'euros).

Le taux d'impôt apparent élevé obtenu en rapportant ce montant de 225 millions d'euros aux bases correspondantes, qui s'élèvent à environ 500 millions d'euros, s'explique par le fait que certaines filiales ayant des ajustements IFRS négatifs sur leurs capitaux propres ne reconnaissent pas un actif d'impôt différé à taux plein :

- soit parce qu'elles sont en situation de report déficitaire,
- soit parce qu'elles sont soumises à un taux d'impôt réduit (cas d'Eurodif).

En incluant l'ajustement relatif aux TSDI, les impôts différés ont un impact négatif de 247 millions d'euros sur les capitaux propres consolidés d'AREVA au 1er janvier 2004 en IFRS.

Impacts sur le bilan au 31 décembre 2004

Après prise en compte des opérations de l'exercice 2004, des retraitements liés à l'acquisition d'AREVA T&D et de l'annulation du produit d'impôt relatif à une reprise de provision imputée sur un écart d'acquisition, l'impact négatif des impôts différés sur les capitaux propres consolidés d'AREVA s'élève à 234 millions d'euros au 31 décembre 2004.

Impacts sur le compte de résultat 2004

En incluant l'effet de l'ajustement relatif aux TSDI et des retraitements rappelés ci-dessus, **la charge d'impôts différés de l'exercice 2004 est minorée de 39 millions d'euros en référentiel IFRS.** Cet impact n'a pas de caractère récurrent.

Autres normes sans impact significatif sur les états financiers 2004 retraités en IFRS mais susceptibles d'avoir des impacts significatifs lors d'exercices ultérieurs

Certaines normes n'ont pas d'impact significatif sur les comptes consolidés d'AREVA retraités en référentiel IFRS pour l'exercice 2004, mais sont potentiellement susceptibles d'avoir des impacts sur les états financiers des exercices ultérieurs.

Il s'agit notamment des normes suivantes (cette liste n'est pas exhaustive).

Capitalisation des frais de recherche et développement (norme IAS 38)

La norme IAS 38 "actifs incorporels" prescrit que les dépenses de développement sont immobilisées en actifs incorporels lorsque les six critères suivants sont remplis simultanément :

- la faisabilité technique nécessaire à l'achèvement du projet est démontrée ;
- l'entreprise a l'intention d'achever l'immobilisation incorporelle en vue de son utilisation ou de sa vente ;
- elle a la capacité d'utiliser ou de vendre l'immobilisation incorporelle ;
- elle peut démontrer la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs probables (existence d'un marché, utilité en interne…) ;
- elle dispose des ressources nécessaires à l'achèvement du projet ;
- elle a la capacité d'évaluer de façon fiable les dépenses attribuables à l'immobilisation incorporelle au cours de son développement.

Le groupe AREVA n'a pas identifié de projet de recherche et développement passés et en cours au 1er janvier ni au 31 décembre 2004, qui réunisse l'ensemble des critères fixés par la norme IAS 38 pour reconnaître une immobilisation incorporelle à l'actif du bilan.

Cette norme a cependant des impacts potentiels significatifs pour le Groupe lors d'exercices futurs.

Comptabilisation des avantages accordés aux salariés dans le cadre de programmes d'actionnariat salarié (norme IFRS 2)

La norme IFRS 2 "paiements en actions" prescrit de comptabiliser dans le compte de résultat les avantages accordés aux salariés dans le cadre de programmes de stock options ou d'actionnariat salarié.

Cette norme est susceptible d'avoir des impacts sur les états financiers du groupe AREVA lors d'exercices futurs si de tels programmes sont mis en place.

Synthèse des impacts de l'application des normes IFRS

Le tableau ci après synthétise les impacts de la mise en place des normes IFRS :

- sur les capitaux propres consolidés d'AREVA au 1er janvier 2004, date de transition aux IFRS ;
- sur le compte de résultat consolidé d'AREVA pour l'exercice 2004 ;
- sur les capitaux propres consolidés d'AREVA au 31 décembre 2004.

Synthèse des impacts du passage aux IFRS sur les capitaux propres consolidés d'AREVA au 1er janvier 2004 et au 31 décembre 2004 et sur le compte de résultat consolidé d'AREVA pour l'exercice 2004

(en millions d'euros)	Total Capitaux Propres AREVA au 1er janvier 2004	Résultat opérationnel	Résultat financier	Résultat exceptionnel
Part du Groupe publiée (normes françaises)	**4 113**			
Part des minoritaires publiée (normes françaises)	**959**			
Total (normes françaises)	**5 072**	**613**	**117**	**46**
Actualisation des obligations de fin de cycle (§ 5.1.9.3.)	718	68	(69)	
Avantages du personnel (§ 5.1.9.3.)	(215)	66	(58)	
Impôts différés (§ 5.1.9.3.)	(247)			
Ecarts d'acquisition nets (§ 5.1.9.3.)	(17)	(8)	(9)	
Coûts de restructuration de T&D (§ 5.1.9.3.)		(142)		
Valorisation du stocks de trading d'uranium (§ 5.1.9.3.)	9	2		
Provisions autres que fin de cycle	(1)			
Titres mis en équivalence	1			3
Reclassement du résultat exceptionnel en Résultat opérationnel		39		(39)
Reclassement du résultat exceptionnel en impôt courant				(10)
Autres ajustements (immobilisations, stocks, clients, charges à répartir…)	(4)	2	1	
Impact total des retraitements IFRS	**244**	**27**	**(135)**	**(46)**
dont : part Groupe	295			
intérêts minoritaires	(51)			
Part du Groupe (normes IFRS)	**4 408**			
Part des minoritaires (normes IFRS)	**908**			
Total (normes IFRS)	**5 316**	**640**	**(18)**	**-**

** voir § 5.1.9.3. "impact des IFRS sur l'écart d'acquisition de AREVA T&D".*

*** voir § 5.1.9.3. "impôt différé actif non reconnu lors d'une acquisition antérieure".*

**** normes françaises : dividendes, variations de périmètre et écarts de conversion ajustements normes IFRS : écarts de conversion, autres.*

Impôt	Quote part de résultat MEE	Amortissement des écarts d'acquisitions	Résultat net 2004	Bilan d'ouverture T&D*	Reclassement goodwill-impôt différé**	Autres mouvements***	Total Capitaux Propres AREVA au 31 décembre 2004
			428			**(300)**	**4 241**
			118			**(301)**	**776**
(209)	**131**	**(152)**	**546**			**(601)**	**5 017**
			(1)			(4)	713
			8			6	(201)
39			39	(50)	22	2	(234)
		132	115	(76)	(22)	(6)	(6)
			(142)	142			
			2				11
				(16)		4	(13)
	(3)	20	20				21
10							
			3			3	2
49	**(3)**	**152**	**44**			**2**	**293**
			23				323
			21				(30)
			451			**(295)**	**4 564**
			139			**(301)**	**746**
(160)	**128**	**-**	**590**			**558**	**5 310**

5.1.9.4. Incidences de la première application des normes IAS 32 et 39 au 1er janvier 2005

Comme indiqué dans le paragraphe 5.1.9.1, AREVA a opté pour l'application au 1er janvier 2005 des normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers et aux instruments de capitaux propres.

Dans l'état actuel des travaux du Comité de projet mis en place pour préparer l'application de ces normes, les incidences attendues concernent principalement les éléments suivants :

Evaluation des titres du portefeuille (TIAP et VMP) en juste valeur

Les TIAP et les VMP seront évalués sur la base des cours de bourse ou des valeurs liquidatives au 31 décembre 2004.
Les écarts par rapport aux valeurs nettes comptables selon le référentiel actuel auront pour contreparties :

- un compte de "capitaux propres recyclables" pour les titres classés "disponibles à la vente", à l'exception des dépréciations durables de ces titres qui seront portées en minoration des réserves consolidées ;
- les réserves consolidées pour les titres classés "détenus aux fins de transaction", dont les variations ultérieures seront portées en résultat financier.

Le classement des titres du portefeuille entre les deux catégories "disponibles à la vente" et "transaction" n'est pas finalisé à ce jour. Le Groupe a cependant l'intention de classer l'ensemble des actifs de couverture des obligations de fin de cycle dans la catégorie "disponibles à la vente" afin de limiter la volatilité du compte de résultat induite par la norme IAS 39.

Option de vente détenue par les actionnaires minoritaires de Framatome-ANP SAS

Conformément à la norme IAS 32, l'option de vente inconditionnelle à une valeur déterminée à dire d'expert dont disposera à partir de l'année 2012 la société Siemens sur les actions qu'elle détient dans Framatome ANP et qui représentent 34 % du capital de cette société, donnera lieu à la comptabilisation d'une dette.

Le montant de cette dette sera égal à 34 % de la juste valeur de Framatome-ANP, évaluée selon la méthode des cash flows actualisés.

Dans l'attente d'une position de l'IASB sur cette question, il subsiste une incertitude concernant le traitement comptable de la différence entre le montant de cette dette et la valeur comptable des intérêts minoritaires correspondants, ainsi que sur la comptabilisation des variations ultérieures de la dette. Dans l'hypothèse où aucune décision ne serait prise au moment de l'arrêté des comptes intermédiaires au 30 juin 2005, AREVA a l'intention de comptabiliser cette différence comme un écart d'acquisition complémentaire au 1er janvier 2005 ; les variations ultérieures de la valeur de la dette auraient pour contrepartie des variations identiques de l'écart d'acquisition.

Autres impacts significatifs identifiés pour l'exercice 2005

La norme IAS 32 impose l'imputation des actions d'autocontrôle détenues par ST Microelectronics sur ses capitaux propres. De ce fait, la valeur des titres de ST Microelectronics mis en équivalence sera minorée du montant de ces actions au prorata du pourcentage de contrôle d'AREVA.

A partir de l'exercice 2005, le chiffre d'affaires de l'activité de trading d'uranium sera compensé avec le montant des achats correspondants. Les produits de cette activité seront constitués uniquement de sa marge commerciale.

L'application de la norme IAS 39 aux instruments dérivés, notamment les instruments de couverture de change, de taux et de matières premières, et aux éléments couverts (dettes, créances, commandes…) ne devrait pas, selon les estimations de la société, avoir d'impact significatif sur ses capitaux propres et ses résultats, compte tenu des procédures de documentation des relations de couverture mises en place. Cependant, la norme IAS 39 impose dans certains cas de comptabiliser les dérivés incorporés séparément de leur contrat hôte ; son application pourra donner lieu à de tels traitements.

5.1.9.5. Incidences des IFRS sur le tableau des flux de trésorerie et sur les indicateurs financiers : trésorerie nette, retour sur capitaux employés

Incidences des IFRS sur le tableau des flux de trésorerie (TFT)

La mise en œuvre des normes IFRS hors IAS 32 et 39 n'a pas d'incidence significative sur le TFT du groupe AREVA pour l'exercice 2004 :

- la définition de la trésorerie utilisée pour le TFT reste inchangée : elle inclut les liquidités et les valeurs mobilières de placement sans risque à moins de trois mois et comptes courants financiers, sous déduction des concours bancaires courants.
- les montants des flux de trésorerie provenant de (ou utilisés par) les opérations d'exploitation, d'investissement et de financement sont inchangés.
- la marge brute d'autofinancement est quasiment inchangée (à 4 millions d'euros près) ; en dehors du résultat net de l'ensemble consolidé, qui est supérieur de 44 millions d'euros en IFRS, les seules modifications significatives consistent en des retraitements dont les effets se compensent sur les différentes rubriques du TFT correspondant à des charges calculées : dotations aux amortissements des immobilisations, dotations aux amortissements des écarts d'acquisition, dotations aux provisions pour risques et charges.

Le TFT consolidé retraité en normes IFRS est présenté en 5.1.9.9 ci-après.

Définition de la trésorerie nette ou de l'endettement net

Le groupe AREVA communique actuellement un montant de trésorerie nette composé des éléments suivants :

- disponibilités et valeurs mobilières de placement (VMP) sans risque dont l'échéance est inférieure ou égale à trois mois à l'origine et comptes courants financiers ;
- plus : autres VMP (VMP actions et VMP sans risques dont l'échéance est supérieure à plus de trois mois à l'origine) ;
- moins : dettes financières.

Dans le cadre de sa recommandation du 27 octobre 2004 relative à la présentation des états financiers en IFRS, le Conseil national de la comptabilité a donné une définition différente de la trésorerie nette. Selon cette définition, la trésorerie nette (ou l'endettement net) se compose des éléments suivants :

- disponibilités et valeurs mobilières de placement (VMP) sans risque dont l'échéance est inférieure ou égale à trois mois à l'origine et comptes courants financiers ;
- moins : dettes financières.

Les autres valeurs mobilières de placement sont exclues de cette définition.

Selon cette nouvelle définition, la trésorerie nette du groupe AREVA est réduite à hauteur du montant des "autres VMP", soit 673 millions d'euros au 1er janvier 2004 et 578 millions d'euros au 31 décembre 2004.

Retour sur capitaux engagés moyens (ROACE)

Rappel de la définition du ROACE

Le ROACE est égal au ratio : $\frac{\text{résultat opérationnel net}}{\text{capitaux engagés moyens}}$

- Le résultat opérationnel net correspond au résultat opérationnel, moins l'impôt normatif correspondant, obtenu en appliquant au ROP le taux d'imposition applicable au Groupe dans le cadre du régime du bénéfice mondial consolidé, ou les taux d'impôt spécifiques à certaines filiales soumises à un régime particulier.

- Les capitaux engagés comprennent les éléments suivants :
  - immobilisations nettes, incorporelles et corporelles (à l'exclusion des actifs de fin de cycle – part propre),
  - écarts d'acquisition bruts (autres que ceux relatifs aux sociétés mises en équivalence et ceux affectés aux titres Total), moins les pertes de valeur résultant de tests de dépréciation,
  - stocks, créances clients et autres créances opérationnelles,
  - sous déduction des avances clients, des dettes fournisseurs et des autres dettes opérationnelles.

Les capitaux engagés moyens sont égaux à :

$$\frac{\text{capitaux employés fin de période + capitaux employés au début de période}}{2}$$

Impacts des IFRS sur la valeur du ROACE

La valeur du ROACE en référentiel IFRS est mécaniquement améliorée du fait des modifications affectant, tant le numérateur du ratio (le résultat opérationnel net) que son dénominateur (les capitaux engagés moyens).

- **Le résultat opérationnel** net est structurellement plus élevé en référentiel IFRS qu'en référentiel français (sauf circonstances particulières propres à un exercice donné) du fait notamment des retraitements affectant les charges liées aux obligations de fin de cycle et aux avantages du personnel.
  Pour l'exercice 2004, l'augmentation du résultat opérationnel net en IFRS se chiffre à 32 millions d'euros, étant précisé que ce montant inclut des éléments non récurrents négatifs.
- Les capitaux employés sont structurellement plus faibles en référentiel IFRS qu'en référentiel français du fait du retraitement effectué sur les écarts d'acquisition au 1er janvier 2004.

En IFRS la notion d'écarts d'acquisition "bruts" et "nets" n'existe pas en tant que telle : conformément à la norme IFRS 3, les écarts d'acquisition ne sont pas amortis de façon récurrente. Lorsqu'une perte de valeur doit être constatée, elle est directement imputée sur le montant du goodwill.

En conséquence, la valeur nette des écarts d'acquisition dans le bilan consolidé d'AREVA au 31 décembre 2003 en normes françaises devient la nouvelle "valeur brute" des écarts d'acquisition au 1er janvier 2004 en normes IFRS.

Il en résulte une minoration des capitaux employés de l'ordre de 1,1 milliard d'euros, correspondant aux amortissements cumulés des goodwills au 31 décembre 2003 (hors goodwills relatifs aux titres Total, aux titres mis en équivalence et aux dépréciations exceptionnelles).

Impact sur la valeur du ROACE pour l'exercice 2004

Le ROACE se trouve "mécaniquement" amélioré du fait de l'augmentation du Résultat Opérationnel net et de la minoration des capitaux engagés.

Le ROACE de l'exercice 2004 s'élève à 9,2 % en référentiel IFRS contre 6,8 % en référentiel français, soit une amélioration de 2,4 points.

5.1.9.6. Compte de résultat 2004 reclassé au format IFRS et retraité en normes IFRS

Les nouvelles rubriques du bilan au format IFRS apparaissent en caractères italiques

(en millions d'euros)	Compte de résultat 2004 normes françaises publié	Reclas-sements au format IFRS	Retrai-tements IFRS	Cumul des reclassements et des retraitements	Compte de résultat 2004 normes françaises reclassé au format IFRS	Notes explicatives des reclassements
Chiffre d'affaires	**11 109**	**0**	**0**	**0**	**11 109**	
Autres produits de l'activité	*0*	*8*	*0*	*8*	*8*	*1*
Coût des produits et services vendus	(8 347)	(8)	(139)	(147)	(8 494)	*1*
Marge brute	**2 762**	**0**	**(139)**	**(139)**	**2 623**	
Frais de recherche et développement	(402)	0	0	0	(402)	
Frais commerciaux	(602)	0	0	0	(602)	
Frais généraux et administratifs	(787)	0	0	0	(787)	
Autres charges et produits opérationnels	(358)	126	221	347	(11)	*2 - 6*
Résultat opérationnel courant	***613***	***126***	***82***	***208***	***821***	
Perte de valeur des écarts d'acquisition	*0*	*(9)*	*0*	*(9)*	*(9)*	*4 - 7*
Coût des restructurations et CATS-CASA	*0*	*(68)*	*(142)*	*(210)*	*(210)*	*2 - 4*
Autres charges et produits non courants	*0*	*38*	*0*	*38*	*38*	*3 - 4 - 5*
Résultat opérationnel	**613**	**87**	**(60)**	**27**	**640**	
Produits de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	*48*	*0*	*0*	*0*	*48*	
Coût de l'endettement financier brut	*(30)*	*0*	*0*	*0*	*(30)*	
Coût de l'endettement financier net	***18***	***0***	***0***	***0***	***18***	
Autres charges et produit financiers	*99*	*(66)*	*(69)*	*(135)*	*(36)*	*6 - 8*
Résultat financier	**117**	**(66)**	**(69)**	**(135)**	**(18)**	
Résultat exceptionnel	46	(46)	0	(46)	0	*3*
Impôt sur les resultats	(209)	11	38	49	(160)	*3*
Résultat net des entreprises intégrées	**567**	**(14)**	**(91)**	**(105)**	**462**	
Quote part dans les résultats des sociétés mises en équivalence	131	(3)	0	(3)	128	*3*
Amortissement des écarts d'acquisition	(152)	17	135	152	0	*7 - 8*
Résultat net de l'ensemble consolidé	**546**	**0**	**44**	**44**	**590**	
Intérêts minoritaires	(118)	0	(21)	(21)	(139)	
Résultat net part du Groupe	**428**	**0**	**23**	**23**	**451**	

(1) Reclassement des produits de redevances et autres produits de la rubrique "Coût des produits et services rendus" vers une nouvelle rubrique : "Autres produits de l'activité" : 8 millions d'euros.

(2) reclassement du coût des restructurations et CATS-CASA de la rubrique "Autres charges et produits opérationnels" vers une nouvelle rubrique spécifique faisant partie des éléments opérationnels non courants : 68 millions d'euros.

(3) Reclassement du résultat exceptionnel vers : le résultat opérationnel (38 millions d'euros), l'impôt (11 millions d'euros) et la quote-part de résultat des sociétés MEE (- 3 millions d'euros).

(4) Nouvelles rubriques composant les "Eléments opérationnels non courants".

(5) Les autres charges et produits non courants comprennent : pertes et gains sur cessions d'actifs immobilisés corporels et incorporels, dépréciation des actifs corporels et incorporels, résultats sur déconsolidations et autres variations de périmètre .

(6) Reclassement de la charge de désactualisation des provisions pour retraites du résultat opérationnel en résultat financier : 58 millions d'euros.

(7) Reclassement de l'amortissement d'un écart d'acquisition correspondant à une perte de valeur : 9 millions d'euros.

(8) Reclassement en résultat financier de l'amortissement d'un écart d'acquisition affecté à des VMP cédées en 2004 : 8 millions d'euros.

5.1.9.7. Bilan au 1er janvier 2004 retraité en normes IFRS

ACTIF *(en millions d'euros)*	Bilan au 31 décembre 2003 en normes françaises reclassé au format IFRS	Retraitements IFRS	Bilan au 1er janvier 2004 retraité normes IFRS
Actifs non courants	**15 465**	**(3 636)**	**11 829**
Ecarts d'acquisition nets sur entreprises intégrées	1 174	(22)	1 152
Immobilisations incorporelles	469	0	469
Immobilisations corporelles	4 565	(946)	3 619
dont : Actifs de fin de cycle (part propre)	*1 118*	*(947)*	*171*
Actifs de fin de cycle (part des tiers)	4 491	(2 376)	2 115
Actifs de couverture des obligations de fin de cycle [A]	2 234	0	2 234
Titres mis en équivalence [1]	1 596	1	1 597
Autres actifs financiers non courants [2] [A]	601	(180)	421
Actifs du régime de pension	42	(25)	17
Actifs d'impôts différés	293	(88)	205
Actifs courants	**10 726**	**6**	**10 732**
Actifs de fin de cycle Marcoule [3]	3 500	0	3 500
Stocks et en-cours	1 619	8	1 627
Clients et comptes rattachés	2 234	0	2 234
Autres créances opérationnelles	782	(2)	780
Impôts courants - actif	133	0	133
Autres créances non opérationnelles	0	0	0
Trésorerie et équivalents de trésorerie [4] [A]	1 367	0	1 367
Autres actifs financiers courants [5] [A]	1 091	0	1 091
Total actif	**26 191**	**(3 630)**	**22 561**

(1) Y compris écarts d'acquisition nets relatifs aux titres mis en équivalence.
(2) Titres immobilisés de l'activité de portefeuille et partie à plus d'un an des prêts et créances financières.
(3) Actifs et passifs liés aux obligations de démantèlement de Marcoule ayant fait l'obljet d'un accord avec le CEA.
(4) Liquidités et valeurs mobilières de placement sans risque à moins de trois mois à l'origine.
(5) Autres valeurs mobilières de placement (673) et partie à un an ou moins d'un an des prêts et créances financières (418) .

(A) Les normes IAS 32 et 39 étant applicables à compter du 1er janvier 2005, les actifs financiers sont évalués conformément aux principes comptables français dans le bilan au 1er janvier 2004 retraité en normes IFRS.

Bilan au 1er janvier 2004 retraité en normes IFRS (suite)

PASSIF *(en millions d'euros)*	Bilan au 31 décembre 2003 en normes françaises reclassé au format IFRS	Retraitements IFRS	Bilan au 1er janvier 2004 retraité normes IFRS
Capitaux propres et intérêts minoritaires	**5 072**	**244**	**5 316**
Capital	1 347	0	1 347
Primes et réserves consolidées [6]	2 803	295	3 098
Réserves de conversion	(37)	0	(37)
Intérêts minoritaires	959	(51)	908
Passifs non courants	**10 159**	**(3 868)**	**6 291**
Avantages du personnel	609	190	799
Provisions pour obligations de fin de cycle	8 371	(4 041)	4 330
Autres provisions non courantes [7]	69	4	73
Dettes financières non courantes [8]	851	(180)	671
Passifs d'impôts différés	259	159	418
Passifs courants	**10 960**	**(6)**	**10 954**
Provision pour obligations de fin de cycle Marcoule [3]	3 945	0	3 945
Autres provisions courantes	993	(3)	990
Ecarts d'acquisition passifs	5	(5)	0
Dettes financières courantes [9]	164	0	164
Avances et acomptes	3 615	0	3 615
Fournisseurs et comptes rattachés	1 009	0	1 009
Autres dettes opérationnelles	1 158	2	1 160
Impôts courants - passif	71	0	71
Autres dettes non opérationnelles	0	0	0
Total passif	**26 191**	**(3 630)**	**22 561**

(6) Y compris le résultat net 2003 part du Groupe.

(7) Provisions pour reconstitution des sites miniers, assainissement des équipements, dépollution des sites industriels .

(8) Partie à plus d'un an des dettes financières.

(9) Concours bancaires courants et partie à un an ou moins d'un an des dettes financières.

TRESORERIE NETTE *(en millions d'euros)*	Trésorerie nette définition actuelle	Ecart	Trésorerie nette nouvelle définition
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 367	0	1 367
Valeurs mobilières de placement à plus de trois mois	673	(673)	0
Dettes financières courantes et non courantes	(835)	0	(835)
Trésorerie nette	**1 205**	**(673)**	**532**

5.1.9.8. Bilan au 31 décembre 2004 retraité en normes IFRS

ACTIF *(en millions d'euros)*	Bilan au 31 décembre 2004 en normes françaises reclassé au format IFRS	Retraitements IFRS	Bilan au 31 décembre 2004 retraité normes IFRS
Actifs non courants	**16 267**	**(3 222)**	**13 045**
Ecarts d'acquisition nets sur entreprises intégrées	1 656	(8)	1 648
Immobilisations incorporelles	596	0	596
Immobilisations corporelles	4 761	(896)	3 865
dont : Actifs de fin de cycle (part propre)	*1 060*	*(898)*	*162*
Actifs de fin de cycle (part des tiers)	4 312	(2 297)	2 015
Actifs de couverture des obligations de fin de cycle [(A)]	2 281	0	2 281
Titres mis en équivalence [(1)]	1 314	21	1 335
Autres actifs financiers non courants [(2) (A)]	823	0	823
Actifs du régime de pension	32	(22)	10
Actifs d'impôts différés	492	(20)	472
Actifs courants	**8 392**	**(7)**	**8 385**
Actifs de fin de cycle Marcoule	0	0	0
Stocks et en-cours	2 088	10	2 098
Clients et comptes rattachés	3 288	2	3 290
Autres créances opérationnelles	857	(1)	856
Impôts courants - actif	116	0	116
Autres créances non opérationnelles	404	(18)	386
Trésorerie et équivalents de trésorerie [(3) (A)]	1 054	0	1 054
Autres actifs financiers courants [(4) (A)]	585	0	585
Total actif	**24 659**	**(3 229)**	**21 430**

(1) Y compris écarts d'acquisition nets relatifs aux titres mis en équivalence.

(2) Titres immobilisés de l'activité de portefeuille et partie à plus d'un an des prêts et créances financières.

(3) Liquidités et valeurs mobilières de placement sans risque à moins de trois mois à l'origine.

(4) Autres valeurs mobilières de placement (578) et partie à un an ou moins d'un an des prêts et créances financières (7).

(A) Les normes IAS 32 et 39 étant applicables à compter du 1er janvier 2005, les actifs financiers sont évalués conformément aux principes comptables français dans le bilan au 31 décembre 2004 retraité en normes IFRS.

Bilan au 31 décembre 2004 retraité en normes IFRS (suite)

PASSIF *(en millions d'euros)*	Bilan au 31 décembre 2004 en normes françaises reclassé au format IFRS	Retraitements IFRS	Bilan au 31 décembre 2004 retraité normes IFRS
Capitaux propres et intérêts minoritaires	**5 017**	**293**	**5 310**
Capital	1 347	0	1 347
Primes et réserves consolidées	2 583	298	2 881
Réserves de conversion	(117)	2	(115)
Résultat net de l'exercice - part du Groupe	428	23	451
Intérêts minoritaires	776	(30)	746
Passifs non courants	**10 324**	**(3 527)**	**6 797**
Avantages du personnel	853	179	1 032
Provisions pour obligations de fin de cycle	8 258	(3 926)	4 332
Autres provisions non courantes [5]	134	6	140
Dettes financières non courantes [6]	744	0	744
Passifs d'impôts différés	335	214	549
Passifs courants	**9 318**	**5**	**9 323**
Provision pour obligations de fin de cycle Marcoule	0	0	0
Provisions courantes	1 238	7	1 245
Ecarts d'acquisition passifs	2	(2)	0
Dettes financières courantes [7]	199	0	199
Avances et acomptes	4 326	0	4 326
Fournisseurs et comptes rattachés	1 688	0	1 688
Autres dettes opérationnelles	1 430	0	1 430
Impôts courants - passif	91	0	91
Autres dettes non opérationnelles	344	0	344
Total passif	**24 659**	**(3 229)**	**21 430**

(5) Provisions pour reconstitution des sites miniers, assainissement des équipements, dépollution des sites industriels .
(6) Partie à plus d'un an des dettes financières.
(7) Concours bancaires courants et partie à un an ou moins d'un an des dettes financières.

TRESORERIE NETTE *(en millions d'euros)*	Trésorerie nette définition actuelle	Ecart	Trésorerie nette nouvelle définition
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 054	0	1 054
Valeurs mobilières de placement à plus de trois mois	578	(578)	0
Dettes financières courantes et non courantes	(943)	0	(943))
Trésorerie nette	**689**	**(578)**	**111**

5.1.9.9. Tableau des flux de trésorerie consolidés retraité en normes IFRS

(en millions d'euros)	2004 normes françaises	Retraitements IFRS	2004 normes IFRS
Flux d'exploitation			
Résultat net - Part du groupe	**428**	**23**	**451**
Intérêts minoritaires	118	21	139
Résultat net de l'ensemble	546	44	590
Perte (profit) des sociétés en équivalence net des dividendes reçus	(105)	4	(101)
Dotation nette aux amortissements et provisions des immobilisations et des valeurs mobilières de placement de plus de trois mois	614	(200)	414
Dotation nette aux amortissements d'écarts d'acquisition	152	(143)	9
Dotation nette aux provisions pour risques et charges	(561)	313	(248)
Perte (profit) sur cession d'actifs immobilisés et valeurs mobilières de placement plus de trois mois	(107)	8	(99)
Autres éléments sans effet de trésorerie	42	(22)	20
Marge brute d'auto financement	**581**	**4**	**585**
Variation du besoin en fonds de roulement	**357**	**(4)**	**353**
Trésorerie provenant des opérations d'exploitation	**938**		**938**
Trésorerie utilisée par les opérations d'investissement	**(1 153)**		**(1 153)**
Trésorerie provenant des opérations de financement	**(273)**		**(273)**
Augmentation (diminution) totale de la trésorerie	**(339)**		**(339)**
Trésorerie à l'ouverture de l'exercice	**1 284**		**1 284**
Trésorerie à la clôture	1 054		1 054
Reclassement comptes courants financiers	(11)		(11)
Moins soldes créditeurs bancaires	(98)		(98)
Trésorerie à la clôture de l'exercice	**945**		**945**

La "Trésorerie" prise en compte pour l'établissement du TFT se compose :

- des disponibilités et comptes courants financiers ;
- des VMP sans risque à moins de trois mois à l'origine ;
- sous déduction des concours bancaires courants.

5.1.9.10. Variation des capitaux propres consolidés en normes IFRS

(en millions d'euros)	Nombres d'actions et de certificats d'investissement	Capital	Primes et réserves consolidées	Réserves de conversion	Total capitaux propres Groupe	Intérêts minoritaires
Normes françaises						
31 décembre 2003	**35 442 701**	**1 347**	**2 803**	**(37)**	**4 113**	**959**
Résultat de l'exercice 2004	-	-	428	-	428	117
Dividendes distribués	-	-	(220)	-	(220)	(65)
Variations de périmètre	-	-	-	-	-	(240)
Changements de méthode comptable et autres mouvements	-	-	-	-	-	-
Ecarts de conversion	-	-	-	(80)	(80)	5
31 décembre 2004	**35 442 701**	**1 347**	**3 011**	**(117)**	**4 241**	**776**
Normes IFRS						
1er janvier 2004	**35 442 701**	**1 347**	**3 098**	**(37)**	**4 408**	**908**
Résultat de l'exercice 2004	-	-	451	-	451	139
Dividendes distribués	-	-	(220)	-	(220)	(65)
Variations de périmètre	-	-	-	-	-	(240)
Changements de méthode comptable et autres mouvements	-	-	-	-	-	-
Ecarts de conversion	-	-	3	(78)	(75)	5
31 décembre 2004	**35 442 701**	**1 347**	**3 332**	**(115)**	**4 564**	**746**

5.1.10. Perspectives

Voir chapitre 7.

5.2. Rapport social 2004

5.2.1. Chiffres clés

1. EFFECTIFS[1]	2003	2004
Par Pôle d'activité		
Amont	9 719	10 952
Réacteurs et Services	13 251	14 066
Aval	10 542	10 697
Connectique	12 211	12 160
Transmission & Distribution	-	21 816
Autres activités et Corporate	2 288	378
Total	**48 011**	**70 069**
Par zone géographique		
France	29 198	34 128
Europe (hors France)	5 873	14 094
Amériques	8 498	11 763
Afrique	867	1 726
Asie-Pacifique	3 575	8 358
Total	**48 011**	**70 069**
Par catégorie		
Ingénieurs et cadres	27 %	31 %
Personnel technicien et administratif	44 %	39 %
Personnel ouvrier	29 %	30 %
2. DONNÉES SOCIALES		
Femmes parmi les cadres dirigeants	4,48 %	5,45 %
Femmes parmi les cadres	17,58 %	16,14 %
Femmes parmi les non-cadres	22,33 %	22,82 %
Proportion de salariés ayant bénéficié d'au moins une action de formation au cours de l'exercice écoulé	66,68 %	71,31 %
Personnes handicapées (hors Etats-Unis)	1,68 %	2,04 %
Taux d'absentéisme	0,04	0,04
3. DONNEES SECURITE ET RADIOPROTECTION		
Dose moyenne d'exposition des salariés aux rayonnements ionisants (mSv)	1,41[2]	1,37
Dose moyenne d'exposition des sous-traitants aux rayonnements ionisants (mSv)	0,45	0,37
Taux de fréquence des accidents de travail avec arrêt (hors accidents de trajet)	8,01	7,64
Taux de gravité des accidents de travail (hors accidents de trajet)	0,28	0,23

(1) Effectifs inscrits fin de période, en conformité avec le périmètre de consolidation du Groupe.

(2) Ce chiffre a fait l'objet d'une mise à jour en 2004.

NB : voir le document "Faits et chiffres développement durable 2004" pour un exposé complet des données sociales du Groupe.

5.2.2. Evolution des effectifs et des données sociales

5.2.2.1. Evolution des effectifs

Soucieuse d'améliorer la connaissance et la gestion de ses ressources au plan mondial, la Direction des Ressources Humaines d'AREVA s'est dotée d'un reporting social mensuel en 2004 et prévoit d'investir dans des systèmes d'information dédiés en 2005. Ce reporting a été réconcilié à fin décembre 2004 pour être en ligne avec le périmètre de consolidation du Groupe.

Le groupe AREVA compte 70 069 salariés à fin 2004, en augmentation de 46 % sur un an. Cette évolution résulte principalement de l'intégration en 2004 des équipes de Transmission & Distribution au sein d'AREVA. A périmètre constant, on constate une relative stabilité des effectifs d'une année sur l'autre avec néanmoins des mouvements de personnel au sein du Pôle **Connectique** pour accompagner l'optimisation de l'outil industriel et favoriser un rajeunissement de la pyramide des âges.

• **Evolution par catégorie socioprofessionnelle**

L'intégration de l'activité Transmission & Distribution a eu des répercussions sur la structure des effectifs par catégorie socio-professionnelle : la part des ingénieurs et cadres a augmenté, passant de 27 % à 31 %, tandis que la part du personnel technicien et administratif a diminué de 44 % à 39 % entre 2003 et 2004. La part des ouvriers est restée stable.

• **Evolution par zone géographique**

L'activité de Transmission & Distribution étant fortement implantée dans la zone Asie-Pacifique, son intégration dans AREVA a eu comme effet non seulement d'augmenter le nombre de pays d'implantations du Groupe, mais aussi de renforcer le poids des effectifs dans certaines régions. C'est le cas en particulier de la zone Asie-Pacifique où les effectifs ont été en augmentation d'environ 5 000 personnes. En Allemagne également, la progression a été importante (+ 2 000 personnes).

5.2.2.2. Evolution des données sociales et sanitaires

• **Evolution des données sociales**

On constate une évolution favorable de la proportion des femmes cadres dirigeants : leur part a progressé de près d'un point entre 2003 et 2004, en passant de 4,48 % à 5,45 %.

Par ailleurs, le Groupe a favorisé l'intégration des personnes handicapées et leur part dans les effectifs consolidés a progressé : elle est passée de 1,68 % à 2,04 %.

• **Evolution des données sécurité et de radioprotection**

- Un bon niveau de maîtrise de la radioprotection dans le groupe AREVA

  Les doses moyennes d'exposition aux rayonnements ionisants des salariés et des sous-traitants ont diminué entre 2003 et 2004, attestant d'un bon niveau de maîtrise de la radioprotection dans le Groupe. Elles étaient respectivement de 1,41 mSv et de 0,45 mSv en 2003 et de 1,37 mSv et de 0,37 mSv en 2004, la limite règlementaire étant de 20 mSv par an pour les salariés au sein de l'Union européenne et de 50 mSv aux Etats-Unis.

  Par ailleurs, les seuls effectifs significatifs encore concernés par le dépassement du seuil de 20 mSV concernent des activités de services aux Etats-Unis. Les effectifs concernés par un dépassement de cette limite de 20 mSv/an sont en diminution et les doses maximales reçues restent bien en deçà de la limite réglementaire des 50 mSV. Des actions sont en cours pour transposer aux Etats-Unis les pratiques développées en France avec EDF. On peut noter qu'au Niger, de légers dépassements de cette limite ont été constatés mi-2004, mais la situation a depuis été corrigée.

- Accidents du travail

  Les taux de fréquence et de gravité des accidents du travail sont en recul entre 2003 et 2004 : ils sont passés respectivement de 8,01 à 7,64 et de 0,28 à 0,23. Le taux de fréquence des accidents du travail chez AREVA reste très en deçà du taux de fréquence moyen de l'industrie française qui est de 25,4 (cf. section 5.2.4.3).

5.2.3. Une politique Ressources Humaines œuvrant pour le développement du Groupe

5.2.3.1. Relever une série de défis majeurs

- Renforcer la culture du Groupe en partageant un socle de valeurs et de pratiques communes ;
- Favoriser le recrutement et le développement des talents pour accroître le leadership international du Groupe, en favorisant la mobilité ;
- Développer une politique sociale innovante et responsable.

L'ensemble de ces enjeux est cohérent avec les valeurs du Développement Durable et le business model AREVA Way (cf. section 4.11), dont la DRH contribue à assurer la promotion dans le Groupe.

5.2.3.2. Une DRH organisée pour réaliser les objectifs stratégiques du Groupe

• Organisation

La fonction Ressources Humaines est dirigée par le Directeur des Ressources Humaines du Groupe, membre du Directoire d'AREVA, et organisée par filiales.

Les rôles sont répartis entre AREVA, ses filiales et les Business Units du Groupe.

• Directeurs Ressources Humaines des filiales

Le DRH du Groupe est donc assisté des directeurs des ressources humaines des filiales principales : AREVA T&D, COGEMA, Framatome-ANP et FCI qui sont responsables de l'ensemble de la fonction ressources humaines de leur filiale et sont garants de la bonne application de la politique Ressources Humaines du Groupe.

• Directeurs Ressources Humaines régionaux

Compte tenu des enjeux de développement international du Groupe, il a également été mis en place des DRH régionaux pour les zones Amériques et Asie-Pacifique.

• La Direction des Ressources Humaines du Groupe est organisée autour de quatre grands domaines

- Développement des carrières
  Son activité porte sur la définition et l'animation au niveau mondial des politiques nécessaires à l'évaluation et au développement des cadres du Groupe.
- Politique sociale
  Son activité porte sur la définition et la coordination de la politique sociale du Groupe en coordination avec le réseau des responsables des relations sociales des filiales.
- Etudes stratégiques et politiques RH
  Son activité porte sur la réalisation d'analyses sur tous sujets ayant un impact sur les ressources humaines du Groupe et sur la mise en œuvre des outils informatiques ou de reporting.
- Communication managériale
  En liaison étroite et permanente avec les Directions de la Communication, et du Développement Durable, son activité porte, au moyen du réseau RH, sur la mise en œuvre des actions de développement de la culture Groupe par l'élaboration de processus et de supports.

• Les services partagés

Un centre de compétences RH France a été créé, et propose la mise en œuvre de moyens communs au service des filiales, dans les domaines du recrutement des cadres débutants et juniors, de la mobilité et de la paye.

5.2.4. Bilan pour l'année 2004

5.2.4.1. Renforcer la culture Groupe pour accompagner sa croissance

• Le partage de valeurs et d'un style de management commun

- La charte des valeurs
  C'est un repère commun pour l'ensemble des collaborateurs du Groupe qui s'engagent à en être les garants. Ainsi, ils exercent leurs activités en toute conscience de leurs droits et devoirs vis-à-vis de l'entreprise et de ses parties prenantes. Sept valeurs en sont constitutives : la satisfaction du client, la rentabilité, le sens des responsabilités, l'intégrité, la conscience professionnelle, la sincérité professionnelle et l'esprit de partenariat.
- Le modèle de leadership AREVA
  Défini en 2003 par le Comité exécutif d'AREVA, il énumère les compétences et les comportements attendus d'un manager AREVA.

  Ce référentiel est utilisé dans les centres de développement des futurs leaders et a servi de base à l'élaboration, fin 2004, d'un outil d'évaluation étendu à l'ensemble des managers en 2005.
- L'auto-évaluation de la fonction RH
  Le développement durable est intégré de façon pratique et opérationnelle au fonctionnement de l'entreprise, dans ses processus de production comme de management, au travers d'AREVA Way (cf. section 4.11).

  Le thème de l'implication sociale permet plus particulièrement d'évaluer les relations sociales, la gestion de l'emploi, la formation et l'implication des salariés.

  Fin 2004, la fonction RH s'engage dans cette démarche d'auto-évaluation afin de mesurer la performance du service rendu et d'optimiser la fonction Ressources Humaines. Ce processus complètera les auto-évaluations réalisées par les entités opérationnelles et facilitera le diagnostic, la définition des objectifs et la construction budgétaire de la fonction RH en cohérence avec les objectifs de développement durable du Groupe.
- Université AREVA : le levier d'une culture commune
  Outre le développement au perfectionnement managérial, l'adhésion aux valeurs et à une culture groupe AREVA est un des axes d'orientation forts de l'Université AREVA.

  Compte tenu du développement et de l'internationalisation d'AREVA, cette mission se révèle encore plus déterminante aujourd'hui. Pour développer ses programmes, l'Université s'appuie sur la charte des valeurs, sur les principes du développement durable et du progrès continu et sur le leadership model.

- Management Days : partage de la stratégie
  Depuis 2002, les Management Days permettent le lancement des objectifs de l'année à venir et le partage d'informations sur les projets majeurs en cours.

  En 2004, ils ont réuni 250 cadres dirigeants du Groupe.

• Développer les enquêtes d'opinion interne

Les enquêtes d'opinion internes constituent une pratique commune à l'ensemble des sociétés du Groupe. Elles sont le plus souvent lancées tous les deux ans.

Un modèle commun au Groupe est proposé, de façon à disposer de résultats cohérents et comparables au niveau d'AREVA, de ses activités et de ses unités opérationnelles. Cette enquête est conçue de façon à ce que les filiales puissent la personnaliser. En ligne avec la politique AREVA en matière de développement durable et de progrès continu, ce questionnaire suit chacun des dix engagements de la démarche AREVA Way.

Après les enquêtes effectuées chez COGEMA en 2003, Framatome-ANP a lancé en 2004 une enquête d'opinion interne sur le modèle commun du Groupe. Elle a été adressée à l'ensemble du personnel début 2005 avec pour principaux objectifs de disposer d'une mesure précise et actualisée des attentes des salariés, et d'évaluer l'impact des actions mises en œuvre à la suite de la précédente enquête. Les premiers retours ont été présentés au management au cours du premier trimestre 2005.

Au sein d'AREVA T&D, la pratique des enquêtes d'opinion interne est un outil structurant pour le management. Dans cette perspective, à partir du modèle d'enquête commun Groupe, chaque entité peut l'utiliser et décider du rythme et du calendrier de sa mise en œuvre, en fonction de ses enjeux managériaux ou de l'actualité.

• Réussir l'intégration de nouvelles activités : 2004, année de l'intégration de T&D

Le Pôle **Transmission & Distribution** emploie 21 816 personnes réparties dans 30 pays dans le monde.

La reprise des activités de Transmission & Distribution a été suivie d'une revue stratégique permettant de prendre en compte la dimension des défis auxquels doit faire face la société.

Aux côtés d'actions portant sur l'optimisation des achats, de l'organisation et de l'offre, une réflexion sur la réorganisation et la restructuration au sein du Pôle **T&D** a été présentée aux instances des pays concernés.

5.2.4.2. Favoriser le recrutement et le développement des talents pour accroître le leadership international du Groupe

• Recruter pour anticiper le développement d'AREVA à l'international

L'activité du nucléaire étant en forte croissance, un accent particulier est mis sur le renouvellement des compétences et le transfert des connaissances.

- Structurer et optimiser les processus au niveau du Groupe
  En septembre 2004 a été annoncée la création d'un pôle de compétence commun pour mutualiser les activités de recrutement en France et renforcer les passerelles entre les activités du Groupe.

  Cette politique AREVA d'intégration des talents est également soutenue par la mise en place d'une politique AREVA de campus management qui se traduit par la participation de l'ensemble des filiales à des forums et manifestations écoles.

  De même, un système commun de e-recruiting a été lancé en 2004. Ce système développé pour un premier périmètre France, Allemagne, Etats-Unis, sera progressivement étendu au reste des zones d'implantation d'AREVA. Il visera la mise en ligne des postes à pourvoir et le partage des bases de données de candidatures par métier, par zone entre les acteurs de recrutement. Il visera en outre l'amélioration de la gestion du marché interne de l'emploi et une meilleure visibilité de l'offre d'emploi par le corps social.

- Accompagner des enjeux de recrutement différenciés selon les activités
  Les métiers et les attentes des clients changent et les rythmes sont très différents selon les différentes activités du Groupe. Il s'agit donc d'anticiper ces nouveaux besoins et de croiser ces différentes contraintes pour agir.

Illustrations :

• *Pour Framatome-ANP : à nouveaux marchés, nouvelles expertises*

Pour faire face au développement de nouveaux produits, ou de nouveaux métiers liés à la construction clés en main, de nouvelles compétences sont venues enrichir l'entreprise : 240 ingénieurs et cadres ont été recrutés, en particulier pour la Business Unit Réacteurs qui a mis en œuvre un plan de renforcement de ses ressources humaines dès 2001. En France, le recrutement a été élargi à des candidats de diverses cultures provenant d'Europe, d'Amériques et d'Asie-Pacifique.

Le doublement sur quatre ans du plan de charge de l'usine de St-Marcel s'est traduit, entre autres, par un ambitieux plan de recrutement concernant 145 postes dont plus de 20 % ont été pourvus par mobilité interne.

• ***COGEMA a développé "Ressources", un programme de recrutement et d'accompagnement de jeunes cadres***

En 2004, COGEMA a recruté environ 800 collaborateurs, dont 275 cadres.

Pour favoriser le renouvellement de la population ingénieurs et cadres, COGEMA a lancé le programme Ressources qui concerne les débutants ou ingénieurs ayant une première expérience de trois à quatre ans. En 2004, environ 30 jeunes diplômés de grandes écoles ont intégré ce programme et ont ainsi été parrainés par des membres du top management. Ce programme, qui veille particulièrement au processus d'intégration, est désormais reconnu comme une référence d'excellence en matière d'intégration des talents au niveau du groupe AREVA.

• ***Pour FCI, les besoins les plus importants se situent en Asie, en particulier en Chine et en Inde***

Pour accompagner le développement de ses activités en Asie, FCI a renforcé ses équipes, notamment en Chine, en Inde et en Malaisie. Ainsi, près de 1 000 personnes ont été recrutées, dont environ 250 cadres, dans toutes les fonctions : production, qualité, logistique, ventes, ingénierie ou finances. De nombreuses actions associant recrutements locaux, relations avec les universités et écoles locales ainsi que mobilités internes et expatriations de cadres européens ou américains ont été conduites.

De plus, les effectifs des unités implantées en Hongrie et au Mexique ont également été renforcés pour gérer les lignes de produits transférées des Etats-Unis ou d'Europe de l'Ouest.

• **Une politique de gestion de la performance commune au Groupe**

AREVA a posé en 2004 les bases de sa politique de développement des talents, applicable dans un premier temps à l'ensemble de la population ingénieurs et cadres. Le Groupe a développé un processus et des outils cohérents de gestion des carrières communs à toutes les activités et à toutes les régions du Groupe.

Ce dispositif de gestion de la performance RH a été construit dans une logique d'implication tripartite du salarié, de son manager et des acteurs des ressources humaines du Groupe. La gestion des compétences est adaptée aux trois grandes filières métiers déterminantes pour le développement du Groupe : Manager/Chef de projet/Expert.

- Les objectifs

L'objectif est de doter le Groupe des processus et des pratiques managériales permettant une identification et une gestion des talents répondant aux futurs challenges d'AREVA. Ce processus permet de montrer aux collaborateurs du Groupe où se situent leurs perspectives d'évolution, et donne à chacun les moyens de développer ses potentialités tout en assurant la réussite économique du Groupe.

Favoriser la mobilité est un des moyens privilégiés de la réussite de ce processus. Il s'agit de permettre aux salariés, acteurs de leurs carrières, d'évoluer dans un périmètre large intégrant les pays, les activités ou les fonctions.

- Des principes de gestion des carrières clairs et communs à tous

Chaque année se déroule une succession d'échanges, individuels et collectifs (entretiens annuels, revues de personnel, comités de carrière), à chaque niveau de l'organisation (unités, pays, filiales, Groupe, fonctions). Le processus permet, en retour, un échange entre le collaborateur et son management.

- Un processus généralisé au Groupe

Le processus de développement des talents comporte les étapes suivantes :

- définition de la fonction
- entretien annuel
- revue annuelle de personnel. L'objectif de cette revue collective est à la fois global (évolution de l'organisation et des compétences nécessaires) et individuel
- étude annuelle de la partie individualisée de la rémunération (fixe et variable)

Une base de données commune a été créée afin de faciliter cette gestion. Mise en place fin 2004 pour le management, elle sera étendue à l'ensemble des cadres en 2005.

Toutes les filiales du Groupe ont d'ores et déjà mis en pratique des processus comparables, notamment au sein de Framatome-ANP et de FCI où des organigrammes de succession ont été définis pour préparer l'avenir.

- Un processus d'évaluation des emplois

Le groupe AREVA s'est doté d'une méthode d'évaluation des emplois de cadres.

Ce processus d'évaluation permet d'établir des équivalences entre les postes. Il constitue donc un élément de cohérence et d'équité des niveaux de rémunération, au sein de l'organisation comme vis-à-vis du marché. Le déploiement du "grading" pour les cadres devrait être complet à l'échelle d'AREVA pour l'année 2005.

Fondé sur une analyse de la contribution des emplois à la réalisation de la stratégie de l'entreprise, cette méthode identifie des "filières professionnelles" et positionne les emplois au sein de chacune de ces filières.

- **Des actions fortes en faveur du développement des compétences**

  - L'université AREVA : un accompagnement pour les collaborateurs

    L'Université AREVA est en charge de la réalisation d'un programme commun à toutes les activités du Groupe.

    Elle se fixe pour objectif de répondre de façon constructive et innovante aux attentes de professionnalisation de ses collaborateurs, et de les accompagner par un parcours solide dans leurs évolutions de carrières. Une de ses fonctions consiste dans l'identification et l'anticipation de nouveaux besoins. Dans cette logique, une nouvelle organisation se déploiera en 2005 selon trois axes : management, métiers et progrès continu.

    Les différents programmes de l'Université AREVA ont pu être développés ad hoc (ainsi du collège des directeurs d'usines, des *sites managers college*) ou en centralisant des formations développées dans les filiales du Groupe comme par exemple "finance pour non financiers", initialement construit par FCI.

    Cette organisation a pour vocation d'être adaptée, notamment régionalement, en fonction des enjeux stratégiques du Groupe et de la DRH.

    Des programmes complémentaires sont développés au niveau des différentes activités lorsqu'ils correspondent à des spécificités métiers ou géographiques. Par exemple, ont été organisées des sessions de formation de management-développement (COGEMA), d'autres sur le "chemin de l'énergie" (T&D) et sur le risk management (Framatome-ANP).

  - Une politique structurée de gestion et de capitalisation de l'expertise

    Le développement des compétences scientifiques de ses experts, constitue un élément structurant de la performance d'AREVA. Maintenir et accroître le haut niveau de technicité des activités du Groupe, en anticipant l'évolution de la pyramide des âges, est déterminant. Depuis l'arrivée de T&D dans le périmètre du Groupe, le réseau compte environ 630 experts qui, pour la plupart, exercent des fonctions opérationnelles au sein du groupe AREVA.

- **2004 a été l'année de la définition de la stratégie et du déploiement de la politique d'expertise**

La reconnaissance de l'expertise scientifique et technique, selon trois niveaux, est liée à sa contribution aux objectifs stratégiques du Groupe et à la façon dont l'expert la fait vivre, la met en application et la transmet. L'identification et le renouvellement des experts scientifiques et techniques se font tous les deux ans dans le cadre d'un processus spécifique mené conjointement par la Direction de la Recherche et de l'Innovation et la DRH du Groupe et des filiales.

- **Cette année a vu le lancement d'un certain nombre de réseaux opérationnels.**

Au sein du "Collège des Experts" qui regroupe l'ensemble des experts d'AREVA, des réseaux d'expertise transverses aux différentes filiales sont créés sur des thèmes d'intérêt commun.

Ces réseaux sont en lien étroit avec des communautés scientifique ou académique, et se font les porte-parole du Groupe.

Une première convention annuelle des experts s'est tenue en janvier 2005.

- **Encouragement de la mobilité professionnelle**

La mobilité permet de répondre aux besoins de compétences liées aux évolutions et demandes du marché. Elle est un facteur de progrès aux multiples bénéfices : renouvellement et partage des savoir-faire, multiplication des opportunités de carrières, développement d'une culture internationale. Elle permet aussi de proposer des solutions professionnelles satisfaisantes à des salariés menacés par des baisses de plan de charge ou des évolutions de technologie.

En 2004, plus de 1 500 mobilités ont été réalisées dans le Groupe, dont un tiers pour la France.

En France, le Comité Mobilité, composé des principaux responsables Ressources Humaines d'AREVA, se réunit régulièrement afin d'examiner et de faciliter les mouvements au sein du Groupe. Un journal trimestriel des opportunités de mobilité est diffusé individuellement à tous les collaborateurs. Par ailleurs et au sein du Groupe, la mobilité est amenée à s'accélérer du fait des projets d'expansion en cours, notamment l'EPR en Finlande, la construction de l'usine Mox aux Etats-Unis et les prospections minières.

Concernant l'expatriation, 430 collaborateurs d'AREVA sont expatriés dans une cinquantaine de pays, représentant plus de 300 mouvements dans l'année. Au sein de Framatome-ANP, les ingénieurs et cadres participent activement à ce process favorisant ainsi l'échange de bonnes pratiques.

5.2.4.3. Développer une politique sociale innovante et responsable

L'approche repose sur la volonté de professionnaliser le dialogue social à tous les niveaux de l'entreprise et d'anticiper les thèmes de discussion, chez les spécialistes comme chez les managers opérationnels.

Elle est également construite sur des principes d'honnêteté et de clarté.

La construction d'un dialogue social de qualité repose donc sur une collaboration étroite entre les responsables de ressources humaines au sein du Groupe, les partenaires sociaux mais aussi le management qui doit aider à anticiper et préparer les décisions ayant des impacts sociaux. Cette réflexion collective permet au Groupe de développer une politique contractuelle. Au vu de leur efficacité, les premiers accords signés ont montré qu'ils reflétaient l'attente des salariés.

• Renforcer le dialogue social au sein du Groupe

- Au niveau européen

  Le Comité de Groupe européen d'AREVA existe depuis l'accord constitutif du 3 décembre 2003. Il vise, au niveau du Groupe, le développement d'une politique sociale qui tienne compte des enjeux sociaux transnationaux. Il s'agit d'une instance d'échange et d'information. AREVA a décidé d'aller au-delà de la directive européenne en incluant, en tant qu'observateurs, la Suisse et la Turquie, dans le périmètre de cette instance.

  Deux Comités de Groupe européens se sont réunis en 2004 et un en mars 2005. Ils rassemblent 35 membres représentant 15 pays. L'objectif est de tenir deux réunions annuelles au cours desquelles une information sur des sujets de sa compétence (vie économique, commerciale, industrielle et sociale du Groupe) est faite. Des réunions exceptionnelles peuvent également se tenir selon l'actualité et les besoins.

  En plus des réunions des comités de Groupe européens, des réunions du Bureau sont programmées plusieurs fois par an, notamment pour optimiser le fonctionnement du comité de Groupe européen lui-même.

- Avoir une approche constructive et structurante pour les sociétés du Groupe

  Dans ce cadre, des accords Groupe ont été signés en 2004 et début 2005 :

  - Accord relatif aux principes de mobilité, en janvier 2004
  - Accord relatif à la négociation, en avril 2004
  - Accord relatif à la gestion prévisionnelle des métiers en France, en janvier 2005.
  - Protocole d'accord relatif aux structures d'épargne salariale du groupe AREVA, en février 2005

  Par ailleurs, un accord a été signé relatif à l'application de la loi du 9 août 2004, permettant exceptionnellement le déblocage anticipé d'avoirs détenus au sein du Plan d'Épargne groupe AREVA.

- De nombreux autres accords collectifs dans les filiales témoignant de l'engagement de l'entreprise dans un dialogue social constructif

  - Accords sur le temps de travail chez FCI, Technicatome et Framatome-ANP.
  - Accords sur la prévoyance et le remboursement complémentaire des frais médicaux chez COGEMA et Technicatome.
  - Accords d'intéressement chez COGEMA, FCI et Technicatome.
  - Accord relatif à l'égalité professionnelle entre les hommes et les femmes chez Framatome-ANP SAS.
  - Accord sur le dialogue social chez Framatome-ANP SAS. Il exprime une intention commune de promouvoir le dialogue social, à travers la mise à disposition de nouveaux moyens de fonctionnement et de communication.
  - Accord T&D sur la gestion prévisionnelle de l'emploi et des compétences.
  - Accord T&D sur la gestion des fins de carrière.

• Anticiper et accompagner les restructurations

En matière de restructuration, et alors qu'il intervient sur des marchés de plus en plus concurrentiels, le Groupe a pour principe de privilégier la solidarité afin de minimiser les conséquences sociales des décisions prises en termes industriels.

Cette démarche permet de négocier avec les partenaires sociaux les solutions à prévoir et mettre en œuvre pour préserver l'emploi.

- Favoriser la sauvegarde des bassins d'emploi en partenariat avec les acteurs locaux

  Un réseau de correspondants a été créé en 2004 en France et regroupe 14 sites du Groupe, avec une focalisation particulière sur le Nord-Cotentin et la Saône-et-Loire.

  • Reconversion du site de Pontarlier (FCI)

  Cette reconversion a permis notamment à six entreprises locales de s'implanter sur le site existant (18 000 m²) à la place de FCI.

• *Intégration d'AREVA T&D*
Des contacts préliminaires et des études ont été lancés pour la restructuration des sites de Petit-Quevilly, Mâcon, Chatenoy, Villeurbanne et Saint-Ouen.

- L'année 2004 permet de tirer un bilan positif de la restructuration de FCI
Le plan de restructuration engagé par FCI en 2002 et 2003 en France et aux Etats-Unis est terminé. Après la signature en 2003 d'accords de méthode dans chacune des unités françaises concernées : à Pontarlier, dans la Sarthe, et à Besançon, ainsi que dans la division FCI Electrique France, l'année 2004 a marqué la mise en œuvre des différents dispositifs. Le bilan à fin 2004 est positif puisqu'il se traduit par un taux de reclassement de 95 % des salariés concernés.

La mobilité a été privilégiée à toute autre mesure et près de 160 salariés ont bénéficié d'une mobilité dans le Groupe pendant la période du Plan emploi en 2003 et 2004.

- La réorganisation du Pôle **T&D**
Une réflexion de réorganisation et de restructuration au sein du Pôle **T&D** a été présentée, en décembre 2004, au Comité de Groupe européen d'AREVA, au CCE d'AREVA T&D France et aux instances des pays concernés.

Un plan de réorganisation sur trois ans a été annoncé pour permettre un retour à la compétitivité.

La direction d'AREVA T&D a pris l'engagement devant les partenaires sociaux de proposer une solution appropriée à chaque personne qui serait concernée par ces évolutions.

Une deuxième réunion du Comité de Groupe européen s'est tenue début 2005 sur ce plan.

Une approche globale négociée sera ensuite proposée aux organisations syndicales afin de préciser les axes de réflexion et définir les mesures sociales d'accompagnement.

• **Assurer la santé et la sécurité des salariés du Groupe et des employés des sous-traitants**
- La sécurité au travail
Protéger les salariés et les employés des sous-traitants intervenant sur les sites constitue une priorité pour AREVA.

Le Groupe a formalisé, en 2004, sa politique et ses engagements en matière de politique de sécurité du travail : AREVA a comme seul objectif d'atteindre le zéro accident.

A cette fin, AREVA s'engage à ce que l'organisation de la sécurité du travail soir clairement définie sur chaque site. La sécurité faisant partie intégrante des métiers d'AREVA, elle est prise en compte dès la conception des installations et assurée tout au long de son exploitation. Elle est également un des critères de sélection des entreprises sous-traitantes. Enfin, tout le personnel reçoit une formation spécifique.

La prévention et la démarche de progrès continu sont nécessaires. Ainsi, tout accident fait l'objet d'une analyse et de mesures préventives. Afin d'identifier et prévenir les comportements à risque, chaque poste de travail devra faire l'objet d'une analyse de risque en 2005.
Chaque site industriel pratique des visites sécurité auxquelles sont associés les opérateurs concernés.

Enfin, un système de management de la sécurité est déployé dans tout le Groupe avec comme objectif que chaque établissement l'ait mis en œuvre avant fin 2005.

La cible à fin 2006 est d'obtenir un taux de fréquence inférieur à 5 (pour un taux de 7,64 en 2004) et un taux de gravité inférieur à 0,2 (pour un taux de 0,23 en 2004).

Afin de mieux préciser les actions de progrès à entreprendre, un audit externe a été lancé en 2004. Il concernera d'ici mi-2005 l'ensemble des installations industrielles du Groupe ainsi que ses principaux sites d'activités tertiaires.

- Maintien d'un haut niveau de radioprotection
Dans le domaine de la radioprotection, AREVA a poursuivi ses actions de mise en application de la nouvelle réglementation française. Cette réglementation fixe les normes de base relatives à la protection sanitaire de la population et des travailleurs contre les dangers résultant des rayonnements ionisants et l'information de la population sur les mesures de protection sanitaire applicables et sur le comportement à adopter en cas d'urgence radiologique.

En 2004, le Groupe a diffusé un guide d'application des nouvelles dispositions relatives à la protection des travailleurs contre les dangers des rayonnements ionisants. Ce guide a permis d'harmoniser l'évolution des pratiques du Groupe conformément aux nouvelles exigences réglementaires.

Dans le domaine de la gestion des sources radioactives, un réseau a été créé pour favoriser l'information sur l'évolution de la réglementation et la mise en œuvre d'actions de mise en conformité.

Une convention Radioprotection et Santé a été organisée en France et a permis de partager les expériences des différents établissements du Groupe.

Par ailleurs, les sites font l'objet d'inspections réalisées par l'Inspection Générale du Groupe dans le domaine de la radioprotection. En 2004, aucun dysfonctionnement majeur n'a été constaté.

Conformément aux recommandations de la Commission Internationale de Protection Radiologique (CIPR), le Groupe s'est fixé pour objectif de ramener à moins de 20mSv/an les doses susceptibles d'être reçues par le personnel exposé aux risques radiologiques dans ses installations, et de viser à respecter cette limite dans ses activités réalisées pour d'autres exploitants nucléaires, y compris dans les pays dont la réglementation est moins stricte, ce qui est le cas du Niger et des Etats-Unis.

- La santé

AREVA assure un suivi médical optimisé de ses salariés en s'appuyant sur une connaissance approfondie des conditions de travail dans chaque établissement, avec un effort particulier sur les études et recherches, et une coordination entre les services médicaux.

En novembre 2004, le Groupe a rédigé des recommandations médicales afin de déployer une politique pour la qualité de l'air respirable dans les équipements de protection individuels.

5.2.4.4. Actionnariat salarié, participation et intéressement

La section 6.3 décrit également les schémas de participation, d'intéressement et d'actionnariat salarié.

• Les salariés impliqués dans les résultats du Groupe

- Simplification de l'épargne salariale

Dans le but de simplifier les structures d'épargne salariale existantes et d'optimiser les coûts de gestion et les performances des fonds, la direction des Ressources Humaines d'AREVA a lancé en 2004 deux appels d'offres, le premier portant sur la mise en place d'un teneur de registre unique, le deuxième sur la sélection de gestionnaires de fonds dans les principales gammes d'actifs.

La mise en place du nouveau Plan d'Epargne groupe AREVA, auquel pourra adhérer l'ensemble des filiales françaises du Groupe détenues directement ou indirectement majoritairement par AREVA, a été engagée fin 2004. Gérée par un teneur de registre unique, l'épargne salariale qui peut accueillir les sommes provenant de l'intéressement ou de la participation des filiales, pourra désormais alimenter, au choix des salariés, des supports d'investissement parmi les plus performants.

- L'intéressement et la Participation

Divers accords d'Intéressement et de Participation sont applicables dans les sociétés du Groupe, dans le but d'associer le personnel à la performance collective au niveau de leur société d'appartenance et de renforcer le lien de confiance existant entre le salarié et l'entreprise, tout en faisant bénéficier les salariés du Groupe des avantages fiscaux et sociaux qui s'attachent à ses mécanismes.

Les sommes distribuées en 2004 au titre de 2003 représentent pour l'ensemble du Groupe un total de 67 millions d'euros.

Ces accords ont pour objet d'attribuer au personnel, lorsque les objectifs définis sont atteints, une prime (d'intéressement et/ou de participation).

Les critères de performance retenus dans les accords d'Intéressement sont, en général, liés à :

- des résultats quantitatifs (tels que le résultat opérationnel, le chiffre d'affaires, le résultat d'exploitation…),
- l'amélioration de la productivité,
- la réduction de coûts,
- des résultats qualitatifs (objectifs de progrès propres à chaque société).

≫ 5.3. Rapport environnemental

La gestion des risques liés aux activités nucléaires constitue un axe majeur des actions déployées par le Groupe. Son importance et ses particularités justifient une organisation, des méthodes et des moyens dédiés tels qu'ils sont décrits au paragraphe 4.14.2.

La politique environnement du Groupe et les relations entretenues avec les parties prenantes complètent les dispositions spécifiques à la prévention et à la maîtrise du risque nucléaire permettant ainsi une prise en compte exhaustive des problématiques environnementales englobant la diversité des métiers du Groupe, des cultures et des réglementations des pays où les sites AREVA sont implantés.

5.3.1. Politique environnement

La politique environnement d'AREVA s'applique à l'ensemble des entités du Groupe, tant en France qu'à l'étranger. Elle est mise en œuvre en fonction des spécificités locales. Elle est fondée sur six engagements :

• Manager

S'assurer du respect des exigences réglementaires dans l'ensemble des pays où le Groupe est implanté et déployer sur l'ensemble des activités des Systèmes de Management Environnemental (SME).

• **Prévenir les risques**
Développer la surveillance et l'évaluation pour la prévention des risques chimiques et biologiques dans l'environnement et harmoniser les méthodes d'évaluation de l'impact radiologique.

• **Innover**
Intégrer dans la conception des produits, services, procédés et infrastructures, la réduction des impacts sur l'environnement (démarche d'éco-conception).

• **Améliorer les performances environnementales**
Améliorer, à périmètre et activité constants, les performances environnementales en réduisant :
- les prélèvements dans les milieux naturels et les consommations de matières et d'énergies,
- les rejets aquatiques et atmosphériques,
- les déchets ultimes.

• **Préserver les sols**
Gérer l'utilisation des sols en se préoccupant de la valorisation future de l'espace et de la préservation des écosystèmes.

• **Mesurer et rendre compte**
Etendre et harmoniser la communication des résultats environnementaux aux parties prenantes sur l'ensemble des sites à Enjeux Environnementaux Significatifs.

Cette politique est mise en œuvre au travers d'objectifs quantifiés et mis à jour annuellement à partir de la cartographie des risques (cf. paragraphe 4.14.1), des attentes des parties prenantes, des bonnes pratiques interne et externe, du reporting environnemental et du dialogue avec les entités opérationnelles dans le cadre d'AREVA Way (cf. paragraphe 4.11).

Les plans d'actions correspondants sont adaptés à l'importance des enjeux des sites pour focaliser l'action. 111 sites dans 28 pays ont ainsi été classés à Enjeux Environnementaux Significatifs (15 INB, quatre sites Seveso seuil haut, quatre sites Seveso seuil bas, quatre ensembles miniers consacrés à l'extraction d'uranium, installations classées soumises à autorisation ou équivalent…).

Ces plans d'actions s'articulent autour de trois chantiers clés :
• *le management environnemental :*
- des sites : certification ISO 14001 des sites à Enjeux Environnementaux Significatifs
- des produits et services à travers l'éco-conception.

• *la réduction des risques :*
- risques chroniques : sols pollués et risques éco-sanitaires
- risques technologiques nucléaires et Seveso.

• *l'amélioration des performances :*
- réduction des prélèvements d'eau
- maîtrise de l'énergie
- réduction des émissions et des rejets et en particulier des émissions directes de gaz à effet de serre
- réduction des déchets ultimes.

Les progrès sont suivis dans le cadre d'un Comité environnement AREVA réuni mensuellement :
• à travers le tableau de bord du déploiement de la politique environnement AREVA,
• dans le cadre du processus de progrès continu AREVA Way, à travers l'analyse des cartes d'objectifs et des plans d'actions des entités sur le thème 6 "Respect de l'environnement",
• à travers les données et indicateurs environnementaux du reporting développement durable. Pour améliorer la fiabilité des données, le protocole a été révisé en 2004 et un outil informatique adapté a été développé et déployé sur l'ensemble du Groupe.

En 2004, cette politique et les objectifs associés ont été étendus au Pôle **Transmission & Distribution.**

5.3.1.1. Management environnemental des sites

Systèmes de Management Environnemental

L'objectif est de déployer des systèmes de management environnemental (SME) sur l'ensemble des sites et de faire certifier ISO 14001 ou équivalent les sites nucléaires avant fin 2005 et les autres sites à Enjeux Environnementaux Significatifs avant fin 2006.

En 2004, 15 nouveaux sites ont été certifiés :
FCI : Barcelona, Juarez, Mantes-la-Jolie, Lincoln, Mattighoffen.
Framatome-ANP : Maubeuge, Saint-Marcel, Chalon-sur-Saône.
T&D : Sydney, Kassel, San Fernando de Henares, Aix-les-Bains, Montrouge, Jakarta pulogadung, Stafford Lichfield.

Bilan 2004

	Pôle Amont	Pôle Réacteurs et Services	Pôle Aval	Pôle Connectique	Pôle T&D	Total
Nombre de sites EES	25	8	5	32	41	111
ISO 14001	19	4	4	22	17	66
% de sites certifiés	76 %	50 %	80 %	69 %	41 %	59 %
% de sites nucléaires certifiés	67 %	50 %	100 %	/	/	73 %

Le site tertiaire d'AREVA à Lyon est aussi certifié ISO 14001 et la certification a été renouvelée en 2004.

Sensibilisation et formation

AREVA souhaite renforcer, dans ses entités, la sensibilisation et la formation du personnel à l'exercice des responsabilités environnementales, en matière notamment de maîtrise de l'énergie et de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES).

Des outils de sensibilisation à l'éco-efficacité ont été élaborés et diffusés en français et en anglais. Un accent particulier a été mis sur les comportements à travers le concept fédérateur d'éco-attitude qui consiste à promouvoir auprès des collaborateurs des comportements respectueux de l'environnement.

Des journées thématiques de formation et d'échanges de bonnes pratiques ont été organisées avec les réseaux internes "Maîtrise de l'énergie", "Déchets radioactifs" et "Eco-conception".

Elle a permis d'échanger sur les bonnes pratiques des diverses entités du Groupe dans les domaines clés de l'environnement notamment la maîtrise de l'énergie, l'éco-conception, la prévention des risques avec un accent particulier porté sur les risques émergents notamment le risque de légionellose.

Veille réglementaire

La Direction juridique du Groupe diffuse mensuellement auprès de tous les utilisateurs un bulletin de veille dans les domaines du droit du nucléaire et de l'environnement sous format électronique.

Dépenses environnementales

Cet indicateur a été ajouté en 2004 au protocole de reporting développement durable et progrès continu. Il s'applique au périmètre France et reprend la définition des dépenses environnementales telle qu'elle figure dans l'enquête annuelle du Service des Etudes et des Statistiques Industrielles (SESSI) du Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie. Ce montant s'élève pour l'exercice 2004 à 82 millions d'euros pour le périmètre France.

En ce qui concerne la BU Mines, les dépenses mises en œuvre en 2004 pour le réaménagement de sites miniers dans le monde s'élèvent à 12 millions d'euros.

Provisions et garanties liées aux obligations de fin de cycle et aux risques environnementaux

Le montant des provisions pour risques en matière d'environnement y compris le réaménagement et le démantèlement des mines, le démantèlement des installations nucléaires, la reprise et le conditionnement de déchets radioactifs, l'assainissement courant, ainsi que la dépollution et la remise en état des sites industriels et des mines s'établit au 31 décembre 2004 à 8 258 millions d'euros, dont 3 948 millions d'euros à la charge d'AREVA (cf. Note 22 de l'annexe aux comptes consolidés).

Pénalités environnementales

Cet indicateur a été ajouté en 2004 au protocole de reporting développement durable et progrès continu. Aucune indemnité n'a été versée par le Groupe au cours de l'exercice 2004 au titre de l'exécution de décisions de justice en matière d'environnement.

5.3.1.2. Management environnemental des produits à travers l'éco-conception

Une journée de formation à l'éco-conception avait été organisée fin 2003 avec l'Université technologique de Troyes et le Centre de recherches et d'études interdisciplinaires sur le développement durable. En 2004, le Pôle **Transmission & Distribution** a développé un nouveau référentiel d'auto-évaluation en matière d'éco-conception et a réalisé 11 audits d'auto-évaluation. Des travaux spécifiques sur les transformateurs ont été également présentés au salon Pollutec.

La BU combustible a développé un document intitulé "Green Code" visant à renforcer la prise en compte des critères environnementaux dans la conception des produits.

Dans le domaine de la connectique, le projet "Lead free", visant à substituer d'autres matières au plomb, a été poursuivi

en 2004 à travers des phases de qualification et de tests pour mettre les premiers produits sans plomb à disposition dès janvier 2005. Ce projet représente un investissement global d'environ 6 millions d'euros.

5.3.2. Prévention et maîtrise des risques environnementaux

Les actions qui sont décrites ci-après viennent en complément de celles plus spécifiques qui sont mises en œuvre dans le domaine de la sûreté nucléaire présentées au paragraphe 4.14.2.

5.3.2.1. Surveillance de l'environnement et contrôle des rejets

Parallèlement aux contrôles effectués par les autorités publiques, AREVA met en œuvre d'importants moyens de contrôle des rejets et de surveillance de l'environnement.
Dans le domaine du contrôle des rejets, les moyens importants déployés par AREVA s'inscrivent dans un contexte d'évolutions réglementaires fortes avec la mise en place notamment du Registre Européen des Polluants et des Emissions (EPER), de la Directive Cadre sur l'Eau et de la Directive sur les gaz à effet de serre (GES).
Dans le domaine de la surveillance de l'environnement réalisée par le Groupe, un personnel spécialisé effectue régulièrement, sur chaque site, des prélèvements et mesures dans les différents milieux récepteurs (air, eau, sol, faune et flore). Cinq laboratoires du Groupe ont fait une demande d'agrément dans le cadre de l'Arrêté du 17 octobre 2003 portant organisation d'un réseau national de mesures de la radioactivité de l'environnement.

5.3.2.2. Impact radiologique des sites

L'impact radiologique des sites nucléaires sur les populations riveraines les plus exposées (groupes de référence) est mesuré par un indicateur d'exposition, la "dose efficace ajoutée", exprimée en millisievert par an (mSv/an). Chaque site nucléaire fait l'objet d'un calcul d'impact radiologique tenant compte de ses rejets radioactifs et de l'analyse des différentes voies d'exposition possible des populations concernées.

Par exemple, le modèle d'évaluation de l'impact radiologique de La Hague a fait l'objet de travaux concertés avec des experts français et internationaux et des mouvements associatifs réunis au sein du Groupe radio-écologique du Nord-Cotentin. Ce modèle de calcul très élaboré prend en compte les différents types de rayonnement (alpha, bêta-gamma, neutrons), les trois voies d'exposition possibles (exposition externe, ingestion, inhalation) et le comportement spécifique de chaque radionucléide dans le corps humain. Des experts externes ont mené des études épidémiologiques en complément de ce modèle pour évaluer directement l'impact sanitaire des rejets radioactifs sur les populations exposées. Toutes les études menées depuis 20 ans ont conclu au très faible impact de ce site dont l'impact global sur une année est équivalent à l'exposition d'une journée à la radioactivité naturelle dans la région du Nord-Cotentin.

AREVA communique régulièrement et en toute transparence les résultats des mesures effectuées dans l'environnement sous le contrôle des Autorités de Sûreté via des publications mensuelles et ses sites Internet. En France, les Commissions Locales d'Information (CLI) mises en place par les pouvoirs publics à proximité des grands équipements énergétiques, dont les sites nucléaires, favorisent les échanges directs avec les populations locales. AREVA leur apporte tous les éléments d'information nécessaires.

Les actions menées ont permis de réduire fortement les rejets radioactifs au cours des trente dernières années. Par exemple, l'impact radiologique de La Hague a été réduit d'un facteur 5 en dépit de l'augmentation importante du tonnage de combustible traité et le Groupe s'est engagé dès 1999 à limiter à moins de 0,03 mSv/an l'impact radiologique. Le niveau atteint en 2004 est inférieur à 0,0082 mSv. Ceci a permis d'anticiper le renforcement des normes réglementaires dans l'Union européenne, transposées en droit français, qui fixent actuellement l'impact maximum sur le public à 1mSv par an. Ce niveau est inférieur à l'exposition naturelle moyenne en France (2,4 mSv/an) et à ses variations dans le monde (entre 1 et 10 mSv/an selon l'UNSCEAR).

Le Groupe poursuit néanmoins ses efforts de recherche pour étudier la faisabilité d'une réduction supplémentaire des rejets radioactifs de l'usine de La Hague, notamment dans le cadre du nouvel arrêté de l'usine de La Hague : les études de recherche et développement se sont poursuivies en 2004.

Dans le cadre de sa démarche de progrès continu, le Groupe s'est également fixé pour objectif :

- d'harmoniser d'ici fin 2005 les modèles d'évaluation de l'impact radiologique à l'ensemble de ses grands sites nucléaires.
- de mettre en œuvre d'ici fin 2005 les dispositions permettant de limiter l'impact de l'irradiation externe en limite de propriété à 1 mSv/an (scénario théorique et extrême d'une personne restant en continu pendant un an soit 8 760 h/an en limite de propriété du site). En cas d'absence de solutions acceptables au sens du principe ALARA (cf. section 4.14.2.3), il convient alors de justifier le respect de 1 mSv/an en se basant sur des scénarios d'exposition plus réalistes.

Dans le cadre de ce dernier objectif, des réaménagements des zones d'entreposage et ou des clôtures ont été effectués en 2003 et en 2004. Ils seront poursuivis autant que de besoin en

2005 à COGEMA Pierrelatte et Comurhex Malvési. A COGEMA Marcoule, la poursuite de la reprise des déchets en zone Nord a permis en 2004 de respecter cette limite en bordure de site. Un suivi renforcé par dosimétrie mensuelle et trimestrielle a été mis en place pour confirmer les résultats en 2005. Pour Miramas, les derniers conteneurs d'oxyde d'uranium appauvri ont été transférés par voie ferroviaire vers l'établissement de Pierrelatte, l'irradiation ajoutée en bordure de site est donc nulle. Ce processus de déclassement de l'INB correspondant va être entamé.

5.3.2.3. Maintien d'un haut niveau de sûreté et de maîtrise des risques technologiques (cf. 4.14.2)

Dans le domaine de la sûreté nucléaire, l'Inspection Générale, mise en place dès 2001 à COGEMA, a élargi en 2004 le champ de ses actions de contrôle et de partage d'expériences à l'ensemble des installations nucléaires du groupe AREVA. Outil de management de la Sûreté Nucléaire, elle participe à la volonté du Groupe d'être irréprochable en ce domaine.

Au-delà du simple examen de conformité des installations au regard des exigences qui leur sont imposables, l'Inspection Générale analyse les processus des unités opérationnelles, les systèmes mis en place et leur mode de fonctionnement. Cette analyse permet d'identifier les défaillances potentielles et de reconnaître les bonnes pratiques qu'il convient de généraliser. Ce retour d'expérience contribue à alimenter une culture partagée entre les opérateurs industriels du Groupe. Il permet également d'apprécier la culture de sûreté des équipes d'exploitation.

Depuis 2001, l'Inspection Générale a effectué 110 inspections dont 21 en 2004. Elles ont concerné principalement les thèmes suivants :
- Contrôles radiologiques de sortie de zone,
- Maîtrise des risques liés aux interventions, travaux et modifications,
- Gestion des conteneurs d'hexafluorure d'uranium (UF6),
- Maîtrise du confinement des matières contaminantes.

Pour chacun des thèmes choisis en 2004, les inspections ont montré que les entités concernées avaient des organisations et des pratiques à même d'assurer correctement la prise en compte et l'application des exigences de sûreté, ce qui est un point fort.

Des axes de progrès ont été identifiés, dont en particulier la nécessité de recentrer les responsabilités des différents intervenants au bon niveau et notamment pour ce qui relève des responsabilités du chef d'installation, la mise en place de dispositions permettant le suivi des engagements pris par les exploitants ainsi que le contrôle de leur mise en application.

Parmi les 81 événements déclarés en 2004, 66 l'ont été au niveau 0 de l'échelle internationale INES, 14 au niveau 1 et un au niveau 2 (contamination d'un opérateur lors d'une opération de maintenance à Melox, déclaré initialement au niveau 0 dans l'attente des résultats d'analyse, puis classé au niveau 2 à l'obtention de ces résultats).

L'analyse d'ensemble de la typologie des événements montre l'importance de la préparation des interventions lors d'opérations de maintenance ou d'opérations exceptionnelles (analyses préalables, consignes, gestion des interfaces) ainsi que la nécessaire maîtrise du facteur humain au cours de ces opérations.

Afin de bien marquer la priorité accordée à un très haut niveau de sûreté et de parfaitement homogénéiser les politiques de toutes les unités dans ce domaine, le Directoire a approuvé une charte de sûreté nucléaire. Cette charte précise les engagements du Groupe dans chaque domaine en matière d'organisation, de modalités de mise en œuvre et de transparence.

5.3.2.4. Prévention des risques éco-sanitaires

L'attention portée sur la santé du public et des salariés du Groupe et de ses sous-traitants conduit à développer une culture du risque éco-sanitaire (impacts sur la santé liés aux rejets non radioactifs) que le Groupe souhaite déployer au-delà de ses obligations réglementaires.

L'objectif est de compléter par un volet sanitaire de type ERS (Evaluation de risques sanitaires) les analyses environnementales des sites les plus sensibles pour réactualiser leurs objectifs de réduction des risques associés aux rejets et aux nuisances. En 2004, dix sites avaient réalisé une telle étude.

Un guide de procédures en matière de prévention et de maîtrise du risque "légionnelle" a été élaboré en interne en 2002. En 2004, un inventaire a permis de recenser 122 tours aéro-réfrigérantes dans le périmètre AREVA hors **T&D**, ce qui a permis de procéder à un déploiement sur l'ensemble de ces sites de ce guide. Cette action est en cours d'extension au périmètre du Pôle **T&D**. A titre d'exemple, le site FCI de Besançon a planifié un investissement de 340 000 euros pour remplacer ses tours aéro-réfrigérantes par un procédé de refroidissement air-air permettant de supprimer le risque légionellose.

5.3.2.5. Maîtrise des risques liés à l'usage de substances chimiques dangereuses (cf. 4.14.2.4)

Le Groupe exploite huit établissements soumis à la réglementation "Seveso" (Directive 96/82/CE du 9 décembre 1996) susceptibles de présenter des inconvénients importants pour la santé et la sécurité des populations.

Parmi ces huit établissements, quatre relèvent du régime "Seveso seuil haut" nécessitant la mise en place de servitudes d'utilité publique.

Etablissement	Nombre d'installations classées sur site	Détail installation classée AS	Rubrique nomenclature AS/seuil de classement
COGEMA Pierrelatte	122*	Stockage 320 t d'HF	1111.2.a / 20 t
Comurhex Malvési	23	Stockage 180 t d'HF	1111.2.a / 20 t
Comurhex Pierrelatte	34	Stockage 310 t de bifluorure de potassium	1111.2.a / 20 t
		Stockage de 101 t d'HF	1111.2.a / 20 t
Cezus Jarrie	21	Stockage 2 950 t de substances dangereuses pour l'environnement (règle du cumul)	1173-1 / 2000 t

** dont 59 transformateurs au pyralène*

Ces installations, conformément aux exigences de la réglementation, ont fait l'objet de dossiers techniques (politique de prévention des accidents majeurs, système de gestion de la sécurité, études de danger) transmis à l'administration compétente. Ils font parfois encore l'objet de mises au point ou d'études complémentaires avec celle-ci ou d'expertises tierces.

La Direction de l'environnement s'est renforcée en 2004 par le recrutement d'un spécialiste du risque Seveso. Un groupe de travail a été créé pour harmoniser l'évaluation du risque pour les sites Seveso seuil haut (analyses de risques, grille de criticité, règles de cotation et de décote équivalentes) et définir une approche Groupe cohérente dans la gestion des aléas potentiels et plus généralement dans la gestion des risques technologiques Seveso. De plus, Comurhex rencontre annuellement les autres producteurs anglais, canadiens et américains pour échanger sur ces sujets.

En 2004, l'amélioration de la sûreté des installations Seveso a porté sur l'intégration des exigences de la loi du 30 juillet 2003 sur les risques technologiques et naturels avec :

- la poursuite de l'actualisation des études de dangers,
- la finalisation d'études pour optimiser les périmètres de sûreté (Comurhex Malvési est site pilote en Languedoc-Roussillon),
- la participation aux premiers Comités Locaux d'Information et de Concertation (CLIC).

5.3.2.6. Gestion des sols

Dans le domaine de la gestion des sols, l'objectif de la politique environnement est de réaliser, avant fin 2006, une évaluation simplifiée des risques (ESR) ou équivalent sur 100 % des sites industriels à Enjeux Environnementaux Significatifs (hors INB et sites miniers qui, en raison de leur activité ou de la réglementation, disposent déjà des éléments d'analyse nécessaires). Ce travail a été mené sur tout le Pôle **Transmission & Distribution** en 2004. L'avancement est de plus de 50 % dans la Connectique avec l'objectif d'atteindre 100 % fin 2006.

De plus, AREVA s'engage à réduire les impacts résiduels de ses activités sur l'environnement en conduisant des travaux de réhabilitation et de réaménagement des sites après fermeture. Un suivi environnemental à long terme est également assuré.

La Business Unit Mines a mis en place une structure spécifique pour suivre les anciens sites miniers en France et à l'étranger : le CESAAM (Centre d'Etudes et de Surveillance des Anciens sites Miniers).

Illustration

Après cinq années d'études et de rapport, COGEMA Resources Inc s'est vu attribuer en juillet 2004, par la Canadian Nuclear Safety Commission, l'autorisation de réaménagement de la mine de Cluff Lake. En outre, le site a été certifié ISO 14001.
Les travaux sur le site de Mounana au Gabon ont été terminés en 2004. Des vérifications radiologiques ont été effectuées dans l'air et dans l'eau qui indiquent un retour à la situation initiale. Une mission d'évaluation par l'AIEA (cf. lexique) est prévue en 2005.
Les lagunes du site de Richland aux Etats-Unis font l'objet d'un programme de résorption qui s'est poursuivi normalement en 2004 et doit se terminer en 2005.

5.3.2.7. Protéger et restaurer les éco-systèmes

AREVA attache une importance particulière au suivi et à la préservation de la biodiversité. Faune et flore sont étudiées dès les phases de conception et tout au long des phases d'exploitation puis de réhabilitation. Un soin spécifique est apporté à l'adaptation aux biotopes locaux des espèces (ré)introduites lors des réaménagements. Par exemple les travaux de réhabilitation du site minier de Lodève ont ainsi donné lieu à une étude approfondie de la flore locale et des possibilités de réaménagement paysager. Les données correspondantes ont été réunies dans un CD-ROM mis à la disposition de l'ensemble des interlocuteurs locaux (élus, écoles…).

Afin de mieux connaître les impacts des activités de l'usine de La Hague sur la biodiversité, une évaluation de l'impact des rejets radioactifs en mer sur la faune et flore marine avait été confiée en 2003 à la société canadienne Sénes Consultant. Les résultats de cette étude ont été examinés par un collège d'experts nationaux et internationaux regroupant notamment le comité scientifique des Nations unies pour l'étude des rayonnements ionisants (UNSCEAR), l'AIEA, le programme de recherche européen Fasset, l'IRSN[1] et d'autres instituts de recherche européens.

Le débat mené en toute transparence a permis de conclure que "les débits de doses estimés pour la faune et la flore marines attribuables aux rejets radioactifs en mer de l'usine de La Hague sont faibles et, de manière générale, très inférieurs aux valeurs guides au-dessus desquelles, dans l'état actuel des connaissances, des effets nocifs et mesurables sur les populations de faune et flore marines seraient attendus".

Dans le prolongement de cette étude, une étude sur une espèce de poissons (Pleuronectes platessa) vivant dans les eaux du Nord-Cotentin, réalisée par l'IRSN (par le Laboratoire de Radioécologie et d'Ecotoxicologie) confirme ces résultats.

L'établissement de la Hague soutient également depuis plus de cinq ans le Groupe d'étude des Cétacés du Cotentin qui anime un réseau régional d'observateurs de ces mammifères marins et met en place des actions visant à informer et sensibiliser les professionnels et le grand public. 150 dauphins ont ainsi été observés à la pointe de La Hague.

[1] *Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire.*

5.3.3. Améliorations des performances environnementales

Chiffres clés

	AREVA 2004		AREVA 2003*		AREVA 2002	
	Données	Périmètre couvert**	Données	Périmètre couvert**	Données	Périmètre couvert**
Consommations						
Quantité d'énergie consommée (MWh) hors Eurodif	3 180 638	97 %	3 145 701	100 %	2 753 989	100 %
Quantité d'eau prélevée (m^3) hors refroidissement Eurodif et Marcoule	26 601 163	99 %	27 904 011	100 %	29 586 879	100 %
Consommation de matières plastiques (t)	15 155	100 %	15 766	100 %	15 464	100 %
Consommation de cuivre et alliage de cuivre (t)	28 210	100 %	17 889	100 %	8 453	100 %
Consommation de substances chimiques dangereuses						
Acide nitrique (t)	17 330	100 %	17 865	100 %	15 790	100 %
Acide sulfurique (t)	87 457	100 %	78 370	100 %	81 415	100 %
Acide fluorhydrique (t)	7 663	100 %	7 407	100 %	6 816	100 %
Ammoniac (t)	4 832	100 %	4 852	100 %	3811	100 %
Chlore (t)	8 181	100 %	7 550	100 %	7 886	100 %
Solvants chlorés (t)	222	94 %	129	100 %	85	100 %
Déchets						
Quantité de déchets industriels dangereux (DID) (t)	23 304	98 %	18 109	98 %	20 054	94 %
Quantité de déchets industriels banals (DIB) (t)	77 363	98 %	48 427	98 %	22 674	94 %
Quantité de déchets inertes (t)	9 244	98 %	/	/	/	/
DID : part valorisée en %	32 %	98 %	49 %	98 %	53 %	94 %
DIB : part valorisée en %	44 %	98 %				
Boues de procédés	70 347	/	/	/	/	/
Boues de traitement des eaux de refroidissement (t)	10 621	/	/	/	/	/
Rejets						
Rejets d'azote total dans les milieux aquatiques (t)	930	84 %	1 102	100 %	854	100 %
Rejets aqueux de Cuivre (Kg)	68	98 %	502	100 %	561	100 %
Rejets aqueux de Chrome (Kg)	94	97 %	163	100 %	398	100 %
Rejets aqueux de Plomb (Kg)	43	98 %	48	100 %	102	100 %
Rejets aqueux d'Uranium (Kg)	2 011	76 %	2 380	100 %	2 262	91 %
GES directs (t éq CO2)	994 686	100 %	843 053	100 %	438 616	100 %
Rejets gazeux concourrant à la pollution photochimique : composés organiques volatiles (Kg COV)	965 016	98 %	531 823	100 %	36 523	100 %
Rejets de gaz acidifiants (t éq. SO2)	1 947	89 %	2 165	99 %	2 115	100 %
Rejets de gaz appauvrissant la couche d'ozone (Kg éq. CFC 11)	3 283	98 %	13 262	89 %	5 387	100 %
Risque nucléaire						
Impact dosimétrique de La Hague (mSv)	0,0082	100 %	0,0082	100 %	0,007	100 %
Nombre d'incidents échelle INES	niveau 0 : 66		niveau 0 : 51		niveau 0 : 57	
	niveau 1 : 14		niveau 1 : 18		niveau 1 : 17	
	niveau 2 : 1		niveau 2 : 1		niveau 2 : 0	

** Données 2003 corrigées couvrant le périmètre T&D.*

*** Le périmètre couvert en 2002 est rapporté uniquement aux sites industriels. Il inclut les sites tertiaires de plus de 1 000 m^2 en 2003 et 2004. Le taux de couverture est mesuré par rapport aux effectifs.*

Source : AREVA.

NB : voir le document "Faits et chiffres développement durable 2004" pour un exposé complet des données environnementales du Groupe.

5.3.3.1. Maîtrise de l'énergie

L'usine George Besse d'Eurodif, qui réalise l'enrichissement de l'uranium par diffusion gazeuse, consomme environ 90 % de l'électricité achetée par le Groupe. Dans le cadre du renouvellement de ses capacités à moyen terme, le Groupe se prépare à intégrer progressivement le procédé de centrifugation, technologie 50 fois plus économe en énergie électrique que la diffusion gazeuse (cf. 4.4.3.5). En 2004, ce projet a été soumis à la Commission nationale du débat public qui a décidé de mettre en place une Commission ce pilotage du débat public. Ce débat s'est déroulé du 1er septembre 2004 au 22 octobre 2004. Un compte-rendu de ce débat a été réalisé et un bilan dressé par le Président de la Commission nationale du débat public a été publié le 9 décembre 2004. Sans se prononcer sur le fond, ce bilan a acté que le débat s'était déroulé de manière satisfaisante.

La consommation totale d'énergie s'élève à 3180 GWh en 2004 hors procédé Eurodif, dont 387 liés à l'intégration de l'activité Transmission et Distribution d'électricité. En 2004, la consommation d'énergie a été stabilisée pour une activité en hausse de 4,1 % à périmètre constant.

Illustration

Plus gros consommateur d'énergie hors Eurodif, l'usine de La Hague est aujourd'hui pilote pour le programme de réduction des consommations d'énergie. Après une campagne de sensibilisation de grande ampleur en 2003, des chantiers d'optimisation des consommations industrielles sont en cours sur la ventilation des ateliers, la production d'air comprimé, de vapeur et d'eau chaude, la conduite d'aéro-réfrigérants. La baisse de consommation d'énergie observée a été de près de 7 % entre 2003 et 2004.

Un des principaux sites tertiaires du Groupe, situé à Lyon et hébergeant environ 1 000 salariés, a réduit de 8 % ses consommations d'énergie en 2004 par rapport à 2003.

L'établissement de COGEMA Pierrelatte a développé un outil innovant de sensibilisation et de pilotage permettant de suivre l'évolution mensuelle des consommations électriques dans les différentes fonctions des unités du site. Cette application informatique appelée Ecowatt, connectée à un réseau de compteurs, permet de visualiser sur un plan du site par un code couleur, les unités qui sont en ligne, en avance ou en retard avec les objectifs de réduction des consommations.

Les autres sites du Groupe disposent aujourd'hui d'outils méthodologiques pour participer à la démarche de maîtrise de l'énergie :

- Kit de sensibilisation à l'éco-efficacité à destination du personnel (transparents, affiches, mémento, quiz…),
- guide méthodologique pour l'élaboration d'un plan d'économies d'énergie.

Regroupés en réseau interne, les acteurs de l'énergie échangent régulièrement sur leurs bonnes pratiques. Des plans d'actions sont lancés sur un grand nombre de sites (réalisation de diagnostics énergétiques, optimisations de conduite d'installations, rénovations intégrant le critère d'efficacité énergétique…).

Afin de proposer un système adapté aux problématiques énergétiques du secteur tertiaire, une méthodologie d'évaluation de l'efficacité énergétique des bâtiments a été développée et diffusée en 2004. Sa mise en application a débuté au dernier trimestre 2004 pour les surfaces de plus de 1 000 m^2.

Energies renouvelables

AREVA T&D System propose à ses clients des solutions de distribution d'énergie décentralisée, issue des technologies faiblement émettrices de CO_2 (éolien, solaire, biomasse, co-génération, tri-génération…). Ses implantations, au nombre de huit, se répartissent en Europe, Amérique du Sud et Australie.

Principales réalisations récentes d'AREVA T&D Systems :

- la connexion de la ferme éolienne offshore de Barrow au Royaume-Uni,
- la réalisation d'une centrale biomasse de 6 MW pour Satyamaharshi à Andra Pradesh en Inde,
- la construction d'une installation de co-génération de 31 MW pour AMD Microprocessor à Dresden en Allemagne.

AREVA T&D vient par ailleurs de remporter un marché pour l'implantation de deux centrales à bois au Brésil.

5.3.3.2. Prélèvements d'eau

Sur les 161 millions de m^3 prélevés par AREVA, environ 135 millions de m^3 correspondent à de l'eau captée dans le Rhône pour le refroidissement d'installations sur les sites de Marcoule et du Tricastin.

La quantité totale d'eau consommée hors refroidissement des réacteurs Célestins et d'Eurodif s'élève en 2004 à 26,6 millions de m^3. Malgré une croissance significative de l'activité, notamment minière, cela correspond à une baisse de 1,3 million de m^3 par rapport aux données 2003 corrigées pour intégrer l'activité T&D.

AREVA met en œuvre des démarches pour progresser dans sa maîtrise du cycle de l'eau en particulier sur les sites industriels, afin de réduire les prélèvements dans les milieux naturels. Elles nécessitent une connaissance fine des consommations d'eau et des coûts réels associés à la gestion du cycle, ainsi qu'une

forte implication du personnel et des sous-traitants du site. Ces démarches se traduisent par l'amélioration de la maîtrise des réseaux et des procédés, par la modification des équipements, voire le changement de technologie, par la sensibilisation du personnel et des sous-traitants (éco-attitude) pour favoriser le recyclage et la réutilisation de l'eau et éviter les surconsommations injustifiées.

Illustration

- Le travail d'analyse des consommations d'eau et de recherche de fuites mené sur le site de Marcoule a permis d'identifier des pistes d'amélioration très significatives et de valider une méthodologie en cours de transposition en 2004 sur les installations AREVA du Tricastin. La mise en œuvre de cette méthode a permis d'observer entre 2003 et 2004, des réductions de la consommation d'eau de plus de 24 % sur COGEMA Marcoule (1,5 million de m^3) et de plus de 12 % sur COGEMA Pierrelatte (381 000 m^3).
- Rappelons qu'en 2003, les prélèvements d'eau avaient déjà diminué de 16 % par rapport à 2002 sur le site pilote de COGEMA Marcoule soit environ 1,3 million de m^3.
- L'optimisation des consommations (augmentation du taux de recyclage, changement de technologie et optimisation des modes opératoires) sur le site de Cezus Ugine a entraîné une réduction des prélèvements d'environ 60 % depuis 1998. En 2004, les actions se sont focalisées sur les eaux de trempe et de process et ont permis de diminuer à nouveau la consommation d'eau de 25 % entre 2003 et 2004.

En 2004, le kit de sensibilisation à l'éco-efficacité diffusé à l'ensemble des sites a rappelé aux personnels les gestes à adopter afin de limiter les consommations d'eau.

5.3.3.3. Consommations de matières

AREVA n'est pas un gros consommateur de matières. Néanmoins, le Groupe poursuit ses actions pour réduire d'une part les consommations de substances chimiques à forts impacts directs ou induits identifiés par les outils d'analyse environnementale (analyse de cycle de vie, évaluation des risques sanitaires), notamment par des actions de recyclage interne, et d'autre part les principales consommations de matières identifiées dans la comptabilité environnementale :

- Cuivre : 28 210 tonnes
- Matières plastiques : 15 155 tonnes.

L'intégration de l'activité T&D, a conduit à une forte augmentation des quantités de cuivre consommées. Elles représentent 15 979 tonnes en 2004.

La quantité de solvants chlorés achetée est de 222 tonnes essentiellement pour les sites d'Eurodif et de FCI Mantes-la-Jolie.

5.3.3.4. Déchets

Le protocole de reporting développement durable a été amélioré en 2004 pour mieux analyser les catégories de déchets, notamment les déchets inertes, et leurs filières de traitement respectives. Il introduit également les notions de déchets d'exploitation liés à une activité normale (fonctionnement courant des installations) et les déchets issus d'une activité exceptionnelle qui peut être un chantier, une opération de démantèlement ou bien encore le déstockage de déchets entreposés sur le site.

Déchets conventionnels

En 2004, leur production s'élève à :

- 23 304 tonnes de déchets industriels dangereux (DID) dont 71 % liées à une activité normale,
- 77 363 tonnes de déchets industriels banals (DIB) dont 70 % liées à une activité normale et 26 % de DIB exceptionnels liés à l'activité minière,
- 9 212 tonnes de déchets inertes (DI).

Sur le périmètre correspondant à ces résultats, la part valorisée est de :

- 32,3 % pour les déchets industriels dangereux
- 44,8 % pour les déchets industriels banals avec des valeurs jusqu'à 95,5 % (FCI Turin) et 85 % (COGEMA Pierrelatte après la mise en place de la collecte sélective).

Afin de réduire les déchets ultimes, des programmes d'améliorations sont en cours dans toutes les installations du Groupe pour :

- limiter et maîtriser la production de déchets à la source,
- favoriser le tri, par la mise en place de bennes permettant une collecte sélective des déchets (Melox, Tricastin) ou par la réalisation de centres de tri internes (COGEMA La Hague et COGEMA Marcoule),
- privilégier le recyclage et la valorisation des déchets en sélectionnant les filières de traitement les plus adaptées,
- améliorer le traitement et le conditionnement des déchets non valorisables.

De plus, afin d'améliorer l'exhaustivité du reporting, les boues, qu'elles soient issues de procédés ou du traitement des eaux de refroidissement, ont été comptabilisées. Les boues de procédés s'élèvent à 70 347 tonnes et les boues de traitement des eaux de refroidissement à 10 621 tonnes.

Cas des PCB/PCT

Les PCB (Polychlorobiphényles) et PCT (Polychloroterphényles) sont des substances chimiques nocives qui étaient utilisées dans la fabrication et l'exploitation de matériels de distribution électrique. Les filiales d'AREVA ont précédé depuis

plusieurs années la directive européenne (96/59 du 16 septembre 1996), qui fixe la date limite de leur élimination à 2010. AREVA s'est engagée à remplacer progressivement les appareils restants dans le cadre d'un plan agréé par le Ministère de l'Ecologie et du Développement Durable et inclus dans le plan national approuvé par arrêté du 26 février 2003. Le premier état d'avancement de ce plan a été présenté en juillet 2004 à la Commission PCB/PCT présidée par le Ministère de l'environnement et du développement durable. En 2004, 105 transformateurs contenant ces substances ont été éliminés sur un parc de 915.

Déchets radioactifs

Les déchets issus des activités nucléaires sont classés selon deux critères :

- l'intensité de la radioactivité qu'ils contiennent (déchets de très faible, faible, moyenne, et haute activité) ;
- leur durée de vie, traduite par la période radioactive, c'est-à-dire le temps au bout duquel l'activité initiale du déchet est divisée par deux (déchets à vie courte qui ont une période radioactive inférieure à 30 ans et déchets à vie longue qui ont une période radioactive supérieure à 30 ans).

Chaque type de déchet nécessite un mode de gestion spécifique.

Les déchets de très faible activité (TFA) sont entreposés sur le centre de stockage que l'Andra exploite à Morvilliers.

Les déchets de faible et moyenne activité à vie courte (FMA-VC) sont stockés dans deux centres de surface également exploités par l'Andra : le centre de la Manche à Beaumont-Hague et le centre de l'Aube à Soulaines.

Pour les déchets de moyenne activité à vie longue (MA-VL) et de haute activité (HA) des études sont actuellement en cours en application de la loi "Bataille" de 1991 (codifiée aux articles L. 542-1 et suivants du Code de l'environnement), qui a défini trois axes de recherche pour la gestion de ces déchets : séparation et transmutation des éléments radioactifs à vie longue, stockage dans les formations géologiques profondes, notamment grâce à la réalisation de laboratoires souterrains, conditionnement et entreposage de longue durée en surface.

Avant le 30 décembre 2006, le Gouvernement adressera au Parlement un rapport global d'évaluation de ces recherches accompagné d'un projet de loi autorisant, le cas échéant, la création d'un centre de stockage à haute activité et à vie longue.

Dans ce contexte, les déchets produits par le Groupe dans le cadre de son activité (déchets technologiques, résines échangeuses, boues) et le cas échéant des opérations de démantèlement des installations ne représentent globalement qu'une fraction faible (quelques % en radioactivité contenue) de l'ensemble des déchets radioactifs générés par la production d'électricité d'origine nucléaire.

Les efforts portent d'année en année sur la réduction des volumes de ces déchets et le Groupe étudie des indicateurs pertinents pour mieux rendre compte de manière consolidée et synthétique des progrès réalisés dans ce domaine. Les conditions dans lesquelles le Groupe provisionne les charges liées au stockage définitif des déchets radioactifs sont précisées dans la note 22 de l'annexe des comptes consolidés.

De plus, AREVA a continué en 2004 à développer sa démarche de gestion exhaustive des déchets historiques et des matières en attente présents sur les différents sites du Groupe, en systématisant la mise en place d'outils informatisés d'inventaire, en engageant des programmes de reprise et conditionnement des déchets anciens (RCD) et en planifiant la gestion des déchets de démantèlement de ses installations.

En France, l'Andra réalise un inventaire de l'ensemble des déchets radioactifs. Cet inventaire est public et peut être consulté sur son site Internet www.areva.com. Il fournit toutes les informations disponibles sur les déchets radioactifs inventoriés en France y compris ceux détenus sur les sites du Groupe.

Par ailleurs, le Groupe participe à une gestion responsable des déchets radioactifs générés par l'industrie nucléaire en offrant des solutions pour assurer en toute sécurité leur entreposage, leur traitement, leur conditionnement et, le cas échéant, leur transport. Les déchets dont le Groupe est "détenteur" et non "producteur" au sens de l'article L. 541-2 du Code de l'environnement sont principalement les déchets radioactifs de haute activité à vie longue (HAVL) qui appartiennent à ses clients (électriciens) et leur sont restitués à l'issue de la période de traitement de leurs combustibles usés.

Dans le cas d'EDF, le service offert par le Groupe comprend également l'entreposage des déchets radioactifs dans des installations adéquates et sécurisées en attendant que soient définies par la loi les modalités de leur gestion à long terme. EDF en reste propriétaire. AREVA en assume la responsabilité de détention, dans la limite des dispositions relatives à la responsabilité civile nucléaire prévue par la loi n° 68-943 du 30 octobre 1968 modifiée relative à la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire.

Les autres déchets directement évacuables en stockage (faible et très faible activité) y sont envoyés "en ligne" et ne présentent pas de stocks significatifs sur les sites du Groupe.

Les déchets issus des combustibles usés appartenant à des clients étrangers sont renvoyés à ces clients dès que les délais techniques le permettent conformément à l'article L. 542-2 du Code de l'environnement.

Illustration : déploiement d'un logiciel de gestion des déchets pour la Station de Traitement des Déchets de COGEMA Pierrelatte (STD) de la collecte jusqu'à l'expédition vers un centre de stockage agréé.

Illustration : le déploiement d'un logiciel de gestion sur l'Etablissement de La Hague (GDAF) pour les déchets non conditionnés, en attente dans les ateliers.
La mise en place d'un outil d'inventaire informatisé des déchets particuliers sur les Etablissement de SICN, de COGEMA Marcoule, etc.

Illustration : les certificats d'acceptation au Centre de stockage très faible activité (CSTFA) ont été obtenus par SICN (Etablissements de Veurey et d'Annecy) pour 13 lots de déchets de natures différentes.

5.3.3.5. Rejets aqueux

Le cycle du combustible nucléaire est caractérisé par les faibles quantités de matières traitées. Il s'en suit de faibles quantités globales de réactifs pour l'extraction, la chimie de l'uranium et le traitement des combustibles usés. Certains rejets de substances chimiques, azote notamment avec 930 tonnes d'azote total en 2004 (1 102 tonnes en 2003), sont cependant significatifs dans les Business Unit Chimie et Traitement et font l'objet de programmes de réduction dans le cadre général de notre démarche de progrès continu.

Les rejets d'uranium de l'ensemble de nos sites industriels français dans les milieux aquatiques s'élèvent globalement à 2 tonnes en 2004 (2,4 t en 2003). A titre de comparaison, à lui seul le Rhône charrie chaque année environ 80 tonnes d'uranium d'origine naturelle.
Dans le Pôle **Connectique**, les améliorations apportées au process industriel ont permis de réduire de façon significative la concentration des effluents des stations de traitement des sites. Un programme de grande ampleur (incluant les parties prenantes du métier de la connectique : clients, concurrents et fournisseurs) est également en cours pour supprimer à terme l'utilisation du plomb en connectique.

Des investissements ont été engagés sur certains sites pour améliorer le traitement des rejets aqueux :

- Sur le site de Cezus Jarrie (France), la construction de deux stations d'épuration (investissement de 2 millions d'euros) a permis de diviser par dix les rejets liquides en trois ans.
- Une station de recyclage des acides fluonitriques usés a été installée sur le site de Cezus Paimbœuf et des investissements dans des équipements "propres" sont déjà planifiés. Ces mesures représentent un effort de 1,25 million d'euros sur trois ans pour parvenir à la récupération de 70 % des acides.

Illustration
Le site FCI d'Ishioka (Japon) est parvenu à l'élimination totale du chlorure de méthylène (14,3 tonnes en 2003) par substitution de ce composé par des solvants moins nocifs.
Les rejets de bi-fluorure d'ammoniaque, d'acide nitrique et de d'acide sulfurique ont été réduits d'environ 75 % entre 2003 et 2004 grâce à la suppression de la gravure à l'acide de l'aluminium sur le site FCI de Scarborough (Etats-Unis).

5.3.3.6. Rejets atmosphériques

Bien que limités, certains rejets gazeux liés aux activités du Groupe contribuent au réchauffement climatique, à l'appauvrissement de la couche d'ozone et à la pollution atmosphérique. Il s'agit principalement :

- des émissions directes de gaz à effet de serre (GES) liées à la combustion d'énergies fossiles, ainsi qu'à certains rejets gazeux (SF_6) des activités chimiques et de fabrication de matériel électrique,
- des émissions indirectes liées à la consommation d'électricité, des rejets gazeux tels que les composés organiques volatils (COV), les gaz acidifiants, les gaz appauvrissant la couche d'ozone.

Gaz à effet de serre

Un recensement des installations concernées par l'application au 1er janvier 2005 de la Directive 2003/87/CE, établissant un système d'échange de quotas d'émissions de GES dans la Communauté, a été réalisé. Trois établissements du Groupe sont concernés pour leurs installations de combustion de plus de 20 MW : La Hague, Marcoule, Comurhex Malvési. Le Groupe n'anticipe pas de difficultés de mise en œuvre de ces quotas dont l'impact économique restera très limité. Compte tenu de cette situation, le Groupe n'envisage pas d'intervenir significativement sur le marché des quotas.

Les émissions directes de GES du groupe AREVA en 2004 ont été d'environ 995 000 tonnes. Elles sont liées pour 36 % aux énergies fossiles, pour 32 % à l'hexafluorure de souffre (SF_6) et à 27 % au protoxyde d'azote (N_2O).

La hausse par rapport à 2003 s'explique essentiellement par l'amélioration du reporting en particulier dans la prise en compte du protoxyde d'azote et des fluides réfrigérants. En effet, le protoxyde d'azote (N_2O), qui est un des gaz du protocole de Kyoto, a un pouvoir de réchauffement global

élevé (296) et les mesures d'émissions de N_2O ont été améliorées dans l'activité conversion de la BU Chimie passant de 17 à 899 tonnes.

Les émissions de SF_6 ont deux origines :

- le traitement d'élimination des traces de fluor dans les fumées du procédé de fluoration, avec une contribution de l'ordre de 110 000 tonnes équivalent CO_2/an. Différentes solutions ont été étudiées pour supprimer ces émissions de SF_6. La solution retenue et étudiée actuellement dans le détail est celle qui consiste à orienter les évents fluorés vers l'étage de fluoration secondaire de la structure de production d'UF_6. Le fluor contenu dans les évents destiné à être neutralisé sera ainsi valorisé pour produire de l'UF6 et non plus détruit dans une installation spécifique.
- l'utilisation de SF_6 pour la fabrication d'appareils électriques pour l'isolation et la coupure de l'arc électrique, avec une contribution de l'ordre de 210 000 tonnes équivalent CO_2/an ; une approche de type éco-conception des produits vise à minimiser régulièrement les rejets de SF_6 au niveau de la fabrication des équipements ainsi que tout au long de leur exploitation jusqu'à leur fin de vie.

Composés organiques volatils

L'augmentation de 81 % des émissions de COV par rapport à 2003 est liée à une amélioration du reporting en particulier dans la BU Mines qui représente 64 % des émissions. Le site de FCI Mantes-la-Jolie, principal émetteur du Pôle **Connectique**, représente 6 % des émissions d'AREVA et a réalisé un investissement de 3,4 millions d'euros qui devrait permettre de réduire de 80 % ses émissions de COV en 2005.

Gaz appauvrissant la couche d'ozone

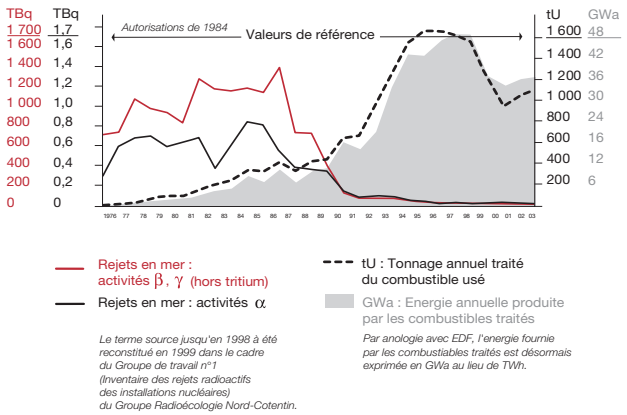
Les émissions de gaz appauvrissant la couche d'ozone sont de 3 283 kg équivalent CFC11 et sont inférieures à celles de 2002 sur un périmètre qui n'incluait pas le Pôle **T&D**. Le site de COGEMA La Hague a réduit ses émissions de 99,7 % entre 2002 et 2003. La valeur élevée de 2003 correspondait à une valeur du site minier CMA en Côte d'Ivoire qui a été fermé après l'achèvement des travaux de réaménagement.

5.3.3.7. Rejets radioactifs

L'impact radiologique des personnes du public susceptibles d'être les plus exposées aux effets de l'activité des sites du Groupe (les "groupes de référence") est évalué, pour chacun d'entre eux, à un niveau inférieur à 1 mSv/an (limite réglementaire européenne). Cet impact englobe les rejets liquides et gazeux, ainsi que l'effet du rayonnement direct.

La politique de progrès continu conduite en matière de diminution des rejets radioactifs est illustrée à La Hague pour les rejets radioactifs liquides par le schéma suivant :

Rejets radioactifs liquides : période 1976 - 2003



Depuis 1997, les sites nucléaires français publient annuellement des rapports environnementaux diffusés au public où sont détaillés de manière exhaustive les rejets radioactifs et leurs évolutions.

Dans le cadre du nouvel arrêté de l'usine de La Hague, les études de recherche et développement pour valider la faisabilité d'une réduction supplémentaire des rejets radioactifs et chimiques de La Hague se sont poursuivies en 2004 en lien avec les autorités de sûreté.

5.3.3.8. Nuisances olfactives et sonores

Les actions nécessaires ont été menées en 2003 et ce point n'est plus identifié comme critique sur l'ensemble du Groupe.

5.3.4. Renforcement des relations avec les parties prenantes externes

L'engagement du Groupe dans la démarche développement durable donne aujourd'hui aux relations avec les parties prenantes une nouvelle dimension, en plaçant le dialogue et la concertation au centre de la responsabilité sociétale du Groupe.

Le référentiel d'auto-évaluation du groupe AREVA Way lui consacre d'ailleurs un thème dédié (engagement : "Dialogue et concertation"). Ce qu'AREVA entend par cet engagement va au-delà de la communication ou de la simple fourniture d'information. Il s'agit d'écouter nos parties prenantes, soit tous les publics concernés par nos activités, pour comprendre leurs attentes et les prendre en compte dans un souci d'amélioration continue.

Dans cet esprit, deux processus ont été engagés, au niveau du Groupe et de ses sites.

5.3.4.1. Démarche de concertation au niveau Corporate

Un processus d'ouverture réciproque a été engagé entre les directions stratégiques et opérationnelles d'AREVA et un panel de parties prenantes. Cette démarche de concertation a été organisée en 2004 sous le pilotage du Comité 21 (Comité français pour l'environnement et le développement durable ; association loi de 1901 indépendante créée en 1994 comportant 300 adhérents répartis en collèges : entreprises, collectivités territoriales, associations, personnalités et membres de droit investis dans le développement durable (établissements publics et média), une enceinte reconnue en matière de développement durable en France.

Cette démarche consiste à écouter les analyses et les attentes de ce panel (représentants du monde associatif – ONG de défense de l'environnement, organisations humanitaires de défense des droits de l'homme, de développement Nord-Sud ; représentants des milieux économiques et syndicaux ; institutions internationales) et à enrichir les réflexions et les travaux d'AREVA sur sa stratégie de développement durable afin de mieux identifier des pistes de progrès pour le Groupe.

La consultation s'est déroulée suivant un processus formel, précisé par un certain nombre de règles qui garantissent notamment la sérénité et la confidentialité des débats. Le Comité 21 est seul en charge de l'ensemble des relations avec les parties prenantes, de la rédaction et de l'envoi des comptes-rendus des sessions de dialogue, ainsi que de la synthèse finale des travaux. Le Groupe s'est engagé quant à lui à répondre à toutes les questions.

Une première session s'est tenue en septembre 2004. Elle a permis de recueillir les observations et questions des parties prenantes. Une deuxième session s'est tenue en février 2005 au cours de laquelle AREVA a présenté les éléments de réponse. Le Comité 21 rédigera une synthèse qui sera rendue publique en 2005.

5.3.4.2. La cartographie des parties prenantes locales

Au niveau des sites du groupe AREVA, une démarche structurée de "cartographie des parties prenantes externes des sites" a été lancée fin 2003, afin de prolonger en interne à la stratégie de dialogue, de favoriser le développement des relations des sites du Groupe avec les acteurs de leur environnement.
Dans ce cadre, un guide méthodologique a été élaboré pour fournir aux responsables locaux un outil opérationnel pour leur permettre de :

- mieux identifier leur parties prenantes et leurs attentes,
- cibler leur démarche sur les enjeux et les parties prenantes stratégiques,
- définir des axes de progrès et des priorités dans la gestion de leur relation avec les parties prenantes externes,
- mesurer et évaluer leurs actions dans ce domaine.

Ce guide a été réalisé et testé courant 2004 avec plusieurs sites pilotes : ceux de COGEMA à La Hague et Bessines (France) et ceux de Framatome à Lingen (Allemagne) et Richland (Etats-Unis). Une quarantaine de parties prenantes externes a été consultée autour de ces sites.

A partir de 2005, cette méthodologie sera déployée progressivement sur tous les sites du Groupe.

5.3.4.3. La politique de mécénat d'AREVA

AREVA est à l'écoute de la société civile et, à ce titre, établit des relations constructives avec les parties prenantes : associations, organismes de débat, organisations internationales, etc. Les actions menées dans le cadre du mécénat, concrétisent l'engagement du Groupe en matière de responsabilité sociétale, l'un des piliers du développement durable.
Au-delà de l'examen classique des dossiers, le Comité des Mécénats et Partenariats d'AREVA est garant de la mise en œuvre d'une politique de mécénat cohérente au travers de thèmes définis. Ces axes doivent correspondre aux ambitions du Groupe en terme d'image et de valeurs.
AREVA a souhaité associer ses salariés à cette démarche. Une étude en interne a été menée en 2003 et 2004 pour préciser leurs attentes et choisir ensemble les grandes orientations de la politique de mécénat de solidarité d'AREVA.

Deux axes ont été clairement identifiés :

- La transmission et la vulgarisation des savoirs,
- le développement Nord/Sud.

Les actions soutenues par AREVA s'inscrivent dorénavant dans le cadre de ces deux axes et s'établissent en lien avec l'identité du Groupe, que ce soit par rapport à ses métiers ou en termes de proximité géographique.
Sur le plan culturel, et pour la France, l'accent a été mis depuis plusieurs années sur la promotion des arts asiatiques avec un soutien notamment au Musée Guimet à Paris.
Aujourd'hui le Comité des Mécénats et Partenariats souhaite consolider les actions menées autour de ces axes, développer cette politique dans toutes les entités du Groupe à l'international et y associer systématiquement les collaborateurs du Groupe.
Afin d'amplifier cette stratégie et d'assurer une plus grande lisibilité au processus tant en interne qu'en externe, le groupe AREVA se dotera en 2005 d'une Fondation d'entreprise.

5.4 Comptes consolidés

5.4.1 Rapport des Commissaires aux Comptes sur les comptes consolidés – Exercice clos le 31 décembre 2004

Mesdames, Messieurs les actionnaires

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée Générale, nous avons procédé au contrôle des comptes consolidés de la société AREVA (Société des Participations du Commissariat à l'Energie Atomique) 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 Directoire. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

Opinion sur les comptes consolidés

Nous avons effectué notre audit selon les normes professionnelles applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes 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 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 les deux points suivants :

- La Note 1.1 de l'annexe qui expose les changements de présentation concernant les provisions pour pertes à terminaison, la non consolidation des OPCVM dédiés et la consolidation de l'entité portant le TSDI.
- La Note 22 de l'annexe qui mentionne les incertitudes relatives à l'évaluation des coûts de stockage des déchets ultimes et la part qui incombe à EDF sur l'aval du cycle.

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 :

- L'évaluation des provisions pour démantèlement et reprise de déchets, dont le montant figurant au bilan s'élève à 8 258 millions d'euros, a été effectuée en conformité avec les méthodes comptables, les règles et modalités d'évaluation décrites en Note 1.26 et 22 de l'annexe. En contrepartie de ces provisions, le Groupe constate un actif de démantèlement dont le montant net s'établi à 5 372 millions d'euros. Comme indiqué au paragraphe 1.5 de l'annexe, cet actif correspond à la quote-part devant être financée par des tiers, d'une part, et à la part restant à la charge du Groupe, qui est amortie sur la durée de vie des installations concernées, d'autre part. Dans le cadre de nos travaux, nous avons revu les estimations des passifs de démantèlement et de la quote-part devant être financée par des tiers en appréciant le caractère raisonnable des hypothèses retenues et en tenant compte, en particulier, de l'évolution des devis et des négociations en cours avec EDF. Cet examen conduit à identifier une incertitude relative à l'évaluation des coûts de stockage des déchets ultimes d'une part et à la quote-part incombant à EDF sur l'aval du cycle, en l'absence de finalisation des négociations au 31 décembre 2004, d'autre part. Cette incertitude fait l'objet d'une observation dans le présent rapport.
  S'agissant des principes comptables, les provisions pour démantèlement et reprise de déchets dont les décaissements interviendront à long terme et la quote-part correspondante devant être financée par des tiers ne sont pas actualisées comme l'autorise la réglementation comptable française.
- Le poste "immobilisations financières" comprend pour un montant net de 2 281 millions d'euros, les actifs financiers dédiés au financement du démantèlement dont les objectifs de gestion sont rappelés dans la Note 13 de l'annexe. Ces actifs financiers, constitués pour l'essentiel de lignes d'actions détenues en direct et de parts de FCP actions dédiés, font l'objet d'une évaluation régulière dont les principes sont décrits dans la Note 1.7 de l'annexe en fonction de leur nature. Dans le cadre de nos travaux, nous avons apprécié la correcte et constante application des méthodes d'évaluation et leur caractère raisonnable dans le contexte spécifique de la détention à long terme de ce portefeuille.

- Votre société constate les résultats sur les contrats de longue durée selon les principes et modalités décrits en Note 1.17 de l'annexe. Conformément à la norme professionnelle applicable aux estimations comptables et sur la base des informations disponibles, nos travaux ont consisté à apprécier les données et les hypothèses établies par la Direction, en particulier le niveau des risques inhérents à ces contrats, sur lesquelles se fondent les estimations de leurs résultats à terminaison et leurs évolutions, à revoir les calculs effectués, à comparer les estimations comptables des périodes précédentes avec les réalisations correspondantes et à examiner les procédures d'approbation de ces estimations par la Direction. Nous avons procédé à l'appréciation du caractère raisonnable de ces estimations.
- Les écarts d'acquisition, dont le montant net figurant au bilan au 31 décembre 2004 s'établit à 1 718 millions d'euros, ont fait l'objet de tests de perte de valeurs selon les modalités décrites en Notes 1.8 et 8 de l'annexe. Nous avons revu les modalités de réalisation de ces tests fondés sur l'actualisation des flux futurs de trésorerie des activités concernées et apprécié la cohérence des hypothèses retenues avec les données prévisionnelles issues des plans stratégiques établis par le Groupe.
- Le contrat d'acquisition des activités T&D d'Alstom est assorti de clauses de garanties générale et spécifiques. Les conditions de mise en jeu de ces garanties, qui pourraient avoir un effet sur le prix d'acquisition, d'une part, et sur la couverture de certains risques mentionnés en annexe, d'autre part, sont décrites en Note 2.1.1 et Note 30 de l'annexe. Nos travaux ont consisté à prendre connaissance des risques susceptibles d'être couverts par ces garanties et à apprécier leurs modalités de mise en oeuvre.
- Le rapport du Président du Conseil de Surveillance portant sur les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière mentionne les conditions d'intégration, en 2004, des activités T&D dans le dispositif de contrôle interne du groupe Areva. Dans le contexte de cette intégration, notre approche d'audit a été adaptée et a consisté notamment à élargir le périmètre des entités de T&D revues.
- S'agissant des risques et litiges, nous avons apprécié les procédures en vigueur dans votre Groupe permettant leur recensement, leur évaluation et leur traduction comptable dans des conditions satisfaisantes. Nous nous sommes également assurés que les incertitudes éventuelles identifiées à l'occasion de la mise en œuvre de cette procédure étaient décrites de façon appropriée dans les notes annexes aux états financiers et notamment en Note 30.

Dans le cadre de nos appréciations, nous nous sommes assurés du caractère raisonnable de ces estimations. Rappelons que, s'agissant de prévisions présentant par nature un caractère incertain, les réalisations peuvent parfois différer de manière significative.

Les appréciations ainsi portées 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 sans réserve exprimée dans la première partie de ce rapport.

Vérifications spécifiques

Par ailleurs, nous avons également procédé à la vérification des informations, données dans le rapport sur la gestion du Groupe. Nous n'avons pas d'autres observations à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Neuilly-sur-Seine, La Défense et Paris, le 15 avril 2005

Les Commissaires aux Comptes

Deloitte Touche Tohmatsu		**Mazars & Guérard**		**RSM Salustro Reydel**	
Pascal Colin	Jean-Paul Picard	Thierry Blanchetier	Michel Rosse	Denis Marangé	Hubert Luneau

5.4.2 Compte de résultat consolidé

(en millions d'euros)	Notes en annexe	2004	2003	2002
Chiffre d'affaires		**11 109**	**8 255**	**8 265**
Coût des produits et services vendus		(8 347)	(6 138)	(6 129)
Marge brute		2 762	2 117	2 136
Frais de recherche et développement		(402)	(285)	(332)
Frais commerciaux		(602)	(352)	(384)
Frais généraux et administratifs		(787)	(587)	(624)
Autres charges et produits opérationnels	3	(358)	(551)	(616)
Résultat opérationnel (*)		613	342	180
Résultat financier	5	117	334	587
Résultat courant des entreprises intégrées		730	676	767
Résultat exceptionnel	6	46	135	289
Impôts sur les résultats	7	(209)	(184)	(220)
Résultat net des entreprises intégrées		567	627	836
Quote-part dans les résultats des sociétés mises en équivalence	12	131	20	83
Résultat net avant amortissement des écarts d'acquisition		698	647	919
Amortissement des écarts d'acquisition	8	(152)	(174)	(593)
Résultat net de l'ensemble consolidé		546	473	326
Intérêts minoritaires		(118)	(84)	(86)
Résultat net - part du Groupe		428	389	240
Nombre moyen d'actions		35 442 701	35 442 701	35 442 701
Résultat net par action (en euros)		12,07	10,97	6,77
Résultat net par action dilué		12,07	10,97	6,77

(*) Résultat d'exploitation.

5.4.3 Bilan Consolidé

ACTIF

(en millions d'euros au 31 décembre)	Notes en annexe	2004	2003	2002
Actif immobilisé				
Ecarts d'acquisition nets	8	1 718	1 265	1 537
Immobilisations incorporelles nettes	9	608	482	510
Actifs de démantèlement	10	5 372	9 109	9 223
Immobilisations corporelles nettes	11	3 701	3 447	4 647
Titres mis en équivalence	12	1 240	1 492	1 652
Immobilisations financières	13	3 143	3 299	2 580
Total actif immobilisé		15 782	19 094	20 149
Actif circulant				
Stocks et en-cours	14	2 088	1 619	1 960
Clients et comptes rattachés	15	3 288	2 234	2 552
Autres créances	16	1 869	1 208	1 400
Trésorerie et valeurs mobilières de placement	17	1 632	2 036	3 302
Total actif circulant		8 877	7 097	9 214
Total de l'actif		**24 659**	**26 191**	**29 363**

PASSIF

(en millions d'euros au 31 décembre)	Notes en annexe	2004	2003	2002
Capital		1 347	1 347	1 347
Primes et réserves consolidées		2 583	2 414	2 333
Réserves de conversion		(117)	(37)	100
Résultat net de l'exercice – part du Groupe		428	389	240
Total capitaux propres	18	4 241	4 113	4 020
Autres fonds propres	**19**		**215**	**215**
Intérêts minoritaires	**20**	**776**	**959**	**988**
Pensions et avantages assimilés	21	853	609	568
Provisions pour risques et charges	22	9 632	13 383	14 485
Dettes financières	23	943	800	2 217
Avances et acomptes	24	4 326	3 615	4 066
Fournisseurs et comptes rattachés		1 688	1 009	1 056
Autres dettes d'exploitation	25	2 200	1 488	1 748
Total du passif		**24 659**	**26 191**	**29 363**

5.4.4 Tableau des flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	Notes en annexe	2004	2003	2002
Flux d'exploitation				
Resultat net - part du Groupe		428	389	240
Intérêts minoritaires		118	84	86
Résultat net de l'ensemble		546	473	326
Perte (profit) des sociétés en équivalence net(te) des dividendes reçus		(105)	9	(55)
Dotations nettes aux amortissements et provisions des immobilisations et des valeurs mobilières de placement de plus de trois mois		614	721	786
Dotations nettes aux amortissements des écarts d'acquisition		152	176	594
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges		(561)	(65)	331
Perte (profit) sur cession d'actifs immobilisés et valeurs mobilières de placement plus de trois mois		(107)	(494)	(977)
Autres éléments sans effet de trésorerie		42	19	6
Marge brute d'auto-financement		**581**	**839**	**1 011**
Variation du besoin en fonds de roulement*	**26**	**357**	**379**	**(104)**
Trésorerie provenant des opérations d'exploitation		938	1 218	907
Flux d'investissement				
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles		(519)	(365)	(430)
Acquisitions d'immobilisations financières		(1 431)	(277)	(475)
Variation des avances clients finançant les investissements		-	-	(71)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		105	29	230
Cessions d'immobilisations financières		692	284	262
Trésorerie utilisée par les opérations d'investissement*		(1 153)	(329)	(484)
Flux de financement				
Apports en fonds propres		-	-	-
Dividendes versés		(285)	(297)	(262)
Augmentation (diminution) des dettes financières**		12	(1 670)	72
Trésorerie provenant des opérations de financement		(273)	(1 967)	(190)
Diminution (augmentation) des valeurs mobilières de placement de moins de trois mois		133	621	995
Impact des variations de taux de change		16	(12)	23
Reclassement de la trésorerie		-	(176)	-
Augmentation (diminution) totale de la trésorerie		(339)	(645)	1 250
Trésorerie à l'ouverture		1 367	2 045	1 715
Moins comptes courants financiers***		(12)	-	-
Moins soldes créditeurs bancaires		(71)	(116)	(216)
Moins reclassement des valeurs mobilières de placement		-	-	(819)
Trésorerie à l'ouverture de l'exercice	17	1 284	1 929	680
Trésorerie à la clôture		1 054	1 367	2 045
Reclassement comptes courants financiers***		(11)	(12)	-
Moins soldes créditeurs bancaires		(98)	(71)	(116)
Trésorerie à la clôture de l'exercice	17	945	1 284	1 929

* *Les utilisations des avances reçues sur immobilisations antérieurement classées en augmentation des investissements figurent en variation du besoin en fonds de roulement depuis le 31 décembre 2003. En 2002, le montant des utilisations des avances s'élevait à 71 millions d'euros.*

*** *Les avances rémunérées des clients sont considérées comme des dettes financières depuis le 31 décembre 2003. Elles figuraient dans les avances antérieurement.*

*** *Les comptes courants financiers figurent en trésorerie depuis le 31 décembre 2003. Ils figuraient en autres créances et dettes antérieurement.*

5.4.5. Variation des capitaux propres consolidés

(en millions d'euros)	Nombres d'actions et de certificats d'investissements	Capital	Primes et réserves consolidées	Réserves de conversion	Total Capitaux Propres Groupe	Intérêts minoritaires
31 décembre 2001	35 442 701	1 347	2 569	271	4 187	1 004
Résultat de l'exercice 2002			240		240	86
Dividendes distribués			(220)		(220)	(41)
Variations de périmètre						(24)
Changements de méthode comptable et autres mouvements			(16)		(16)	
Ecarts de conversion				(171)	(171)	(37)
31 décembre 2002	35 442 701	1 347	2 573	100	4 020	988
Résultat de l'exercice 2003			389		389	84
Dividendes distribués			(220)		(220)	(77)
Variations de périmètre						(2)
Changements de méthode comptable et autres mouvements*			61	(9)	52	
Ecarts de conversion				(128)	(128)	(34)
31 décembre 2003	35 442 701	1 347	2 803	(37)	4 113	959
Résultat de l'exercice 2004			428		428	117
Dividendes distribués			(220)		(220)	(65)
Variations de périmètre						(240)
Changements de méthode comptable et autres mouvements						
Ecarts de conversion				(80)	(80)	5
31 décembre 2004	35 442 701	1 347	3 011	(117)	4 241	776

* *Les autres mouvements correspondent, en 2003, au reclassement du solde d'une dette de précompte antérieurement comptabilisée en "autres dettes d'exploitation", cette dette étant devenue sans objet.*

5.4.6. Information sectorielle

PAR POLE D'ACTIVITE

2004

(en millions d'euros sauf effectifs)	Amont	Réacteurs et Services	Aval	Trans-mission & Distribution	Connectique	Corporate et Autres et éliminations	Total Groupe
Résultats							
Chiffre d'affaires brut	2 599	2 308	2 123	**3 186**	**1 289**	(396)	11 109
Ventes inter-pôles	(74)	(162)	(178)	**-**	**-**	414	-
Chiffre d'affaires contributif	2 524	2 146	1 946	**3 186**	**1 289**	18	11 109
Résultat opérationnel	314	90	177	**31**	**80**	(79)	613
% du CA	*12,4*	*4,2*	*9,1*	***1,0***	***6,2***	*n.a.*	*5,5*
Autres							
Actifs immobilisés	2 135	515	9 061	**1 096**	**656**	2 320	15 782
Capitaux employés*	2 184	670	(132)	**1 330**	**1 318**	527	5 897
Effectifs	10 952	14 066	10 697	**21 816**	**12 160**	378	70 069

2003

(en millions d'euros sauf effectifs)	Amont	Réacteurs et Services	Aval	Energie	Connectique	Corporate et Autres et éliminations	Total Groupe
Résultats							
Chiffre d'affaires brut	2 707	2 288	2 226	**7 221**	**1 338**	(304)	8 255
Ventes inter-pôles	(24)	(164)	(203)	**(391)**	**0**	391	0
Chiffre d'affaires contributif	2 683	2 124	2 023	**6 830**	**1 338**	87	8 255
Résultat opérationnel	316	52	155	**523**	**(114)**	(67)	342
% du CA	*11,8*	*2,4*	*7,7*	***7,7***	***(8,5)***	*n.a.*	*4,1*
Autres							
Actifs immobilisés	2 662	693	12 289	**15 664**	**729**	2 721	19 094
Capitaux employés*	2 000	721	282	**3 003**	**1 407**	495	4 905
Effectifs	9 719	13 251	10 542	**33 512**	**12 211**	2 288	48 011

2002

(en millions d'euros sauf effectifs)	Amont	Réacteurs et Services	Aval	Energie	Connectique	Corporate et Autres et éliminations	Total Groupe
Résultats							
Chiffre d'affaires brut	2 586	2 075	2 273	**6 934**	**1 560**	(229)	8 265
Ventes inter-pôles	(24)	(143)	(185)	**(352)**	**0**	352	0
Chiffre d'affaires contributif	2 562	1 932	2 088	**6 581**	**1 560**	124	8 265
Résultat opérationnel	319	64	236	**619**	**(406)**	(33)	180
% du CA	*12,4*	*3,3*	*11,3*	***9,4***	***(26,0)***	*n.a.*	*2,2*
Autres							
Actifs immobilisés	2 076	551	12 057	**14 684**	**944**	4 521	20 149
Capitaux employés*	1 955	906	504	**3 365**	**1 719**	453	5 536
Effectifs	9 536	13 549	10 719	**33 804**	**14 015**	2 328	50 147

** Les capitaux employés représentent la somme des éléments suivants :*
- les immobilisations nettes, corporelles et incorporelles,
- les écarts d'acquisition bruts (à l'exclusion de ceux relatifs aux sociétés mises en équivalence), sous déduction des amortissements exceptionnels résultant de tests de dépréciation,
- le besoin en fonds de roulement opérationnel,
- diminuée des avances clients sur immobilisations.

PAR ZONE GEOGRAPHIQUE

Chiffre d'affaires net par destination

Le Groupe a revu la définition des zones géographiques afin de tenir compte de l'acquisition d'AREVA T&D. En particulier, la zone "Autres pays" a été scindée en "Afrique et Moyen-Orient" et "Autres". L'Asie-Pacifique intègre désormais l'Inde, la Nouvelle-Zélande et l'Australie. Afin d'assurer la comparabilité, le chiffre d'affaires par zone géographique 2003 a été recalculé en tenant compte des nouvelles zones géographiques.

2004

(en millions d'euros)	Amont	Réacteurs et services	Aval	Trans-mission & distribution	Energie	Connectique	Corporate et Autres et éliminations	Total Groupe
France	1 051	844	1 027	208	3 130	95	6	3 231
Europe (hors France)	557	530	403	1 156	2 646	470	1	3 117
Amérique	623	658	138	448	1 867	319	10	2 196
Asie-Pacifique	252	91	377	716	1 436	350	1	1 787
Afrique et Moyen-Orient	41	23	1	649	714	49	-	763
Autres pays	-	-	-	9	9	6	-	15
Total	2 524	2 146	1 946	3 186	9 802	1 289	18	11 109

2003

(en millions d'euros)	Amont	Réacteurs et services	Aval	Energie	Connectique	Corporate et Autres et éliminations	Total Groupe
(Nouvelles zones géographiques)							
France	1 083	849	983	2 915	113	1	3 029
Europe (hors France)	697	470	355	1 522	477	11	2 010
Amérique	588	695	118	1 401	338	56	1 795
Asie-Pacifique	290	91	566	947	360	16	1 323
Afrique et Moyen-Orient	24	18	0	42	49	4	95
Autres pays	1	1	1	3	0	0	3
Total	2 683	2 124	2 023	6 830	1 337	88	8 255

2003

(en millions d'euros)	Amont	Réacteurs et services	Aval	Energie	Connectique	Corporate et Autres et éliminations	Total Groupe
(Publié)							
France	1 083	849	983	2 915	113	1	3 029
Europe (hors France)	697	469	355	1 521	462	11	1 994
Amérique	588	649	118	1 355	305	53	1 713
Asie-Pacifique	291	93	566	950	378	20	1 348
Autres pays	24	64	1	89	79	3	171
Total	2 683	2 124	2 023	6 830	1 337	88	8 255

2002

(en millions d'euros)	Amont	Réacteurs et services	Aval	Energie	Connectique	Corporate et Autres et éliminations	Total Groupe	2001 Total
France	1 081	817	1 139	**3 033**	**197**	7	3 242	4 194
Europe (hors France)	584	385	259	**1 227**	**414**	5	1 646	1 837
Amérique	592	489	127	**1 208**	**411**	84	1 703	1 383
Asie-Pacifique	281	118	555	**954**	**387**	9	1 350	1 122
Autres pays	24	123	7	**153**	**151**	20	324	366
Total	2 562	1 932	2 087	6 575	1 560	125	8 265	8 902

Actifs corporels immobilisés

2004

(en millions d'euros)	Amont	Réacteurs et services	Aval	Trans-mission & distribution	Energie	Connectique	Corporate et Autres	Total
France	314	103	2 053	**84**	**2 554**	**52**	44	2 650
Europe (hors France)	83	17	-	**152**	**252**	**108**	3	363
Amérique	294	39	2	**40**	**375**	**13**	26	414
Asie- Pacifique	-	-	-	**72**	**72**	**179**	-	251
Afrique et Moyen-Orient	23	-	-	-	**23**	-	-	23
Total	713	159	2 055	349	3 276	351	74	3 701

2003

(en millions d'euros)	Amont	Réacteurs et services	Aval	Energie	Connectique	Corporate et Autres	Total	2002 Total
(Nouvelles zones géographiques)								
France	284	95	2 169	**2 548**	**52**	69	2 669	3 791
Europe (hors France)	84	13	0	**97**	**107**	6	210	202
Amérique	269	40	2	**311**	**115**	29	455	492
Asie-Pacifique	1	-	-	**1**	**102**	-	103	152
Afrique et Moyen-Orient	10	-	-	**10**	-	-	10	10
Total	648	148	2 171	2 967	376	104	3 447	4 647

5.5. Annexe aux comptes consolidés

Tous les montants sont présentés en millions d'euros, sauf indication contraire. En raison des arrondis, certains totaux peuvent ne pas être arithmétiques.

Note 1. Principes comptables

Les comptes consolidés d'AREVA sont établis en conformité avec les règles et méthodes comptables relatives aux comptes consolidés approuvées par arrêté du 22 juin 1999 portant homologation du règlement 99-02 modifié par le règlement n° 2004-03 du Comité de Réglementation Comptable (CRC). Le Groupe applique les méthodes préférentielles recommandées par le règlement 99-02.

Les états financiers des sociétés consolidées par intégration globale et par intégration proportionnelle sont retraités en application des principes du Groupe.

1.1. Changement de présentation des comptes

1.1.1 Changement de présentation des comptes en 2004

Provisions pour pertes à terminaison

Les provisions pour pertes à terminaison, antérieurement classées en autres produits et charges opérationnels, sont classées en 2004 en coût des ventes dans un souci de meilleure lisibilité des comptes. Les reprises de provisions pour pertes à terminaison figurant en marge brute au 31 décembre 2004 s'élèvent à 30 millions d'euros.

L'impact des pertes à terminaison sur le résultat des années 2002 et 2003 est le suivant :

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Dotations/reprises des provisions pour pertes à terminaison	30	(28)	0

Impacts de la loi sur la sécurité financière

OPCVM contrôlés par AREVA

AREVA a retenu l'option ouverte par le communiqué du Conseil National de la Comptabilité du 8 février 2005, autorisant la non consolidation au 31 décembre 2004 des OPCVM contrôlés par les sociétés commerciales dans la mesure où les conditions fixées par ce communiqué sont simultanément réunies par AREVA :

1 - L'OPCVM ne réalise pas d'opérations directes ou indirectes sur les instruments financiers émis par l'investisseur.
2 - L'OPCVM réalise exclusivement des placements financiers qui n'ont pas un caractère stratégique pour l'investisseur.
3 - L'investisseur ne tire aucun avantage et ne supporte aucun risque, directement ou indirectement, autre que ceux normalement associés aux placements dans l'OPCVM et ceci proportionnellement à sa participation (par exemple : réalisation d'opérations hors conditions du marché).
4 - L'OPCVM ne comporte pas d'endettement ou d'engagements passifs hormis ceux résultant de ses opérations courantes.

Les OPCVM contrôlés par AREVA, constitués de Fonds Communs de Placement (FCP) actions et FCP de taux, restent comptabilisés en "Immobilisations financières" comme les années précédentes (cf. Note 1.7).

TSDI Lilly Financial Corporation Limited

A compter du 1er janvier 2004, en application de la loi sur la sécurité financière, la société d'investissement Lilly Financial Corporation Limited détentrice du TSDI et du dépôt de garantie est consolidée dans les comptes d'AREVA. Cette consolidation a pour effet d'éliminer du bilan consolidé du Groupe le montant du TSDI (215 millions d'euros) classé en autres fonds propres (cf. Note 19) et le montant du dépôt de garantie (180 millions d'euros) classé en autres immobilisations financières (cf. Note 13), le solde net au 1er janvier 2004, soit 36 millions d'euros, étant reclassé en dettes financières (cf. Note 23).

1.1.2 Changement de présentation des comptes en 2003

La présentation du bilan a fait l'objet de trois modifications au cours de l'exercice 2003 :

- Provisions pour charges restant à encourir

Dans la perspective de l'évolution vers les normes comptables internationales, la provision pour charges restant à encourir (PCE) dont le montant s'élevait à 962 millions d'euros au 31 décembre 2002 a été reprise dans son intégralité, et concomitamment une dotation aux amortissements des immobilisations corporelles (cf. Note 11) a été comptabilisée au 1er janvier 2003. Cette provision, qui avait été constituée dans le cadre de contrats prévoyant la réalisation d'investissements financés par des clients sur une durée contractuelle inférieure à la durée d'amortissement de ces immobilisations, correspondait, en substance, au solde d'amortissement relatif aux immobilisations financées.

- Actif financier dédié au démantèlement des installations

Le groupe AREVA a l'obligation juridique de procéder lors de l'arrêt définitif de tout ou partie de ses installations industrielles à leur mise en sécurité et à leur démantèlement. Pour faire face à cette obligation qui se traduit au passif par une provision pour obligations de fin de cycle (cf. Note 22), le Groupe a

dédié certains de ses actifs financiers. Au 31 décembre 2003, ces actifs financiers dédiés incluaient 576 millions d'euros de trésorerie se répartissant comme suit : 398 millions d'euros de Fonds Communs de Placement (FCP de taux) et 178 millions d'euros de liquidités. A des fins de meilleure lisibilité des comptes, le Groupe a décidé de regrouper l'ensemble des actifs dédiés au démantèlement, y compris les FCP de taux et les liquidités, dans une seule rubrique comprise dans le poste immobilisations financières (cf. Note 13).

- Avances rémunérées des clients

Les avances rémunérées ont été reclassées au 1er Janvier 2003 en dettes financières pour 382 millions d'euros afin de mieux refléter leur nature de dettes portant intérêts. Leur montant s'élève à 416 millions d'euros au 31 décembre 2003 (cf. Note 23).

Ces reclassements n'ont pas d'incidence sur le résultat et les capitaux propres.

1.1.3 Changement de présentation des comptes en 2002

Traitement des obligations de fin cycle (démantèlement des installations nucléaires, décontamination et reprise et conditionnement des déchets) et actifs de démantèlement.

En application du règlement CRC n° 2000/06, le Groupe a, pour les installations nucléaires qu'il exploite, modifié à compter du 1er janvier 2002 le mode de constitution des provisions au titre des obligations de fin de cycle de ces installations (démantèlement, décontamination et reprise et conditionnement des déchets). Le coût total estimé des obligations de fin de cycle est désormais provisionné dès la mise en service actif, y compris, le cas échéant, la quote-part financée par des tiers. Antérieurement, seul le montant prévisionnel des coûts restant à la charge du Groupe était provisionné progressivement sur la durée prévisionnelle d'utilisation des installations. La contrepartie de cette provision est portée à l'actif du bilan, sous la rubrique "Actifs de démantèlement". Cette rubrique enregistre la part à terme estimée, restée à la charge du Groupe, amortissable sur la durée prévisionnelle d'utilisation des installations, et la part financée par des tiers, destinée à être reclassée en créances dès que les conditions contractuelles l'autorisent et au plus tard au fur et à mesure de la réalisation des opérations.

Le montant de la provision est déterminé sur la base de devis, sans actualisation des coûts futurs. Les effets de l'inflation sont comptabilisés au bilan en augmentation de la provision pour obligations de fin de cycle avec pour contrepartie :

- au titre de la charge de l'année, le résultat financier (pour les sociétés du Groupe qui ont constitué un portefeuille de titres dédié aux obligations de démantèlement) ou le résultat opérationnel (pour les sociétés du Groupe qui n'ont pas constitué de portefeuille de titres dédié) et,
- pour la part postérieure à la clôture de l'exercice, les actifs de démantèlement, puis amortis linéairement sur la durée résiduelle des installations pour la part restant à la charge du Groupe.

L'application de ce changement de méthode comptable, sans incidence sur les capitaux propres à l'ouverture, se traduit par une augmentation au 1er janvier 2002 des provisions pour obligations de fin de cycle pour 8 918 millions d'euros et la création d'un actif de démantèlement de même montant. Au compte de résultat, la dotation aux provisions pour obligations de fin de cycle, antérieurement pratiquée, est remplacée par l'amortissement de l'actif de démantèlement déterminé selon des règles de calcul identiques à celles retenues antérieurement et spécifiées ci-dessus.

1.2. Méthode de consolidation

Les comptes consolidés regroupent les états financiers arrêtés au 31 décembre 2004 d'AREVA et de ses filiales dont elle a le contrôle exclusif ou dans lesquelles elle exerce soit un contrôle conjoint, soit une influence notable sur la gestion et la politique financière.

Les sociétés dont AREVA a le contrôle exclusif sont consolidées selon la méthode de l'intégration globale. Les sociétés sur lesquelles AREVA exerce un contrôle conjoint sont consolidées selon la méthode de l'intégration proportionnelle. Les sociétés sur lesquelles AREVA exerce une influence notable sur la gestion et la politique financière sont mises en équivalence.

La part des minoritaires dans les sociétés dont la situation nette est négative est prise en charge en totalité par le Groupe sauf accord explicite de prise en charge par les minoritaires concernés ou lorsque la recouvrabilité de la créance n'est pas remise en cause.

1.3. Regroupements d'entreprises – écarts d'acquisition

La différence à la date d'acquisition entre le prix de revient des titres d'une société et la juste valeur des actifs et passifs correspondants est constatée en "Ecarts d'acquisition" si elle est positive et en "Provisions pour risques et charges" si elle est négative.

Le Groupe se réserve la possibilité de poursuivre, dans un délai maximum d'un an à compter de la date de prise de contrôle,

les études nécessaires pour réaliser une affectation de l'écart de première consolidation entre écart d'évaluation et écart résiduel d'acquisition.

Les écarts d'acquisition du secteur de l'Energie et du secteur de la Connectique sont amortis linéairement sur des durées dépendantes de la nature de l'activité mais n'excédant pas 20 ans. Les écarts d'acquisition, positifs ou négatifs, inférieurs à 1,5 million d'euros sont enregistrés en résultat dans l'année de l'acquisition. Les écarts d'acquisition négatifs sont repris en résultat sur une période de cinq ans maximum.

Par ailleurs, les écarts d'acquisition font l'objet d'un test de dépréciation d'actifs pouvant donner lieu à des amortissements exceptionnels dont les modalités de calcul sont exposées en Note 1.8.

1.4. Immobilisations incorporelles

Frais d'établissement

Ils sont totalement amortis durant l'exercice au cours duquel ils sont encourus.

Frais de recherche et développement

Les coûts liés aux activités de recherche non financées par des tiers et les projets de développement sont comptabilisés en charges de l'exercice au cours duquel ils sont encourus.
Les coûts de recherche et développement, comptabilisés en charges et présentés séparément dans le compte de résultat, sont constitués des frais de personnel, du coût des achats et des services, des redevances et des amortissements des immobilisations directement attribuables aux activités de recherche et développement.

Etudes et travaux d'exploration minière

Les études et travaux d'exploration minière sont évalués selon les règles suivantes. En l'absence de découverte d'un gisement laissant présager une probable exploitation commerciale, ces études et travaux sont inscrits en charges de l'exercice. Les frais de recherche minière se rapportant à un projet qui, à la date de clôture des comptes, a de sérieuses chances de réussites techniques et de rentabilité commerciale sont immobilisés. Ils sont valorisés en incorporant des coûts indirects à l'exclusion des charges administratives. Les frais de recherche minière immobilisés sont amortis au prorata du tonnage extrait de ces réserves qu'ils ont permis d'identifier.

Autres immobilisations incorporelles

Les coûts de conception des logiciels sont immobilisés et amortis sur leur durée probable d'utilisation ; les dépenses d'études préalables sont enregistrées dans les charges de l'exercice au cours duquel elles ont été engagées. Les marques ne sont pas amorties. Si la valeur actuelle de ces marques devient inférieure à leur valeur comptable, une provision pour dépréciation est alors constatée.

1.5. Actifs de démantèlement

En application du règlement CRC n° 2000-06 relatif aux passifs, le Groupe provisionne les obligations de fin de cycle comme détaillé en Note 1.16. En contrepartie, le Groupe constate un actif de démantèlement constitué de deux éléments : la part financée par l'entreprise et la part devant être financée par des clients.

La part devant être financée par des clients n'est pas amortie. La part des coûts qui reste imputable au Groupe est amortie linéairement sur la durée de vie des installations concernées.

1.6. Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles figurent au bilan pour leur valeur d'acquisition.

L'amortissement des immobilisations corporelles est calculé selon le mode estimé le plus représentatif de la dépréciation économique des biens. Les terrains miniers sont amortis sur la durée de vie du gisement, les agencements et aménagements des terrains sur dix ans, les constructions entre 10 et 45 ans, les installations techniques, matériels et outillages industriels autres que les installations nucléaires sur cinq à dix ans, les installations générales et agencements divers sur 10 à 20 ans, les matériels de transport, matériels de bureau, matériels informatiques et mobiliers sur trois à dix ans.

En ce qui concerne les installations nucléaires, le Groupe pratique un amortissement linéaire sur la durée de vie des installations concernées, mesurée en considération de la durée des portefeuilles de contrats, existants ou raisonnablement estimés, exécutés dans ces installations. Les durées d'amortissement ont été fixées sur la base des contrats actuellement signés et dans la limite de la durée de vie technique des usines à des conditions économiques normales, soit pour les principales installations à :

- 2010 pour l'usine d'enrichissement du Tricastin à Pierrelatte (Eurodif),
- 2015 pour l'usine de traitement de combustibles usés de La Hague (COGEMA),
- 2017 pour l'usine de recyclage Mox à Marcoule (Melox).

Ces durées seront révisées en cas d'évolution significative de l'horizon du carnet de commandes du Groupe.

Les contrats de location financement figurent à l'actif du bilan, et sont amortis selon les modalités identiques à celles décrites ci-dessus.

Les immobilisations financées par les clients sont amorties sur la durée des contrats correspondants.

1.7. Immobilisations financières

Les immobilisations financières comprennent notamment des titres de participation dans des sociétés non consolidées, et des titres immobilisés de l'activité de portefeuille, dont une partie importante est dédiée au financement des dépenses futures de démantèlement des installations et de reprise et conditionnement des déchets (cf. Note 13). A des fins de meilleure lisibilité des comptes, le Groupe regroupe l'ensemble des actifs dédiés au démantèlement, y compris les FCP de taux et les liquidités, dans une seule rubrique comprise dans le poste "Immobilisations financières" (cf. Note 13).

Les méthodes d'évaluation des titres dédiés et non dédiés sont identiques : ces titres sont valorisés au coût historique d'acquisition, et font l'objet d'une dépréciation lorsque leur valeur d'inventaire, appréciée ligne de titres par ligne de titres, devient inférieure à leur coût historique.

Les Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) regroupent les investissements dans des titres, soit par détention directe, soit sous forme d'OPCVM (Fonds Communs de Placement Actions et Fonds Communs de Placement de Taux), opérés dans une perspective à moyen ou long terme.

En ce qui concerne les OPCVM, AREVA a choisi d'appliquer l'exception prévue par le communiqué du 8 février 2005 du Conseil National de la Comptabilité et de ne pas les consolider compte tenu du respect des conditions édictées par le CNC (cf. Note 1.1.1).

La valeur d'inventaire des TIAP est déterminée suivant les méthodes définies ci-dessous :

- Lignes de titres détenus directement : la valeur d'inventaire est la plus élevée
  (a) du cours de bourse à la clôture de l'exercice, et
  (b) de la valeur d'utilité du titre, déterminée comme égale à la moyenne entre (1) les valeurs de marché établies par un panel stable d'analystes financiers externes à la clôture de l'exercice et (2) la valorisation à moyen terme tenant compte du taux de croissance des bénéfices futurs, du taux de risque des marchés actions et du taux de risque spécifique à l'entreprise détenue. Une provision pour dépréciation n'est constatée qu'après la réalisation d'un test de dépréciation basé sur les cours de bourse : si la moyenne des cours de bourse d'une ligne de titres au cours des six derniers mois précédant la clôture est inférieure de plus de 20 % (ou 30 % en cas de forte volatilité) à sa valeur comptable, une provision pour dépréciation est constatée en comparant la valeur d'inventaire telle que définie ci-dessus et la valeur comptable.

- Lignes de titres détenus sous forme d'OPCVM :
  - FCP actions : la valeur d'inventaire est la plus élevée
  (a) de la valeur liquidative à la clôture, et
  (b) de la moyenne mobile de sa valeur liquidative boursière sur une durée maximale de 24 mois précédant la clôture.
  - FCP de taux : la valeur d'inventaire est égale à la valeur de marché à la date de clôture.

1.8. Dépréciation des actifs immobilisés

Les actifs immobilisés (autres que les actifs couvrant des avantages accordés au personnel et les immobilisations financières) font l'objet de tests de dépréciation d'actifs lorsqu'il existe des indications internes ou externes que ces actifs ont pu perdre une partie de leur valeur, conformément au règlement CRC n° 2002-10.

Une provision pour dépréciation ou un amortissement exceptionnel est comptabilisé en résultat lorsque la valeur comptable d'un actif est supérieure à sa valeur recouvrable. La valeur recouvrable d'un actif est la valeur la plus élevée entre sa valeur vénale (prix de vente net) et sa valeur d'utilité. La valeur d'utilité est la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs estimés attendus de l'utilisation continue d'un actif, augmentée, le cas échéant, de sa valeur de sortie à la fin de sa durée de vie prévue.

Les provisions pour dépréciation ou les amortissements exceptionnels d'un actif sont appréciés en fonction de la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle l'actif appartient. Une unité génératrice de trésorerie correspond au plus petit ensemble d'actifs dont l'utilisation génère des entrées de trésorerie de façon indépendante des autres actifs ou ensembles d'actifs du Groupe ; elle inclut les écarts d'acquisition qui lui sont attribuables. Toute dépréciation d'une unité génératrice de trésorerie est d'abord attribuée à l'écart d'acquisition affecté à cette unité.

Une provision pour dépréciation comptabilisée lors d'exercices antérieurs est reprise en résultat si et seulement si il y a eu un changement favorable dans les estimations utilisées pour déterminer la valeur recouvrable de l'actif depuis la dernière comptabilisation d'une provision pour dépréciation. Les amortissements exceptionnels des écarts d'acquisition ont un caractère définitif.

1.9. Stocks et en-cours

Les stocks et en-cours sont évalués à leur coût de revient pour les biens produits, à leur coût d'acquisition pour les biens acquis à titre onéreux. A chaque clôture, ce coût est éventuellement corrigé par une provision pour dépréciation lorsque ce coût est supérieur à la valeur probable de réalisation. Les charges financières et les frais de recherche et développement ne sont pas pris en compte dans la valorisation des stocks et en-cours. Le coût des programmes de recherche et développement financés par des clients mais non encore facturés figurent en en-cours.

1.10. Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières de placement sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur valeur d'inventaire si celle-ci est inférieure. Dans le cas où leur valorisation à la date de clôture fait apparaître une moins-value globale par catégorie de titres, une provision pour dépréciation est comptabilisée à due concurrence. La valeur d'inventaire des obligations, BTAN et FCP de taux détenus dans le cadre de la gestion des avances sur contrats, est égale au cours de négociation du dernier jour de l'exercice ; la valeur d'inventaire des autres valeurs mobilières de placement est égale à la moyenne des cours de bourse du dernier mois de l'exercice.

1.11. Autres fonds propres

Jusqu'au 31 décembre 2003, le montant brut de l'émission de Titres Subordonnés à Durée Indéterminée (TSDI) était enregistré dans un compte "Autres fonds propres" et conservé à sa valeur historique.

Le montant du dépôt qui a été soustrait de cette émission et versé à une société d'investissement était comptabilisé dans le compte "Autres immobilisations financières". L'appréciation de ce dépôt au cours de l'exercice était constatée en produit financier.

A compter du 1er janvier 2004, la société détentrice du TSDI est consolidée (cf. Note 2.1.1.2.).

1.12. Conversion des états financiers des sociétés étrangères

La conversion des comptes des sociétés étrangères obéit aux principes suivants :

- les postes du bilan sont convertis au taux de clôture, à l'exception des éléments de la situation nette qui sont maintenus aux taux historiques,
- les opérations du compte de résultat sont converties aux taux moyens annuels,
- les différences de conversion sur le résultat et les capitaux propres sont portées directement en situation nette sous la rubrique "Ecarts de conversion" pour la part du Groupe.

1.13. Conversion des opérations en monnaies étrangères et instruments financiers

Les pertes et profits de change latents sont constatés en résultat. Lorsque les opérations traitées en devises sont assorties d'opérations parallèles destinées à couvrir les conséquences de la fluctuation du cours des devises, l'élément couvert et l'instrument de couverture sont comptabilisés symétriquement. Les pertes et profits de change liés au financement en devises (emprunts externes ou avances assimilées à des fonds propres) des investissements à long terme des filiales étrangères sont portés en capitaux propres.

Les opérations de change conclues sur les marchés financiers sont destinées à couvrir le risque de change induit par les activités du Groupe. A la clôture de l'exercice, tous les éléments d'actif, de passif et hors bilan ne faisant pas l'objet d'une couverture, libellés en devises étrangères, sont valorisés au cours officiel au 31 décembre. Lorsque les opérations de change à terme ont pour objet de couvrir des avances long terme libellées en devises, les résultats de change latents calculés à la clôture sur la couverture et l'élément couvert sont enregistrés directement en résultat. Les opérations conclues sur le marché à terme des instruments financiers ont pour objet de gérer le risque de taux associé aux placements réalisés par le Groupe. Les échéances semestrielles à taux variable des TSDI sont partiellement couvertes au moyen de swaps de taux d'intérêts.

1.14. Impôts différés

La société AREVA est admise au régime du bénéfice fiscal consolidé prévu à l'article 209 quinquies du Code général des impôts, depuis le 1er janvier 1983. L'application de ce régime a fait l'objet d'une demande de renouvellement pour la période 2005 à 2007. L'impôt qui résulte de l'application de ce régime est comptabilisé sur la ligne "Impôt sur les résultats", qu'il s'agisse d'une charge ou d'une restitution d'impôt.

Les impôts différés sont déterminés pour chaque entité fiscale sur la base des différences entre les valeurs consolidées et les valeurs fiscales des éléments d'actif et de passif et selon la méthode du report variable.

Les différences temporaires imposables nettes entraînent la comptabilisation d'impôts différés passifs.

Les différences temporaires déductibles nettes, les déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés entraînent la comptabilisation d'impôts différés actifs à hauteur des montants dont la récupération future est probable. Les actifs d'impôt font l'objet d'une analyse au cas par cas, en fonction des prévisions de résultat à moyen terme, sur un horizon de trois à cinq ans.

1.15. Pensions et avantages assimilés

Le Groupe comptabilise la totalité du montant de ses engagements en matières de retraite, préretraite, indemnités de départs, couverture médicale, médailles du travail, prévoyance et autres engagements assimilés, tant pour le personnel actif que pour le personnel retraité selon la recommandation n° 2003-R.01 du 1er avril 2003 relative aux règles de comptabilisation et d'évaluation des engagements de retraite et avantages similaires.

Pour les régimes à cotisations définies, les paiements du Groupe sont constatés en charges de la période à laquelle ils sont liés.

Pour les régimes à prestations définies, les coûts des prestations sont estimés en utilisant la méthode des unités de crédit projetées. Selon cette méthode, les droits à prestation sont affectés aux périodes de service en fonction de la formule d'acquisition des droits du régime. Si les services rendus au cours d'exercices ultérieurs aboutissent à un niveau de droits à prestations supérieur de façon significative à celui des exercices antérieurs, l'entreprise doit affecter les droits à prestations sur une base linéaire.

Le montant des paiements futurs correspondant aux avantages accordés aux salariés est évalué sur la base d'hypothèses d'évolution des salaires, d'âge de départ, de mortalité, puis ramenés à leur valeur actuelle sur la base des taux d'intérêt des obligations à long terme des émetteurs de première catégorie.

Les écarts actuariels postérieurs au 1er janvier 2001 sont étalés sur la durée de vie active résiduelle moyenne attendue du personnel participant à ces régimes, pour la partie excédant de plus de 10 % la plus grande des valeurs suivantes :

- valeur actualisée de l'obligation à la date de clôture au titre des prestations définies à la date de clôture,
- juste valeur des actifs du régime à la date de clôture.

Les coûts des modifications de régime sont étalés sur la période d'acquisition des droits.

1.16. Provisions

Une provision est constituée dès lors qu'il existe une obligation à l'égard d'un tiers à la date de clôture, cette obligation pouvant être légale, contractuelle ou implicite, et une sortie probable de ressources sans contrepartie au moins équivalente attendue après la date de clôture. Cette sortie de ressources doit pouvoir être estimée avec une fiabilité suffisante pour pouvoir constituer une provision.

Le fait générateur de l'obligation est le dommage causé aux tiers et non la notification du litige ou l'engagement de procédures par les tiers à l'encontre de l'entreprise.

En application du règlement CRC n° 2000-06, le Groupe constitue, pour les installations nucléaires qu'il exploite, compte tenu du caractère immédiat de la dégradation, une provision représentant le coût total estimé des obligations de fin de cycle dès la mise en service actif, y compris, le cas échéant, la quote-part financée par des tiers (cf. Note 22). La contrepartie de cette provision est portée à l'actif du bilan, sous la rubrique "Actifs de démantèlement".

Le montant de la provision est déterminé sur la base de devis, sans actualisation des coûts futurs. Les effets de l'inflation sont comptabilisés au bilan en augmentation de la provision pour obligations de fin de cycle avec pour contrepartie :

- au titre de la charge de l'année, le résultat financier (pour les sociétés du Groupe qui ont constitué un portefeuille de titres dédié aux obligations de démantèlement) ou le résultat opérationnel (pour les sociétés du Groupe qui n'ont pas constitué de portefeuille de titres dédié) et,
- pour la part postérieure à la clôture de l'exercice, les actifs de démantèlement, sont ensuite amortis linéairement sur la durée résiduelle des installations pour la part restant à la charge du Groupe.

Les passifs éventuels correspondant à une obligation qui n'est ni probable ni certaine à la date de clôture ne sont pas provisionnés. Une information est donnée, s'ils sont significatifs, dans la Note 30.

1.17. Reconnaissance du chiffre d'affaires

Chiffre d'affaires et résultat sur contrats à long terme

AREVA applique la méthode préférentielle de la reconnaissance du chiffre d'affaires et du résultat à l'avancement sur les contrats à long terme, conformément à l'avis 99.10 du Conseil National de la Comptabilité, et au règlement CRC 99.08.

En application de cette méthode, le chiffre d'affaires relatif aux contrats dont l'exécution se situe dans au moins deux périodes comptables différentes est comptabilisé au fur et à mesure de l'avancement des travaux. Le résultat de ces contrats est

également comptabilisé en appliquant le degré d'avancement à la date d'arrêté.

Les produits financiers résultant de conditions financières contractuelles se traduisant par des excédents significatifs de trésorerie pendant tout ou partie de la durée du contrat sont inclus dans les produits du contrat.

Lorsque le résultat estimé à terminaison est négatif, la perte à terminaison, sous déduction de la perte déjà comptabilisée à l'avancement, est constatée immédiatement et fait l'objet d'une provision.

Chiffre d'affaires autre que sur contrats à long terme

Le chiffre d'affaires sur les ventes de produits est reconnu à la date du transfert de propriété. Le chiffre d'affaires sur les prestations de services est reconnu lorsque les services ont été rendus aux clients.

1.18. Tableau des flux de trésorerie

Le Groupe applique la "méthode indirecte" pour la présentation des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles.

La trésorerie est composée des éléments suivants : caisses, soldes bancaires disponibles, placements à court terme à échéance de moins de trois mois à l'origine et comptes courants financiers.

Les acquisitions (cessions) de valeurs mobilières de placement à plus de trois mois ne relèvent pas, pour le Groupe, de la politique d'investissement, mais sont des décisions d'optimisation de la trésorerie. Elles ne sont donc pas incluses dans les flux de trésorerie d'investissement mais sont présentées en diminution (augmentation) de la variation des disponibilités, qui détermine la variation de la trésorerie.

1.19. Subventions d'investissement

Les subventions d'investissement sont rapportées linéairement au résultat suivant un échéancier cohérent avec la durée des amortissements des immobilisations corporelles ainsi subventionnées.

Le montant net des subventions d'investissement est classé en autres dettes d'exploitation.

1.20. Informations pro forma et informations historiques reconstituées

Afin de permettre une meilleure comparabilité des comptes et une meilleure appréciation de l'évolution des résultats, le Groupe établit des comptes pro forma pour l'exercice en cours et pour l'exercice précédent en cas d'acquisitions ou de cessions entraînant, pour l'ensemble des opérations d'un exercice donné, une variation du total de bilan, du chiffre d'affaires ou du résultat opérationnel consolidé de plus de 25 %.

Les comptes pro forma sont établis sur la base des principes suivants :

- à partir de données historiques auditées,
- en retraitant les frais (produits) financiers liés à l'acquisition (cession) et les amortissements des écarts d'évaluation et d'acquisition,
- en appliquant les méthodes comptables utilisées par le Groupe.

En cas d'acquisition supérieure aux seuils mentionnés ci-dessus et en l'absence de données comptables historiques auditées, le Groupe établit des informations historiques reconstituées a posteriori.

Les comptes pro forma ou les données reconstituées ne représentent pas nécessairement les résultats qui auraient été effectivement constatés dans les comptes consolidés si les opérations étaient intervenues à la date indiquée. Elles ne peuvent non plus être utilisées pour présumer de l'évolution future des résultats consolidés.

Note 2. Périmètre

2.1. Sociétés consolidées (France/Etranger)

(nombre de sociétés)	2004		2003		2002	
Mode de consolidation	Etrangères	Françaises	Etrangères	Françaises	Etrangères	Françaises
Intégration globale	159	90	91	81	97	91
Mise en équivalence	4	8	8	10	8	11
Intégration proportionnelle	12	0	6	3	6	2
Sous-total	175	98	105	94	111	104
Total	**273**		**199**		**215**	

2.1.1 Opérations réalisées en 2004

Les principales variations de périmètre de l'exercice sont les suivantes.

2.1.1.1 Acquisition de la branche d'activité Transmission & Distribution d'Alstom

Le groupe AREVA a signé le 9 janvier 2004 avec le groupe Alstom l'accord d'acquisition définitif des activités Transmission et Distribution, après accord de la Commission européenne et des autorités de la concurrence des pays concernés.

L'activité de T&D, Transmission & Distribution électrique, est une part importante de la chaîne de valeur du secteur de l'énergie électrique, elle se situe entre la génération électrique et les utilisateurs finaux, grandes et petites entreprises et consommateurs intérieurs. Le marché auquel s'adresse T&D commence à la sortie de la centrale électrique et se termine avant le raccordement au réseau du consommateur industriel ou privé. A l'intérieur de ce marché, T&D fournit les équipements permettant la transformation de l'énergie électrique, tels les transformateurs et les équipements de connexion au réseau : disjoncteurs, sectionneurs qui sont souvent rassemblés au sein de "sous-stations". Ces équipements majeurs sont associés à des équipements de mesures, transformateurs de mesure, relais de protection et systèmes d'automatisation de l'exploitation des réseaux et à des équipements de protection des réseaux : les parafoudres. T&D ne fournit pas des équipements à faible valeur ajoutée comme les câbles et les pylônes correspondants. L'offre de T&D est complétée par une offre de systèmes de contrôle et d'exploitation de réseaux et par une offre de services à valeur ajoutée aux opérateurs.

Prix d'acquisition

L'acquisition de l'activité Transmission & Distribution (T&D) par AREVA a fait l'objet d'un contrat d'acquisition (SPA) entre Alstom et AREVA en date du 25 septembre 2003 avec une date de *Closing* au 9 janvier 2004.

Le prix d'acquisition de l'activité T&D a été fixé dans le SPA à 950 millions d'euros, valeur d'entreprise soumise à un ajustement de prix portant sur certains éléments d'exploitation et de bilan découlant de l'exercice 2003, ainsi que sur la situation de trésorerie apportée au 31 décembre 2003.

Comme le prévoyait le contrat d'acquisition, les deux groupes ont conjointement saisi un expert, KPMG, pour déterminer ces ajustements. L'expert a rendu ses conclusions le 23 décembre 2004 :

- la valeur d'entreprise après ajustements a été ramenée de 950 millions d'euros à 913 millions d'euros, soit une diminution du prix de vente de 37 millions d'euros,
- la trésorerie nette de la division à fin 2003 a été évaluée à 140 millions d'euros.

Avant la décision de l'expert, AREVA avait réglé la somme de 950 millions d'euros (dont 23 millions d'euros sont encore bloqués sur un compte séquestre dans l'attente de la cession des filiales indiennes et pakistanaises). AREVA a donc effectué le 29 décembre 2004 un versement complémentaire à Alstom de 103 millions d'euros.

Le prix payé par AREVA pour l'acquisition de T&D s'élève à 1 053 millions d'euros et a été financé sur les fonds propres du Groupe.

Un certain nombre de points liés à la réalisation de la transaction telle que prévue au SPA sont encore non résolus. Il s'agit en particulier du transfert à AREVA T&D de l'activité T&D (chiffre d'affaires de l'ordre de 100 millions d'euros) inclus dans Alstom Ltd (India) qui n'a pas encore pu avoir lieu. L'activité T&D représente une part majoritaire de l'activité de la société Alstom Ltd (India). Cette société est cotée à la bourse de Bombay, Alstom en est actionnaire à 66 %. D'autres entités de moindre importance (Pakistan) seront transférées au cours de l'exercice 2005 à AREVA T&D.

Dans le cadre des opérations de constitution du périmètre de AREVA T&D, Alstom a transféré 49 % des titres d'une société dénommée SPE Mexique. Un contrat de rétrocession de ces titres a été signé entre AREVA T&D et Alstom. Ce contrat comporte des conditions suspensives qui ne sont pas levées. Compte tenu des difficultés rencontrées dans la réalisation des conditions nécessaires à la cession des titres SPE Mexique, Alstom et AREVA ont conclu un accord au terme duquel les risques et les avantages afférents à la SPE Mexique sont transférés à Alstom. Du fait de l'existence de ce contrat, AREVA ne consolide pas la société SPE Mexique dans ses comptes.

Détermination de l'écart d'acquisition résultant de l'acquisition de la société AREVA T&D

L'écart d'acquisition relatif à cet achat découle de la différence entre le prix payé à Alstom, majoré des frais d'acquisition engagés par AREVA et la juste valeur des actifs et passifs acquis, appréciés à la date d'acquisition.

Le "Prix d'acquisition" s'élève à 1 053 millions d'euros.

Evaluation des actifs de la société

La juste valeur des actifs acquis a été établie sur la base d'évaluations réalisées par des experts indépendants :

- Les actifs incorporels de la société acquise, en particulier les brevets et les logiciels, ont fait l'objet d'évaluations.
- Une revue des biens immobiliers a été réalisée et a conduit à l'évaluation en valeur de marché des principaux sites industriels propriété de AREVA T&D.
- Une revue des équipements de production a été également réalisée et a conduit à la réévaluation d'une large part de ces équipements sur la base de valeurs de marché et de durées prévisionnelles d'utilisation de ces équipements.

Par ailleurs, les stocks et en-cours de la société ont été valorisés sur la base des prix de cession réalisables diminués de frais de commercialisation et d'une marge normale.

Évaluation des passifs de la société

Une revue des passifs de la société a été menée et a conduit à comptabiliser dans le bilan d'ouverture certains ajustements de ces passifs et notamment :

- les provisions pour retraite,
- les coûts des restructurations annoncées au cours de l'exercice,
- les provisions pour risques identifiés,
- les provisions pour risques environnementaux.

A l'issue de la réalisation de l'ensemble de ces travaux, l'écart d'acquisition résultant s'élève à 641 millions d'euros. AREVA T&D a alloué l'écart d'acquisition résultant de l'acquisition d'AREVA T&D sur les Business Units Systèmes, Automation et Services.

Cet écart d'acquisition a fait l'objet d'un test de dépréciation d'actifs conformément à la Note 1.8. La valeur d'utilité retenue a été déterminée en actualisant les flux de trésorerie futurs des Business Units avec un taux moyen de 9,6 % et un taux de croissance annuelle de 2,0 % sur la période postérieure à 2007. Ce test conduit à ne comptabiliser aucune dépréciation de l'écart d'acquisition. Cet écart d'acquisition est amorti sur une durée de 20 ans.

Garantie de passif

Deux garanties sont prévues au contrat d'acquisition de AREVA T&D : une garantie spécifique et une garantie générale.

Une garantie spécifique d'actif et de passif qui se décompose en plusieurs sous-garanties :

- une garantie relative aux questions environnementales sur une durée de dix ans, dont la franchise a été fixée à 12 millions d'euros,
- une garantie en matière fiscale qui s'étend sur les durées de contrôle fiscal,
- une garantie en matière de fonds de pension,
- une garantie relative à des contrats ou des litiges spécifiques pour lesquels une garantie d'indemnisation complète autonome a été donnée par Alstom. Cette garantie court jusqu'au 31 mars 2006.

Une garantie générale couvrant toute nature de problèmes non traités dans la garantie d'actif et de passif décrite ci-dessus. La garantie générale a un seuil de déclenchement fixé à 19 millions d'euros. Le plafond de la garantie générale est de 175 millions d'euros.

Restructuration

Un plan de restructuration a été défini par les organes de direction à la date d'acquisition et présenté au Comité Central Européen et aux organes compétents des pays concernés.

Les éléments et objectifs majeurs de ce plan sont :

- des économies provenant de l'adaptation de l'outil industriel aux enjeux géographiques du marché de T&D,
- des économies provenant de l'accroissement de la performance opérationnelle à tous les niveaux de l'organisation, en particulier par la réduction des coûts d'achats et l'amélioration des processus.

Ce plan d'économies aura des impacts significatifs dans plusieurs pays européens et notamment en France, en Allemagne et en Grande-Bretagne. Le Groupe a constaté une provision pour restructuration en contrepartie de l'écart d'acquisition.

Evénements postérieurs à l'acquisition

Aux termes d'un accord conclu le 22 décembre 2004, AREVA T&D et Transfield Services ont signé un accord de rachat des activités de Services électrique et télécommunication de AREVA T&D en Australie et Nouvelle-Zélande. Le montant de la transaction a été fixé à environ 193 millions AUD (110 millions d'euros). La transaction, soumise aux autorisations réglementaires et aux conditions suspensives usuelles, sera effective en avril 2005. Ces activités sont consolidées dans le groupe AREVA au 31 décembre 2004. Le résultat de la cession n'aura pas d'impact significatif sur le résultat net consolidé 2005.

Ces activités portent sur la prestation de services externalisés d'ingénierie et de maintenance aux propriétaires de grandes infrastructures et aux industriels dans le domaine de l'énergie électrique, de l'industrie lourde, des télécommunications et des infrastructures associées. Elles ne font pas partie du cœur de métier de AREVA T&D. Elles représentent environ 1 900 personnes, pour un chiffre d'affaires de 300 millions NZD (160 millions d'euros). La répartition du chiffre d'affaires s'établit à 56 % pour la Nouvelle-Zélande et à 44 % pour l'Australie. AREVA T&D assurera le maintien de son haut niveau de qualité de service à sa clientèle sur toute la période de transition.

Comptes reconstitués

Un bilan consolidé au 31 décembre 2003 du périmètre AREVA, y compris la branche d'activité Transmission & Distribution, a été établi à des fins de comparabilité, en appliquant les conventions suivantes :

- intégration du bilan au 31 décembre 2003 du périmètre T&D (hors Inde & Pakistan) dans les comptes du groupe AREVA,
- application des incidences des écritures de réévaluation des actifs et des passifs à leur juste valeur, déterminées selon les modalités décrites ci-dessus au paragraphe "Détermination de l'écart d'acquisition résultant de l'acquisition de la société AREVA T&D",
- élimination des soldes intragroupes,
- élimination des titres, conduisant à inscrire à l'actif du bilan l'écart d'acquisition résultant de cette acquisition.

Par ailleurs, l'acquisition de T&D conduit le Groupe à augmenter ses engagements hors bilan en terme de cautionnements accordés de 963 millions d'euros.

Bilan reconstitué

Actif *(en millions d'euros)*	31 décembre 2004	31 décembre 2003 reconstitué	31 décembre 2003
Actif immobilisé			
Ecarts d'acquisition nets	1 718	1 905	1 265
Immobilisations incorporelles nettes	608	600	482
Actifs de démantèlement	5 372	9 109	9 109
Immobilisations corporelles nettes	3 701	3 819	3 447
Titres mis en équivalence	1 240	1 493	1 492
Autres immobilisations financières	3 143	3 355	3 299
Total actif immobilisé	**15 782**	**20 281**	**19 094**
Actif circulant			
Stocks et en-cours	2 088	2 131	1 619
Clients et comptes rattachés	3 288	2 730	2 234
Autres créances	1 869	2 079	1 208
Trésorerie et valeurs mobilières de placement	1 632	1 301	2 036
Total actif circulant	**8 877**	**8 240**	**7 097**
Total de l'actif	**24 659**	**28 521**	**26 191**

Passif

(en millions d'euros)	31 décembre 2004	31 décembre 2003 reconstitué	31 décembre 2003
Capital	1 347	1 347	1 347
Primes et réserves consolidées	2 580	2 414	2 414
Réserve de conversion	(114)	(37)	(37)
Résultat net de l'exercice – part du Groupe	428	389	389
Total capitaux propres	**4 241**	**4 113**	**4 113**
Autres fonds propres	-	215	215
Intérêts minoritaires	776	974	959
Pensions et avantages assimilés	853	779	609
Provisions pour risques et charges	9 632	13 840	13 383
Dettes financières	943	978	800
Avances et acomptes	4 326	3 993	3 615
Fournisseurs et comptes rattachés	1 688	1 634	1 009
Autres dettes d'exploitation	2 200	1 995	1 488
Total du passif	**24 659**	**28 522**	**26 191**

Compte de résultat consolidé reconstitué

Un exercice d'établissement d'un compte de résultat consolidé historique reconstitué a posteriori, pour la période de 12 mois du 1er janvier 2003 au 31 décembre 2003, a également été mené, par application à l'identique des retraitements techniques appliqués aux comptes 2004 (incidence des réévaluations d'actifs, amortissement de l'écart d'acquisition et neutralisation de l'impact des charges de restructuration), la neutralisation de certains produits et charges 2003 non récurrents tels qu'identifiés au cours des "due diligences" menées par AREVA, début 2004, et enfin la correction du résultat financier de 2003, en imputant sur les produits de placement le financement de l'acquisition d'AREVA T&D.

(en millions d'euros)	31 décembre 2004	31 décembre 2003 reconstitué	31 décembre 2003
Chiffre d'affaires	**11 109**	**11 132**	**8 255**
Coût des produits et services vendus	(8 347)	(8 405)	(6 138)
Marge brute	**2 762**	**2 727**	**2 117**
Frais hors production	(2 149)	(2 357)	(1 775)
Résultat opérationnel[(1)(2)]	**613**	**370**	**342**
Résultat financier	117	299	334
Résultat courant des entreprises intégrées	**730**	**669**	**676**
Résultat exceptionnel	46	135	135
Impôts sur les résultats	(209)	(224)	(184)
Résultat net des entreprises intégrées	**567**	**580**	**627**
Quote-part dans les résultats des sociétés mises en équivalence	131	20	20
Résultat net avant amortissement des écarts d'acquisition	**698**	**600**	**647**
Amortissement des écarts d'acquisition	(152)	(209)	(174)
Résultat net de l'ensemble consolidé	**546**	**391**	**473**
Intérêts minoritaires	(118)	(85)	(84)
Résultat net - part du Groupe	**428**	**306**	**389**
Nombre moyen d'actions	35 442 701	35 442 701	35 442 701
Résultat net par action	12,07	8,91	10,97
Résultat net par action dilué	12,07	8,91	10,97

(1) Les charges de restructuration 2003 s'élèvent à 137 millions d'euros, à comparer à 142 millions d'euros en 2004. En 2003 comme en 2004, l'impact de ces charges de restructuration dans le compte de résultat présenté a été neutralisé.

(2) Résultat d'exploitation.

2.1.1.2 TSDI Lilly Financial Corporation Limited

A compter du 1er janvier 2004, en application de la loi sur la sécurité financière, la société d'investissement Lilly Financial Corporation Limited détentrice du TSDI et du dépôt de garantie est consolidée dans les comptes d'AREVA (Note 1.1).

2.1.1.3 Sociétés minières

AREVA a augmenté sa participation dans Katco de 45 % à 51 %, au 30 avril 2004. Katco, mise en équivalence jusqu'au 30 avril 2004, a été intégrée globalement à compter du 1er mai 2004. L'écart d'acquisition relatif à ce complément d'intérêt est non significatif.

À compter du 1er janvier 2004, les sociétés Cominak et AMC, auparavant mises en équivalence, sont consolidées par intégration proportionnelle afin de traduire l'exercice d'un contrôle conjoint par AREVA.

2.1.1.4 STMicroelectronics

Suite au rachat de ses propres titres par FT1CI, la participation d'AREVA dans FT1CI est passée en décembre 2004 de 63,8 % à 79,0 %. Ce rachat correspond à la distribution du produit de la cession de titres STMicroelectronics au profit de France Télécom. Suite à cette évolution, le pourcentage de contrôle d'AREVA dans STMicroelectronics est passé de 17,3 % à 13,9 %. La part Groupe reste inchangée.

2.1.1.5 EMA et Comilog

AREVA a cédé le 1er juillet 2004 ses participations dans EMA et Comilog, sociétés mises en équivalence jusqu'au 30 juin 2004.

2.1.1.6 Autres variations de périmètre sans impact significatif sur les comptes

AREVA a augmenté sa participation dans 01DB Inc, Principia RD, Principia Marine et Open Cascade. Ces sociétés étaient intégrées proportionnellement au 31 décembre 2003 et sont désormais intégrées globalement à compter du 1er janvier 2004.

AREVA a cédé sa participation dans Eurodoc le 1er janvier 2004. Cette cession n'a pas dégagé de résultat de cession significatif. Le chiffre d'affaires contributif d'Eurodoc au 31 décembre 2003 s'élevait à 13 millions d'euros.

AREVA a procédé à la cession de Gemma en novembre 2004. Le chiffre d'affaires de Gemma s'élevait au 31 décembre 2004 à 6 millions d'euros.

Les sociétés suivantes sont entrées dans le périmètre de consolidation : AREVA Finance Gestion, TDI SA, PIC, Jeumont Eole, Interuranium Australia, Sodeprom, Tecnimarse, FCI Microconnections Asia, FCI connectors Trading, FCI expansion 2. Elles sont intégrées globalement.

Signum est déconsolidée à compter du 1er janvier 2004. La société FCI SPV est liquidée.

Opérations de restructurations juridiques internes

DGI est absorbée par Euriware SA à compter du 1er janvier 2004. Incore Services et Visionic sont absorbées par Framatome-ANP SAS au 1er janvier 2004. 01 DB Acoustic absorbe Metravib à compter du 1er janvier 2004.

2.1.2 Opérations réalisées en 2003

Le groupe AREVA a procédé le 30 avril 2003 à la cession de la division MAI (Militaire Aérospatiale et Industrie) du groupe FCI. Cette opération a dégagé une plus-value avant impôt de 65 millions d'euros. Le chiffre d'affaires de cette division s'élevait à 149 millions d'euros en 2002 et à 40 millions d'euros au premier semestre 2003 jusqu'à la date de la cession. L'activité Cable & Assembly, qui opérait au sein de la division Communication Data Consumer de FCI, a été cédée au premier semestre 2003. Le chiffre d'affaires du premier semestre 2003 jusqu'à la date de cession s'élevait à 43 millions d'euros.

Le groupe AREVA a procédé à la cession de la société Packinox le 17 décembre 2003. Le chiffre d'affaires de cette entité jusqu'à la date de cession s'élevait à 36 millions d'euros.

La participation dans Assystem a fait l'objet d'une offre publique d'échange initiée par Brime et déposée auprès de l'AMF le 22 octobre 2003. Concomitamment, le pacte d'actionnaire a été dénoncé. La participation dans la société Assystem Brime est désormais comptabilisée en valeur mobilière de placement (voir Note 12).

Les sociétés suivantes, nouvellement créées, sont entrées dans le périmètre de consolidation : AREVA Inc, AREVA Korea, AREVA Japan, toutes filiales directes d'AREVA. Elles sont intégrées globalement. Transnuc Ltd TN Tokyo est consolidée au 1er janvier 2003. Open cascade et Uranium Disposition services, LLC sont intégrées proportionnellement. Cortex, RJH et 01DB GmbH sont intégrées globalement au 1er janvier 2003. Ces entrées de périmètre n'ont pas un impact significatif sur les comptes.

Les sociétés Sytech et Tasys ont été déconsolidées compte tenu de leur contribution négligeable à l'activité du Groupe. SCS a été cédée à l'extérieur du Groupe.

Opérations de restructurations juridiques internes

Euriware PGI et Ifatec, sociétés consolidées et filiales du Groupe sont absorbées par Euriware SA. Nucléaire Power

International, filiale consolidée du Groupe est absorbée par Framatome-ANP. CVI et Stel diagnostic sont absorbées par leur mère 01db Acoustic et Vibration. Secori est absorbée par Frarea.

2.1.3. Opérations réalisées en 2002

Le groupe AREVA a acquis Duke Engineering & Services (DE&S), filiale de l'électricien américain Duke Energy. En 2001, le chiffre d'affaires de DE&S a été de 280 millions de dollars, essentiellement réalisé aux Etats-Unis, dans le secteur des services et de l'ingénierie nucléaire. En 2002, le chiffre d'affaires de DE&S s'élevait à 190 millions d'euros dans les comptes consolidés d'AREVA.

Les opérations de réorganisation des filiales du groupe COGEMA situées aux Etats-Unis ont consisté à regrouper au sein d'une même structure, COGEMA Inc, les titres de participations desdites filiales. Cette réorganisation a pour objectif d'améliorer l'efficacité économique du groupe COGEMA aux Etats-Unis en permettant la création de synergies tant sur les revenus procurés par l'activité des filiales que sur les coûts y afférents. Ainsi, ont été apportées à COGEMA Inc par SGN des actions qu'elle détenait représentant 100 % du capital de COGEMA Services Inc, par COGEMA des actions qu'elle détenait représentant 100 % du capital de Canberra Inc et par COGEMA Logistics des actions qu'elle détenait représentant 100 % du capital de Transnucleaire Inc.

AREVA a cédé en janvier 2002 la société Sovaklé, spécialisée dans la gestion immobilière, pour 122 millions d'euros. Pragodata a été cédée pour un euro symbolique. Atea Industrie SA a été cédée le 25 janvier 2002.

La société groupe Euriware a racheté les minoritaires de ses filiales Axisse (désormais Euriware PGI) pour 48,96 % pour obtenir 100 %, DGI2000 pour 60 % pour obtenir 100 % et PEA Consulting pour 4,26 % puis, elle a cédé 10,66 % de PEA Consulting à Geraco pour obtenir 65,32 % et 34,32 % par Geraco soit un total de 99,64 %. GADS a cédé ses 20 % de détention dans Gamma Assistance à Stmilog. COGEMA SA a racheté les minoritaires de UG Allemagne pour 30,59 %.

La société Mines d'Ity a été acquise pour 12 millions d'euros.

Opérations de restructurations juridiques internes

La société Rockridge a fusionné avec sa mère ANP Inc. CFC a fusionné avec sa mère FBFC. Icmat a fusionné avec sa mère Intercontrole. Euriware Group a fusionné avec Antel Services. Conservatome a fusionné avec COGEMA Logistics. Gemma a été créée et a acquis par apport partiel d'actif une partie des actifs et passifs de SICN. COGEMA a cédé à COGEMA Logistics son activité Transport par apport d'actif et de passif.

2.2. Impact sur les comptes des variations de périmètre et changement de méthode de consolidation

L'impact des entrées et des sorties de périmètre de consolidation et des changements de méthode de consolidation sur le chiffre d'affaires et le résultat opérationnel des exercices 2002, 2003 et 2004 est présenté ci-après :

Sociétés sorties *(en millions d'euros)*	2004	2003	2002
Chiffre d'affaires	14	119	34
Résultat opérationnel	(4)	0	0

Sociétés entrées et changement de méthode de consolidation *(en millions d'euros)*	2004	2003	2002
Chiffre d'affaires	3 243	32	229
Résultat opérationnel	34	1	11

L'impact sur le chiffre d'affaires des sociétés entrées dans le périmètre de consolidation soit du fait d'une acquisition, soit du fait d'un passage aux méthodes de consolidation par intégration globale ou proportionnelle est détaillé ci-dessous :

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
AMC	17		
AREVA T&D	3 186		
Cominak	12		
Jeumont Eole	1		
FCI Expansion 2	5		
FCI Microconnections Asia Pte	7		
TDI SA	2		
Technicatome (changement de méthode de consolidation)	12		
Tecnimarse	1		
Gemma (France)			7
SMI (Côte d'ivoire)			18
SGT (USA)			14
DE Canada services Inc (Canada)			16
DE&S (USA)			174
AREVA Inc		2	
Transnuc Ltd		8	
Open Cascade		3	
Cortex		1	
RJH		12	
01db GmbH		0	
Uranium Disposition services		6	
Total	**3 231**	**32**	**229**

Note 3. Autres charges et produits opérationnels

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Plus-values (moins-values) nettes sur cessions d'actifs immobilisés non financiers	(12)	(13)	(24)
Coûts de restructuration et plans CATS - CASA	(74)	(217)	(345)
Autres charges et produits opérationnels	(272)	(321)	(247)
Total	**(358)**	**(551)**	**(616)**

En 2004, les plans CATS – CASA et coûts de restructuration concernent :

- l'Energie pour 68 millions d'euros contre 82 millions d'euros en 2003 et 76 millions d'euros en 2002,
- la Connectique pour 6 millions d'euros contre 135 millions d'euros en 2003 et 269 millions d'euros en 2002.

En 2004, les provisions pour pertes à terminaison ont été reclassées en marge brute. En 2003, la dotation aux provisions s'élevait à 28 millions d'euros. En 2004, les autres charges et produits opérationnels comprennent notamment 116 millions d'euros de dotations aux amortissements d'actifs de démantèlement.

En 2003, les autres charges et produits opérationnels comprennent notamment 120 millions d'euros de dotations aux amortissements de l'actif de démantèlement, des coûts et dotations aux provisions pour pension et avantages assimilés nettes des reprises de 71 millions d'euros, des dotations aux provisions pour affaires de 37 millions d'euros.

En 2002, les autres charges et produits opérationnels incluent notamment des dotations aux amortissements nettes liées aux obligations de fin de cycle de 153 millions d'euros.

Note 4. Autres informations sur le résultat opérationnel

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Charges de personnel	3 554*	2 504	2 728
Effectifs inscrits fin de période	70 069*	48 011	50 147

** Y compris sociétés intégrées proportionnellement*

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Dotations aux amortissements	612	660	787
Dotations aux provisions	(505)	(65)	331
(Plus-values) / moins-values de cession d'actifs non financiers	12	13	24

Note 5. Résultat financier

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Part liée au portefeuille de démantèlement			
Résultat sur cession de titres	21	83	22
Dividendes reçus	29	33	31
Dépréciation de titres	62	(101)	(57)
Intérêts au titre du protocole Marcoule	(20)	-	-
Inflation sur la provision de démantèlement	(25)	(39)	(30)
Sous-total	**67**	**(24)**	**(34)**
Part non liée au portefeuille de démantèlement			
Produits des placements	53	99	97
Charges d'intérêts sur emprunts et lignes de crédit	(30)	(55)	(87)
Résultat net de change	(2)	(10)	1
Résultat sur cessions de titres	41	288	689
Dividendes reçus	30	32	57
Provisions sur titres	7	39	(46)
Autres produits et charges financières	(49)	(35)	(89)
Sous-total	**50**	**358**	**621**
Total	**117**	**334**	**587**

En 2003, le résultat sur cessions de titres lié au démantèlement comprend la plus-value résultant de la fusion absorption de la société Coficem par la société Sagem (79,5 millions d'euros).

En 2002, 2003 et 2004, le résultat sur cessions de titres de la part non liée au portefeuille de démantèlement correspond principalement aux plus-values dégagées sur les cessions des titres Total.

Note 6. Résultat exceptionnel

En 2004, le résultat exceptionnel comprend essentiellement la plus-value de cession dégagée sur l'immeuble de Lyon pour 45 millions d'euros.

En 2003, le résultat exceptionnel comprend notamment la plus-value de cession de la division MAI pour un montant de 65 millions d'euros, une reprise de provision pour pénalités de retard de 20 millions d'euros relative à l'issue favorable du litige qui opposait le Groupe à l'Administration fiscale concernant une distribution de dividendes intervenue en 1999 et la plus-value de 47 millions d'euros dégagée lors de l'Offre Publique d'Echange de Brime Technologie sur Assystem.

En 2002, le résultat exceptionnel enregistre principalement la plus-value de cession de la société Sovakle pour 77 millions d'euros et la plus-value de cession de la Tour Framatome à La Défense pour 216 millions d'euros.

Note 7. Impôts sur les résultats

Analyse de la charge d'impôt sur les résultats

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Impôts courants (France)	(87)	(121)	(184)
Impôts courants (autres pays)	(91)	(30)	(50)
Total impôts courants	(178)	(151)	(234)
Impôts différés	(31)	(33)	14
Total	**(209)**	**(184)**	**(220)**

Rapprochement entre la charge d'impôt et le résultat avant impôt

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Résultat net	427	389	240
Intérêts minoritaires	118	84	86
Résultat net des sociétés mises en équivalence	(131)	(20)	(83)
Charge (produit) d'impôt	209	184	220
Résultat avant impôt	622	637	463
Profit (charge) d'impôt théorique	(217)	(226)	(164)
Rapprochement			
Incidence des résultats imposés à l'étranger	(26)	12	12
Opérations imposées à taux réduit	68	87	125
Différences permanentes	(35)	(52)	(236)
Crédit d'impôt et autres impôts	16	5	21
Variation de la provision pour dépréciation des impôts différés actifs	(31)	(10)	22
Produit (charge) réel(le) d'impôt	**(209)**	**(184)**	**(220)**

Les taux d'imposition retenus pour la France sont les suivants :

	2004	2003	2002
Taux d'impôt	34,93 %	35,43 %	35,43 %

Détail des différences permanentes *(en millions d'euros)*	2004	2003	2002
Amortissement des écarts d'acquisition	(50)	(62)	(209)
Régime sociétés mères-filiales et dividendes intra Groupe	(3)	(12)	(10)
Provisions non déductibles	6	(9)	(10)
Autres différences permanentes	12	30	(7)
Total différences permanentes	**(35)**	**(52)**	**(236)**

Le taux effectif d'impôt du Groupe est le suivant :

	2004	2003	2002
Résultat opérationnel	613	342	180
Résultat financier	117	334	587
Résultat exceptionnel	46	135	289
Total résultat soumis à l'impôt	776	811	1 056
Charge d'impôt	(209)	(184)	(220)
Taux effectif d'imposition	**26,9 %**	**22,7 %**	**20,8 %**

Note 8. Ecarts d'acquisition

Au 31 décembre 2004, le tableau de mouvement des écarts d'acquisition est le suivant :

(en millions d'euros)	Ouverture 2004	Acquisitions/ cessions	Dotations aux amortissements	Ecart de conversion et autres	Clôture 2004
Valeurs brutes	3 520	643		(151)	4 012
Amortissements et provisions	(2 255)		(152)	113	(2 294)
Valeurs nettes comptables	**1 265**	**643**	**(152)**	**(38)**	**1 718**

L'acquisition de T&D a généré un écart d'acquisition de 641 millions d'euros.

(en millions d'euros)	Ouverture 2002	Acquisitions/ cessions	Amortis-sements	Ecart de conversion et autres	Clôture 2002	Acquisitions/ cessions	Amortis-sements	Ecart de conversion et autres	Clôture 2003
Valeurs brutes	4 069	77		(328)	3 818	2		(299)	3 520
Amortissements et provisions	(1 874)		(594)	189	(2 280)		(176)	201	(2 255)
Valeurs nettes comptables	**2 195**	**77**	**(594)**	**(141)**	**1 538**	**2**	**(176)**	**(98)**	**1 265**

Ecarts d'acquisition *(en millions d'euros)*	Valeur brute 31/12/04	Amortissements 31/12/04	Valeur nette comptable 31/12/04
Energie	**1 453**	**(426)**	**1 027**
ANP GmbH	204	(40)	164
Canberra	93	(19)	74
ANP USA	80	(29)	51
FBFC	111	(69)	42
Cezus	80	(52)	28
ANF GmbH	35	(7)	28
Jeumont SA	66	(53)	13
NDT GmbH	9	(2)	7
T&D	641	(32)	609
Autres	134	(124)	10
Connectique	**1 512**	**(1 266)**	**246**
Berg	1 151	(923)	227
Autres FCI	361	(342)	19
Corporate et Autres	**1 048**	**(602)**	**446**
STMicroelectronics	147	(106)	41
AREVA	856	(484)	372
Eramet	44	(11)	33
Cilas	1	(1)	0
Total	**4 012**	**(2 294)**	**1 718**

Au 31 décembre 2003, la décomposition par société des écarts d'acquisition entre valeur brute et amortissements est la suivante :

Ecarts d'acquisition *(en millions d'euros)*	Valeur brute 31/12/03	Amortissements 31/12/03	Valeur nette comptable 31/12/03
Energie	**831**	**(357)**	**474**
ANP GmbH	202	(29)	173
Canberra	100	(15)	85
ANP USA	96	(27)	69
FBFC	111	(64)	47
Cezus	80	(48)	32
ANF GmbH	35	(5)	30
Jeumont SA	66	(48)	18
NDT GmbH	9	(1)	8
Autres	131	(119)	12
Connectique	**1 788**	**(1 434)**	**354**
Berg	1 241	(978)	263
STMicroelectronics	183	(114)	69
Autres FCI	364	(342)	22
Corporate et Autres	**901**	**(464)**	**438**
AREVA	856	(454)	402
Eramet	44	(9)	35
Cilas	1	(1)	0
Total	**3 520**	**(2 255)**	**1 265**

Le Pôle **Connectique** a acquis un certain nombre de sociétés dont Berg en 1998 aux Etats-Unis afin de s'assurer un positionnement mondial sur le secteur des systèmes d'interconnections sur les marchés des Télécoms et de l'Informatique.

Depuis l'éclatement de la bulle spéculative fin 2000 et le retournement du marché des sociétés de Technologies Média et Télécom (TMT) qui s'est accentué sur la fin de l'année 2001 et s'est confirmé en 2002, le Groupe a été amené à réestimer la valeur d'utilité de cette branche d'activité par rapport à sa valeur d'acquisition.

Compte tenu de l'évolution de l'environnement dans lequel se trouve la division "Communication, Data, Consumer" et "Automotive" de FCI, AREVA a vérifié l'éventuelle perte de valeur de l'ensemble des actifs corporels et incorporels de ces divisions.

Dans la continuité des méthodes utilisées au cours des exercices précédents, AREVA a estimé la valeur d'utilité des actifs de la division "Communication, Data, Consumer" (CDC) et "Automotive" (Auto) au 31 décembre 2004 et a comparé cette valeur à la valeur des actifs nets de la division.

L'estimation de la valeur d'utilité a été réalisée en actualisant les flux de trésorerie futurs de la division après impôt, en excluant l'impact de la structure de financement de la société et en prenant en compte les effets induits par l'évolution de l'environnement économique et par la stratégie interne développée. Cette actualisation des flux de trésorerie après impôt a été réalisée avec un taux de 11,1 %. Ce taux est équivalent à un taux d'actualisation des flux de trésorerie avant impôt de 15,9 %. Le taux d'actualisation avant impôt utilisé en 2003 s'élevait à 14,6 % et en 2002 à 12,85 %.
Les flux de trésorerie futurs ont été établis sur la base d'un plan à moyen terme élaboré au sein de la division CDC et de la division Automotive. Ces plans font l'hypothèse d'une croissance annuelle de 2,5 % de l'activité sur la période postérieure à 2007 (contre 3,5 % en 2003).

Aucune dépréciation exceptionnelle complémentaire n'a été constatée au 31 décembre 2003 et au 31 décembre 2004. Pour mémoire, le Groupe avait procédé à un amortissement exceptionnel de l'écart d'acquisition sur la société Berg pour un montant de 730 millions d'euros en 2001 et de 275 millions d'euros en 2002.

Par ailleurs, le Groupe a procédé, en 2002, 2003 et 2004, à un amortissement exceptionnel de l'écart d'acquisition né de l'opération de création d'AREVA pour 8 millions d'euros en 2004, 70 millions d'euros en 2003, 163 millions d'euros en 2002 en raison des cessions et dépréciations d'actifs intervenues au cours de ces mêmes périodes.

Note 9. Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles comprennent essentiellement des frais de recherche minière.

2004

(en millions d'euros)	Valeurs nettes au 31/12/03	Investis-sements	Cessions	Dotations aux amortissements et provisions	Ecart de conversion	Variation de périmètre et autres variations	Valeurs nettes au 31/12/04
Frais de recherches minières	278	36		(15)	(6)	26	319
Autres	204	22	(1)	(66)	(3)	134	289
Total	**482**	**58**	**(1)**	**(81)**	**(9)**	**160**	**608**

Au 31 décembre 2004, les variations de périmètre du poste Frais de recherche et développement s'expliquent principalement par la consolidation par intégration globale de Katco à compter du 1er mai 2004 et par l'intégration par la méthode proportionnelle des sociétés minières AMC et Cominak antérieurement mises en équivalence (Note 2).

Au 31 décembre 2004, les autres immobilisations incorporelles comprennent principalement des logiciels (59 millions d'euros), des concessions et brevets (116 millions d'euros) et des marques (24 millions d'euros).

2003

(en millions d'euros)	Valeurs nettes au 31/12/02	Investis-sements	Cessions	Dotations aux amortissements et provisions	Ecart de conversion	Variation de périmètre et autres variations	Valeurs nettes au 31/12/03
Frais de recherches minières	273	9		(10)	5	1	278
Autres	237	24	(1)	(59)	(10)	15	204
Total	**510**	**33**	**(1)**	**(69)**	**(5)**	**16**	**482**

Au 31 décembre 2003, les autres immobilisations incorporelles comprennent principalement des logiciels (57 millions d'euros), des concessions et brevets (29 millions d'euros) et des marques (17 millions d'euros).

Frais de recherches minières immobilisés

(en millions d'euros)	Valeurs nettes au 31/12/03	Augmentation	Dotations et reprises d'amortissement	Ecart de conversion	Autres variations	Valeurs nettes au 31/12/04
Uranium	265	31	(8)	(6)	23	305
Or	13	5	(7)		3	14
Total	**278**	**36**	**(15)**	**(6)**	**26**	**319**

(en millions d'euros)	Valeurs nettes au 31/12/02	Augmentation	Dotations et reprises d'amortissement	Ecart de conversion	Autres variations	Valeurs nettes au 31/12/03
Uranium	260	6	(7)	5	1	265
Or	13	3	(3)			13
Total	**273**	**9**	**(10)**	**5**	**1**	**278**

Frais d'exploration (inclus dans les frais de recherche et de développement du compte de résultat)

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Uranium	13	10	10
Or	3	2	5
Total	**16**	**12**	**15**

Note 10. Actifs de démantèlement

En application du règlement CRC n° 2000-06 relatif aux passifs (cf. Note 1), le Groupe provisionne le coût de démantèlement des installations nucléaires dès la mise en service actif de celles-ci. En contre-partie de ce passif, le Groupe comptabilise un actif quote-part propre amorti sur le même rythme que les immobilisations sous-jacentes et, le cas échéant, un actif quote-part tiers si une partie du coût de démantèlement est financée par des tiers.

Les coûts à la charge du Groupe, compte-tenu de leur caractère significatif, ont été isolés dans une rubrique spécifique.

(en millions d'euros)	Quote-part groupe			Quote-part tiers	Total 2004	2003	2002
	Valeur brute	Amortis-sements	Valeur nette				
Démantèlement	1 617	(554)	1 063	3 668	4 731	6 349	6 492
Reprise et conditionnement des déchets				642	642	2 760	2 731
Total	**1 617**	**(554)**	**1 063**	**4 309**	**5 372**	**9 109**	**9 223**

2004

(en millions d'euros)	Valeurs nettes au 01/01/04	Augmentation	Diminution	Dotations et reprises aux amortissements et provisions	Autres variations	Valeurs nettes au 31/12/04
Quote-part Groupe	1 118	49		(113)	8	1 063
Quote-part tiers	7 991	71	(3 741)	(3)	(8)	4 309
Total	**9 109**	**120**	**(3 741)**	**(116)**	**0**	**5 372**

2003

(en millions d'euros)	Valeurs nettes au 01/01/03	Augmentation	Diminution	Dotations et reprises aux amortissements et provisions	Autres variations	Valeurs nettes au 31/12/03
Quote-part Groupe	1 194	51		(132)	5	1 118
Quote-part tiers	8 029	147	(186)		1	7 991
Total	**9 223**	**198**	**(186)**	**(132)**	**6**	**9 109**

Le montant des actifs nets de démantèlement s'élève à 5 372 millions d'euros au 31 décembre 2004 contre 9 109 millions d'euros au 31 décembre 2003. La diminution de la quote-part tiers s'explique par le transfert au CEA de la maîtrise d'ouvrage et du financement de l'assainissement du site de Marcoule selon le protocole signé entre le CEA, AREVA et EDF (cf. Note 22). L'augmentation de l'actif correspond à l'effet de l'inflation et la dotation correspond à l'amortissement et aux dépenses facturées aux tiers.

Fin 2004, la quote-part tiers de démantèlement correspond essentiellement au financement attendu d'EDF pour le site de La Hague et du CEA-DAM pour le site de Pierrelatte.

Les coûts liés à la reprise et au conditionnement des déchets (RCD) correspondent au financement attendu d'EDF sur sa quote-part d'engagement pour le site de La Hague. Ces actifs sont destinés à être recouvrés en cas de signature d'un accord avec EDF finalisant ses modalités de règlement (cf. Note 22). En effet, lorsque les prestations de RCD bénéficient d'engagements contractuels avec des tiers couvrant les coûts futurs, aucun passif et actif correspondant n'est comptabilisé.

Note 11. Immobilisations corporelles

(en millions d'euros)	31/12/2004			31/12/2003			31/12/2002		
	Valeur brute	Amortis-sements	Valeur nette	Valeur brute	Amortis-sements	Valeur nette	Valeur brute	Amortis-sements	Valeur nette
Terrains	238	(81)	157	195	(86)	109	203	(79)	125
Constructions	2 047	(1 259)	789	1 840	(1 149)	691	1 852	(1 111)	740
Installations, matériels et outillages industriels	17 324	(15 035)	2 289	16 773	(14 557)	2 216	16 939	(13 450)	3 489
Autres	848	(661)	188	684	(510)	174	691	(514)	177
Immobilisations corporelles en cours	277	-	277	391	(134)	257	236	(120)	116
Total	**20 735**	**(17 035)**	**3 700**	**19 883**	**(16 436)**	**3 447**	**19 921**	**(15 274)**	**4 647**

2004

(en millions d'euros)	Valeurs nettes au 01/01/04	Investis-sements	Cessions	Dotations et reprises aux amortissements et provisions	Ecart de conversion	Variation de périmètre	Autres variations	Valeurs nettes au 31/12/04
Terrains	109	1	(15)	(2)	(2)	61	4	157
Constructions	691	22	(31)	(82)	(10)	160	39	789
Installations, matériels et outillages industriels	2 216	109	(16)	(328)	(14)	107	215	2 289
Autres	174	47	(3)	(64)	(2)	48	(12)	188
Immobilisations corporelles en cours	257	275	(8)	-	(3)	23	(266)	277
Total	**3 447**	**454**	**(73)**	**(476)**	**(30)**	**399**	**(20)**	**3 700**

Les variations de périmètre comprennent l'entrée de périmètre T&D pour 372 millions d'euros.

2003

(en millions d'euros)	Valeurs nettes au 01/01/03	Investis-sements	Cessions	Dotations et reprises aux amortissements et provisions	Ecart de conversion	Variation de périmètre	Autres variations*	Valeurs nettes au 31/12/03
Terrains	125	2	(4)	(7)	(5)	(2)	-	109
Constructions	740	11	(8)	(73)	(23)	(9)	53	691
Installations, matériels et outillages industriels	3 489	83	(22)	(308)	(24)	(17)	(986)	2 216
Autres	177	26	(4)	(52)	(3)	2	28	174
Immobilisations corporelles en cours	116	209	(3)	(14)	(8)	(2)	(41)	257
Total	**4 647**	**331**	**(41)**	**(454)**	**(63)**	**(28)**	**(946)**	**3 447**

** Dont reclassement des provisions pour charges restant à encourir (962 millions d'euros) (cf. Note 1.1.).*

2002

(en millions d'euros)	Valeurs nettes au 01/01/02	Investis-sements	Cessions	Dotations et reprises aux amortissements et provisions	Ecart de conversion	Variation de périmètre	Autres variations	Valeurs nettes au 31/12/02
Terrains	158	1	(8)	(4)	(9)	(11)	(2)	125
Constructions	863	18	(7)	(90)	(29)	(60)	45	740
Installations, matériels et outillages industriels	3 009	79	(40)	(551)	(60)	1	1 050	3 489
Autres	251	29	(15)	(68)	(5)	3	(18)	177
Immobilisations corporelles en cours	1 040	272	(13)	9	(10)	(2)	(1 179)	116
Total	**5 321**	**399**	**(83)**	**(704)**	**(113)**	**(69)**	**(104)**	**4 647**

En 2004, la valeur nette des contrats de crédit-bail capitalisés est de 40 millions d'euros (13 millions d'euros en 2003, 13 millions d'euros en 2002, 19 millions d'euros en 2001).

Note 12. Titres mis en équivalence

La valeur des sociétés mises en équivalence est de 1 240 millions d'euros au 31 décembre 2004 (1 492 millions d'euros au 31 décembre 2003, 1 652 millions d'euros au 31 décembre 2002). 26,7 millions d'euros de dividendes ont été reçus en 2004 des sociétés mises en équivalence (29,7 millions d'euros en 2003 et 27,5 millions d'euros en 2002).

	2004			2003			2002		
(en millions d'euros)	% d'intérêt	Part du résultat net	Part des capitaux propres	% d'intérêt	Part du résultat net	Part des capitaux propres	% d'intérêt	Part du résultat net	Part des capitaux propres
Groupe Assystem[1]	-	-	-	-	1	-	38,6	5	34
Comilog[2]	-	(2)	-	7,7	(12)	15	7,7	1	27
AMC[3]	-	-	-	40	5	19	40	5	19
Timet Savoie	19,8	1	9	19,8	1	9	19,8	1	10
Cominak Niger[3]	-	-	-	34	2	10	34	1	8
Katco[3]	-	6	-	45	0	(7)	45	(3)	(6)
Socodei	49	3	7	49	3	4	49	4	1
Autres Energie	-	3	13	-	0	11	-	(1)	9
STMicroelectronics[4]	13,9	74	943	17,3	34	1 144	17,3	75	1 230
Eramet	26,4	48	268	26,5	(14)	230	26,3	(1)	264
Eramet Manganèse Alliages[2]	-	(2)	-	30,5	1	57	30,5	(6)	56
Total		**131**	**1 240**		**21**	**1 492**		**82**	**1 652**

(1) La participation Assystem est comptabilisée en valeurs mobilières de placement depuis 2003 (Note 17).

(2) Sortie de périmètre : les participations dans Comilog et Eramet Manganèse Alliage ont été cédées le 1er juillet 2004 (Note 2).

(3) Changement de méthode de consolidation en 2004 (Note 2).

(4) Au 31 décembre 2004, le pourcentage de contrôle du Groupe dans STMicroelectronics N.V. est de 13,9 % (17,3 % au 31 décembre 2003) et le pourcentage d'intérêt du Groupe de 10,97 % (11,0 % au 31 décembre 2003), au travers des sociétés suivantes :

- *AREVA détient FT1CI à hauteur de 79,0 % (63,8 % au 31 décembre 2003),*
- *FT1CI détient STMicroelectronics Holding NV à hauteur de 45,2 % (50,0 % au 31 décembre 2003),*
- *STMicroelectronics Holding NV détient 100 % de STMicroelectronics Holding II B.V. (sans changement par rapport au 31 décembre 2003), STMicroelectronics Holding II B.V. détient 30,8 % (34,5 % au 31 décembre 2003) de STMicroelectronics N.V.*

STMicroelectronics a fait l'objet d'un pacte entre AREVA, France Télécom et Finmeccanica, actionnaires indirects par l'intermédiaire de la société ST Holding II BV. Cet accord, renouvelé le 17 mars 2004, permet d'établir les règles entre les parties et vise à améliorer la liquidité de leurs participations indirectes dans la société et à préserver un actionnariat stable et équilibré. Il confère à AREVA une influence notable sur la société STMicroelectronics.

Note 13. Immobilisations financières

(en millions d'euros)	31/12/2004			31/12/2003			31/12/2002	
	Brut	Provisions	Net	Brut	Provisions	Net	Brut	Net
Titres de participation	159	(106)	54	145	(99)	45	137	34
Actif financier dédié au démantèlement des installations	2 377	(96)	2 281	2 393	(159)	2 234	2 184	2 127
Autres TIAP	380	-	380	380	-	380	-	-
Créances rattachées à des participations	91	(48)	43	107	(45)	62	114	71
Prêts, dépôts et créances diverses	450	(64)	386	641	(64)	576	410	348
Total	**3 457**	**(314)**	**3 143**	**3 666**	**(367)**	**3 299**	**2 845**	**2 580**

Titres de participation

Les principales valeurs sont des participations de COGEMA dans des sociétés détenant des parts dans des gisements miniers.

Actif financier dédié au démantèlement des installations

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Portefeuille titres			
Valeur comptable brute	2 377	2 215	2 184
Valeur comptable nette	**2 281**	**2 056**	**2 127**
Valeur de marché hors impôts latents	2 398	2 009	1 809
Impôts latents*	(19)	34	80
Liquidités	**0**	**178**	**0**
Total valeur nette comptable	**2 281**	**2 234**	**2 127**

** crédit d'impôt en 2003 et 2002*

Répartition du portefeuille titres

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
En valeur comptable nette			
Actions cotées	926	905	1 127
Actions non cotées	-	-	170
FCP actions	772	753	831
FCP obligataires et monétaires	584	398	-
Total	**2 281**	**2 056**	**2 127**

Répartition du portefeuille titres

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
En valeur de marché 31/12			
Actions cotées	977	829	954
Actions non cotées	-	-	164
FCP actions	833	775	691
FCP obligataires et monétaires	588	405	-
Total	2 398	2 009	1809
Par origine géographique*			
Zone euro	1 972	1 638	1 403
Europe hors zone euro	424	371	406
Autres	1	-	-
Total	**2 398**	**2 009**	**1 809**

** A partir de la valeur de marché.*

Objectif du portefeuille dédié

En tant qu'exploitant d'installations nucléaires, le groupe AREVA a l'obligation juridique de procéder, lors de l'arrêt définitif de tout ou partie de ses installations industrielles, à leur mise en sécurité et à leur démantèlement. Il doit également trier et conditionner selon les normes en vigueur les différents déchets et rebuts issus des activités d'exploitation passées et du démantèlement des installations, en vue du stockage définitif de ces déchets ultimes (cf. Note 22).

Pour faire face à sa quote-part d'engagement, le Groupe a décidé de dédier une partie de sa trésorerie aux dépenses futures de démantèlement des installations et de gestion des déchets et rebuts. Il a donc constitué, ces dernières années, un portefeuille spécifique dédié au paiement des dépenses liées à ces obligations.

Composé à partir de l'échéancier des dépenses, qui devrait s'étendre pour la plus grande part sur une période postérieure à 2015 et allant jusqu'en 2060, le portefeuille est actuellement constitué de 25 % de produits de taux et de 75 % d'actions, compte tenu de leur rendement moyen sur longue période généralement supérieur aux autres classes d'actifs. Ce portefeuille est investi en actions européennes, via des participations directes ou indirectes dans des sociétés françaises cotées et via des Fonds Communs de Placement en actions européennes dont la gestion est externalisée. Ce portefeuille est géré dans une optique long terme c'est-à-dire de stabilité des lignes de participations. Ceci n'exclut pas des arbitrages qui peuvent être rendus nécessaires par l'évolution des titres ou, en volume limité, des opérations d'optimisation du rendement des titres en ayant recours aux instruments financiers dérivés. Cette composition n'est pas immuable et les lignes d'actions ont vocation à être arbitrées au profit d'obligations plusieurs années avant les échéances de dépenses.

Le Groupe s'appuie sur un conseil externe pour superviser la cohérence d'ensemble et contrôler les performances de la gestion dédiée sur le long terme. La performance globale de ce portefeuille est appréciée depuis le 1er janvier 2004 par rapport au MSCI Actions Europe pour sa composante actions et un indice composite FTSE obligations d'Etat zone euro pour sa composante taux.

Actions cotées

Le portefeuille d'actions cotées est le suivant :

Valeur détenue	Nombre de titres	Valeur nette comptable au 31 décembre 2004
Suez	22 795 000	435
AGF	845 017	47
Michelin	1 894 225	80
Saint Gobain	6 328 000	228
Schneider	2 220 782	136
Total actions cotées		**926**

Principes de gestion des FCP

Dans le cadre de la gestion des actifs liés au démantèlement une partie de la gestion de ces actifs est externalisée et effectuée à travers des FCP dédiés.

• FCP dédiés de taux

Dans le cadre de la politique de gestion qui est imposée aux gérants, la composition des fonds doit en permanence respecter les contraintes suivantes :

Composition des FCP de taux

Les FCP de taux sont composés :

- pour 80 % minimum par des produits de taux en euro,
- ou dans la limite de 20 % maximum des fonds gérés, par des produits de taux en dollar US ou en devises des pays de l'Union européenne hors euro, obligatoirement couverts en change.

Appréciation du risque

La détention d'actions est exclue. La sensibilité aux taux d'intérêt de chacun des FCP est impérativement comprise entre deux bornes, 0 au minimum, et 5 au maximum. Cette moyenne était de 2,16 au 31 décembre 2004. Le rating des titres sélectionnés fait l'objet d'au moins une notation de la part d'un des organismes Moody's ou Standard & Poor's, conforme à la grille ci-dessous :

	Moody's	S&P
0 - 1 an	P1	A1
1 - 4 ans	Aa3	AA-
4 - 7 ans	Aa1	AA+
> 7 ans	Aaa	AAA

Produits dérivés

Les instruments dérivés n'ont vocation qu'à couvrir les positions existantes. La somme des engagements nominaux ne peut excéder l'actif du FCP.

Valorisation des FCP

La valeur d'inventaire des FCP de taux est déterminée en valorisant les titres détenus par chaque fonds à leur valeur de marché du dernier jour de l'exercice.

Les plus-values latentes restant à réaliser par AREVA s'élèvent à 4,2 millions d'euros au 31 décembre 2004.

• FCP dédiés actions

Composition des FCP d'actions

Une partie des actifs permettant de couvrir les dépenses futures d'assainissement et de démantèlement a été investie avec une optique long terme dans des Fonds Communs de Placement actions dédiés à AREVA. Ces FCP sont investis à 100 % en actions, et de manière permanente à 90 % au minimum sur les marchés d'actions. Les liquidités dues aux opérations sur titres ne sont que temporaires. Un FCP, représentant 2 % des encours, est investi en titres français. Pour 98 % des encours restants, ces FCP sont investis en titres des pays membres de l'Espace économique européen.

Appréciation du risque
Pour les FCP investis en actions européennes hors France, la référence est le MSCI Europe ex France dividende net réinvesti. Pour le FCP investi en actions françaises, la référence est le MSCI France dividende net réinvesti. La mesure de volatilité relative des performances par rapport au benchmark (Tracking error) se situe pour l'ensemble combiné des FCP entre 2 et 3 sur longue période. L'évolution de ces fonds est donc proche de l'indice.

Produits dérivés
Les instruments dérivés n'ont vocation qu'à couvrir les positions existantes. La somme des engagements nominaux ne peut excéder l'actif du FCP.

Valorisation des FCP
Compte tenu de l'objectif de détention à long terme, ces FCP sont valorisés au coût historique dans les comptes d'AREVA, et, si nécessaire, dépréciés sur la base de leur valeur d'inventaire. Leur valeur d'inventaire est déterminée comme étant le plus haut entre la moyenne arithmétique des valeurs liquidatives sur une durée de 24 mois précédent la clôture et la valeur liquidative.

Situation à fin 2004

La valeur de marché de ce portefeuille évaluée sur la base des cours de clôture de l'année est de 2 398 millions d'euros. Exprimée en montant net après impôts latents, elle s'élève à 2 379 millions d'euros au 31 décembre 2004 contre 2 221 millions d'euros au 31 décembre 2003.

Au 31 décembre 2004, le portefeuille est dimensionné de telle manière à ce qu'il permette, à l'échéance des obligations de démantèlement, la couverture intégrale de la charge incombant au Groupe.

1. Tableau détaillé des FCP dédiés :

	Nombre de parts	Valeur de la part en euros	Valeur liquidative des fonds en millions d'euros	Valeur nette comptable en millions d'euros
	31 décembre 2004	31 décembre 2004	31 décembre 2004	31 décembre 2004
OPCVM actions dédiés			**832,6**	**771,7**
Europe ex France 1	116 284	1 690,40	196,6	174,1
Europe ex France 2	93 553	1 877,58	175,7	137,2
Europe ex France 3	18 907	7 387,20	139,7	139,7
Europe ex France 4	9 435	16 796,48	158,5	158,5
Europe ex France 5	92 511	1 594,93	147,5	147,5
France 6	2 204	6 666,73	14,7	14,7
OPCVM obligations dédiés(*)			**451,5**	**447,3**
1	3 501	21 829,34	76,4	75,6
2	20 001	4 014,35	80,3	79,5
3	2 107	43 575,82	91,8	90,9
4	257 136	353,04	90,8	89,8
5	19 992	4 113,29	82,2	81,6
6	30 000	997,31	29,9	30,0

Hors OPCVM monétaires

2. Répartition sectorielle de l'ensemble des FCP dédiés Actions

Secteurs en %	Ensemble des FCP
Energie	12
Utilities	5
Mat. Base - Chimie	4
Industrie	7
Conso non cyclique	10
Conso cyclique	9
Santé-Pharmacie	9
Banques - Assurances	28
Technologie information	4
Services Télécom	12
Total yc liquidités	**100**

3. Lignes significatives de titres des FCP dédiés Actions

Aucune ligne ne dépasse 5 % de l'actif total des FCP dédiés Actions.

Autres TIAP

Au 31 décembre 2003 et 2004, ce poste comprend les titres que le groupe AREVA détient dans Sagem, pour une valeur comptable de 380 millions d'euros au 31 décembre 2004 inchangée par rapport au 31 décembre 2003 ; leur valeur de marché s'élève à 483 millions d'euros au 31 décembre 2004 contre 523 millions d'euros au 31 décembre 2003.

A la suite de l'opération de fusion absorption de la société Coficem par la société Sagem effective le 19 décembre 2003, de la réduction du capital de Sagem intervenue le 21 octobre 2004 et de l'obtention de droits de vote doubles, AREVA, par l'intermédiaire de sa filiale COGEMA, détient au 31 décembre 2004 17,34 % du capital et 23,31 % des droits de vote.

AREVA a déclaré le 19 novembre 2004 le franchissement passif du seuil de 20 % des droits de vote dans Sagem. Dans ce même document adressé à l'AMF, AREVA a déclaré ne pas avoir l'intention de prendre le contrôle ni de renforcer sa position dans le capital de Sagem au-delà de sa position actuelle, et ne pas avoir demandé de postes supplémentaires au Conseil de Surveillance de Sagem.

Par ailleurs, par le pacte d'actionnaires signé le 12 décembre 2003 entre Club Sagem, COGEMA et BNP Paribas, les parties déclarent ne pas agir de concert en l'absence de tout accord entre elles en vue de la mise en œuvre d'une politique vis-à-vis de la société. COGEMA s'est engagée à conserver les titres Sagem reçus au titre de la fusion Coficem pendant une durée de 20 mois. A l'issue de cette période, et jusqu'au 5e anniversaire de la signature du pacte, COGEMA et BNP Paribas sont libres de céder leurs titres sur le marché, moyennant un droit de préemption des membres du pacte, et se sont engagés à ne pas apporter leurs titres dans le cadre d'une Offre Publique qui n'aurait pas reçu l'aval du Conseil de Surveillance de la société.

Sagem a déposé le 27 décembre 2004 une Offre Publique d'Echange sur les actions de la société Snecma assortie d'une Offre Publique d'Achat subsidiaire. AREVA ne détient pas de participation dans Snecma. A l'issue de cette opération, les estimations du résultat de l'OPE/OPA produites par les analystes indiquent que AREVA détiendrait 7,4 % du capital et 11,6 % des droits de vote dans Sagem.

Cet ensemble d'éléments conduit AREVA à ne pas mettre en équivalence les titres Sagem et à les maintenir dans la catégorie "Autres titres immobilisés de l'activité de portefeuille".

Créances rattachées à des participations, prêts, dépôts et créances diverses

(en millions d'euros)	Montants bruts	Moins d'un an	De un à cinq ans	Plus de cinq ans
Créances rattachées à des participations	91	21	32	38
Prêts, dépôts et créances diverses	450	235	164	51
Total	**541**	**256**	**196**	**89**

En 2004, les prêts, dépôts et autres créances sont essentiellement composés de l'avance aux actionnaires d'Urenco concernant l'acquisition de la société ETC de 150 millions d'euros, et de dépôts pour 162 millions de dollars (123 millions d'euros) auprès des douanes des Etats-Unis.

La baisse des dépôts s'explique principalement par la consolidation de la société détentrice des Titres Subordonnés à Durée Indéterminée (Note 1.1.) et donc par l'élimination du dépôt de 180 millions d'euros (intérêts compris) correspondant aux TSDI.

En 2003, ce poste comprenait essentiellement l'avance aux actionnaires d'Urenco concernant l'acquisition de la société ETC de 150 millions d'euros, le dépôt de 180 millions d'euros (intérêts compris) correspondant aux TSDI émis le 15 novembre 1991 (voir Note 19) et le dépôt de 125 millions d'euros auprès des douanes des Etats-Unis.

Urenco

En 2003, le groupe AREVA a pris la décision d'investir dans le procédé d'enrichissement de l'uranium par ultracentrifugation

gazeuse. A cet effet, AREVA a conclu des accords avec les actionnaires de la société Urenco, propriétaire de cette technologie afin d'acquérir 50 % de leur filiale de technologie ETC. Ces accords ont également pour objectif d'obtenir le droit d'utilisation de ladite technologie et d'assurer la fourniture des cascades de centrifugeuses et des services associés nécessaires à la construction de l'usine George Besse II. Une avance de 150 millions d'euros a été versée en 2003 à valoir sur le prix global de l'acquisition des titres et du droit d'utilisation de la technologie d'enrichissement par ultracentrifugation.

Usec

En 2001, le Département Américain du Commerce (DOC) a imposé des droits compensateurs sur les importations en provenance de France, d'Allemagne, des Pays-Bas et de Grande-Bretagne à l'encontre des enrichisseurs européens ; cette action fait suite aux plaintes déposées en décembre 2000 par l'United States Enrichment Corporation (USEC) à l'encontre d'Eurodif et d'Urenco pour dumping et subvention. Le niveau des droits compensateurs appliqués aux exportations d'Eurodif aux Etats-Unis a conduit à déposer auprès des douanes américaines 162 millions de dollars à fin 2004, récupérables à l'issue des procédures. Le litige USEC est décrit dans la Note 30. Ce dépôt n'est pas provisionné, de même que les montants déposés auprès des douanes américaines, compte tenu du niveau de confiance du Groupe quant à l'issue de cette affaire.

Note 14. Stocks et en-cours

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Matières premières et autres approvisionnements	669	468	475
En-cours de production de biens	497	372	404
En-cours de production de services	498	381	638
Produits intermédiaires et finis	756	629	724
Total valeur brute	**2 420**	**1 849**	**2 242**
Provisions pour dépréciation	(332)	(230)	(282)
Total valeur nette	**2 088**	**1 619**	**1 960**

L'augmentation des stocks s'explique principalement par l'acquisition de T&D (513 millions d'euros de stocks à la date d'acquisition).

Note 15. Clients et comptes rattachés

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Valeurs brutes	3 357	2 275	2 593
Dépréciation	(69)	(41)	(41)
Valeurs nettes	**3 288**	**2 234**	**2 552**

Le poste Clients et comptes rattachés inclut, au 31 décembre 2004, un montant de 1 080 millions d'euros en valeur brute relatifs à l'activité Transmission et Distribution.

L'échéancier des valeurs brutes des créances clients est le suivant :

2004

(en millions d'euros)	Montants bruts	Moins d'un an	De un à cinq ans	Plus de cinq ans
Valeurs brutes	3 357	3 032	277	48
Total	**3 357**	**3 032**	**277**	**48**

2003

(en millions d'euros)	Montants bruts	Moins d'un an	De un à cinq ans	Plus de cinq ans
Valeurs brutes	2 275	1 973	263	39
Total	**2 275**	**1 973**	**263**	**39**

Note 16. Autres créances

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Comptes courants des sociétés non consolidées	-	-	18
Etat	341	336	379
Débiteurs divers	788	371	496
Impôts différés actifs	493	293	231
Autres	247	207	276
Total	**1 869**	**1 208**	**1 400**

Les comptes courants financiers des sociétés non consolidées figurent désormais en Trésorerie (Note 17), du fait de leur caractère financier.

Les impôts différés actifs sont relatifs essentiellement aux provisions pour pensions et avantages assimilés et aux provisions pour risques et charges non déductibles.

Les débiteurs divers incluent la créance sur le CEA au titre des ateliers de La Hague et de Cadarache (Note 22).

Note 17. Trésorerie et valeurs mobilières de placement

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Valeurs mobilières de placement (valeur brute)	1 367	1 968	3 115
Valeurs mobilières de placement (dépréciation)	(2)	(4)	(39)
Disponibilités et comptes courants financiers	267	72	226
Valeur nette au 31 décembre	**1 632**	**2 036**	**3 302**

Au 31 décembre 2004, les comptes courants financiers actifs nets de provisions (17 millions d'euros) figurent en disponibilités. Ils figuraient en autres créances (cf. Note 16) au 31 décembre 2002.

Analyse de la trésorerie et des valeurs mobilières de placement

2004

(en millions d'euros)	Nombre de titres	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Valeur de marché
Valeurs mobilières de placement > 3 mois				
Actions cotées				
- Total	1 837 516	143	143	295
- Alcatel	2 597 435	27	27	30
- Société Générale	1 690 000	104	105	126
- Brime Assystem*	5 672 620	79	79	89
Autres		226	225	229
Total valeurs mobilières de placement > 3 mois		**580**	**578**	**769**
Trésorerie				
- Monétaire < 3 mois à l'origine		787	787	788
- Disponibilités et comptes courants financiers		270	267	270
Total trésorerie et valeurs mobilières de placement < 3 mois		**1 057**	**1 054**	**1 058**
Valeur nette au 31 décembre 2004		**1 637**	**1 632**	**1 827**

** La valeur comptable comprend les bons de souscription d'actions remboursables (BSAR).*

La trésorerie au 31 décembre 2004 à moins de trois mois à l'origine est principalement constituée par des titres de créances négociables et d'OPCVM monétaires. Au 31 décembre 2004, les plus-values latentes sont estimées à 1,1 million d'euros contre 0,6 million d'euros au 31 décembre 2003 et 0,5 million d'euros au 31 décembre 2002.

Les valeurs mobilières de placement à plus de trois mois comprennent :

- les titres des sociétés cotées détenus par AREVA sans faire l'objet d'une couverture d'engagements spécifiques,
- les titres Brime Assystem obtenus à l'issue de l'OPE déposée par Brime auprès de l'AMF le 22 octobre 2003 à laquelle AREVA a apporté la participation qu'elle détenait dans la société Assystem à Brime Technologies (aujourd'hui dénommée Assystem Brime). Cette participation était consolidée par mise en équivalence au 31 décembre 2002 (Note 12). Les titres de la société Assystem Brime reçus par AREVA en échange de son apport représentent 28,83 % du capital de la société. Cependant, suite à cette opération, et à la dénonciation concomitante du pacte d'actionnaires, AREVA n'exerce pas d'influence notable sur la société Assystem Brime qui ne représente pas un investissement stratégique pour le Groupe. Les titres détenus par AREVA dans Assystem Brime ne sont par conséquent pas mis en équivalence mais sont comptabilisés en valeurs mobilières de placement au 31 décembre 2003 et au 31 décembre 2004.

- La ligne “Autres” comprend des obligations et titres de créances négociables moyen terme dont une part constitue une protection de dépenses à réaliser sur des contrats commerciaux ayant donné lieu à acomptes, ainsi que des OPCVM mixtes (actions et obligations).

Au 31 décembre 2004, l’ensemble de la trésorerie des placements s’élève à 1 632 millions d’euros en valeur nette comptable. Après déduction des dettes financières pour 943 millions d’euros au 31 décembre 2004 (voir Note 23), la trésorerie nette s’élève à 689 millions d’euros contre 1 236 millions d’euros au 31 décembre 2003 et 731 millions d’euros au 31 décembre 2002 (montants 2002 retraités des avances clients portant intérêts).

2003

(en millions d’euros)	Nombre de titres	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Valeur de marché
Valeurs mobilières de placement > 3 mois				
Actions cotées				
- Total	2 220 016	165	165	327
- Alcatel	2 597 435	27	27	27
- Société Générale	1 690 000	104	104	118
- Brime Assystem*	5 672 623	79	79	91
Autres		298	294	299
Total valeurs mobilières de placement > 3 mois		**673**	**669**	**862**
Trésorerie				
- Monétaire < 3 mois à l’origine		1 295	1 295	1 296
- Disponibilités et comptes courants financiers		74	72	72
Total trésorerie et valeurs mobilières de placement < 3 mois		**1 369**	**1 367**	**1 368**
Valeur nette au 31 décembre 2003		**2 043**	**2 036**	**2 230**

** La valeur comptable comprend les bons de souscription d’actions remboursables (BSAR).*

Au 31 décembre 2003, des Fonds Communs de Placements de produits de taux monétaires et obligataires et des liquidités ont été requalifiés d’éléments d’actifs financiers dédiés au démantèlement des installations (cf. Notes 1.1 et 13) pour un montant de 576 millions d’euros en valeur nette comptable.

2002

(en millions d’euros)	Nombre de titres	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Valeur de marché
Valeurs mobilières de placement > 3 mois				
Actions cotées*				
- Total	5 403 567	310	310	735
- Alcatel	2 597 435	27	13	11
- Société Générale	1 690 000	105	92	94
Autres		857	845	859
Total valeurs mobilières de placement > 3 mois		**1 299**	**1 260**	**1 699**
Trésorerie				
- Monétaire < 3 mois à l’origine		1 816	1 816	1 817
- Disponibilités		226	226	226
Total trésorerie et valeurs mobilières de placement < 3 mois		**2 042**	**2 042**	**2 042**
Valeur nette au 31 décembre 2002		**3 341**	**3 302**	**3 741**

** Titres des sociétés cotées classés au 31 décembre 2001 dans les “autres TIAP” (voir Note 13).*

La trésorerie utilisée pour la détermination du tableau des flux de trésorerie se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2004	31/12/2003	31/12/2002
Trésorerie et valeurs mobilières de placement	1 632	2 036	3 302
Moins soldes créditeur de banques	(98)	(71)	(116)
Comptes courants financiers passifs	(11)	(12)	-
Moins valeurs mobilières de placement > 3 mois	(578)	(669)	(1 260)
Trésorerie utilisée pour la détermination du tableau des flux de trésorerie	945	1 284	1 926

Note 18. Capitaux propres

Capital

Au 31 décembre, la répartition du capital d'AREVA s'établit de la manière suivante :

	2004	2003	2002
CEA	78,9 %	78,9 %	78,9 %
Etat	5,2 %	5,2 %	5,2 %
CDC	3,6 %	3,6 %	3,6 %
Erap	3,2 %	3,2 %	3,2 %
Total	1 %	1 %	1 %
Crédit Agricole Indosuez et actionnaires salariés	1,6 %	1,6 %	1,6 %
EDF	2,5 %	2,5 %	2,5 %
Porteurs d'actions	**96 %**	**96 %**	**96 %**
Porteurs de certificats d'investissements	4 %	4 %	4 %
Total	**100 %**	**100 %**	**100 %**

Réserves de conversion

Les réserves de conversion s'élèvent à -117 millions d'euros en 2004, - 37 millions d'euros en 2003, 100 millions d'euros en 2002. La variation correspond principalement aux effets du dollar US.

Plan d'attribution d'options de souscription d'actions

Il n'existe pas de plan d'attribution d'options de souscription d'actions.

Résultat par action

Le nombre moyen d'actions et de certificats d'investissements retenus pour le calcul du résultat par action pour l'exercice 2004 est de 35 442 701 actions et certificats d'investissements (dont 1 429 108 certificats d'investissements), sans changement par rapport aux exercices 2002 et 2003.

Note 19. Autres fonds propres

Exercice 2004

La variation des autres fonds propres s'explique par la consolidation, à compter du 1er janvier 2004, de la société d'investissement détentrice du TSDI et du dépôt de garantie (Note 1.1.).

Historique du TSDI

250 titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI) au nominal de 1 000 000 USD ont été émis par Framatome SA le 15 novembre 1991 et souscrits directement par des établissements financiers. Ces titres ne sont remboursables qu'en cas de liquidation de la société après complet désintéressement des autres créanciers. Toutefois, l'émetteur s'est réservé le droit de rembourser, au cours des quinze premières années, tout ou partie de ces titres dans le cas de circonstances exceptionnelles indépendantes de sa volonté.

Ces TSDI, valorisés au cours du jour de l'émission (1 USD = 0,85059 €), juridiquement perpétuels, étaient enregistrés au passif du bilan dans un compte "Autres fonds propres" et conservés à la valeur historique.

Ces titres font l'objet d'une rémunération perpétuelle, payable semestriellement à terme échu, au taux du Libor à six mois, majoré de 0,7 %.

Le montant du dépôt qui a été déduit de cette émission, soit 76 085 000 dollars US, et versé à une société d'investissement était comptabilisé dans le compte "Autres immobilisations financières" jusqu'au 31 décembre 2003. En contrepartie, cette société servira à AREVA, dès le début de la seizième année suivant l'émission des TSDI, des intérêts d'un montant équivalent à celui que AREVA sera amené à verser après la quinzième année aux détenteurs des TSDI. Ce dépôt, valorisé au cours du jour de l'émission des TSDI n'est pas remboursable, excepté dans le cas de circonstances exceptionnelles et figurait à l'actif du bilan pour son montant historique jusqu'au 31 décembre 2003. L'appréciation de ce dépôt au cours de l'exercice est constatée par le crédit d'un compte de produits financiers.

Note 20. Intérêts minoritaires

Les principaux intérêts minoritaires se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2004	31/12/2003	31/12/2002
STMicroelectronics	214	441	455
Framatome ANP	356	345	380
Eurodif	118	104	110
Autres	88	69	43
Total	**776**	**959**	**988**

La diminution des intérêts minoritaires sur STMicroelectronics correspond à la cession des titres détenus indirectement par France Télécom (voir Notes 2.1. et 12).

Note 21. Pensions et avantages assimilés

Les sociétés du Groupe, selon les lois et usages de chaque pays, versent à leurs salariés qui partent à la retraite une indemnité de fin de carrière qui est fonction de leur rémunération et de leur ancienneté. Par ailleurs, elles versent des médailles du travail, des rentes de préretraite en France et en Allemagne, et des compléments de retraite garantissant des ressources contractuelles à certains salariés. Certaines sociétés du Groupe accordent également d'autres avantages après la retraite tels que le remboursement des frais médiaux. Ces régimes, dits à prestations définies, sont comptabilisés conformément aux principes comptables définis dans la Note 1.15.

Le Groupe fait appel à des actuaires indépendants pour évaluer ses engagements chaque année.

Dans certaines sociétés, ces engagements sont couverts pour tout ou partie par des contrats souscrits auprès de compagnies d'assurances ou de fonds de pension. Dans ce cas, les engagements et les actifs en couverture sont évalués de manière indépendante. La différence entre l'engagement et la couverture fait ressortir une insuffisance ou un excédent de financement. En cas d'insuffisance, une provision est enregistrée. En cas d'excédent, un actif est constaté (sous réserve de conditions particulières).

Le Groupe a signé des plans CATS – CASA en 2002 et en 2003. Au 31 décembre 2004, 14 sociétés du Groupe avaient des plans CATS - CASA pour lesquels le montant de la provision est évalué au 31 décembre 2004 à 151 millions d'euros.

L'évènement significatif de l'année 2004 a été l'intégration du Pôle **T&D** au sein du groupe AREVA. Le Pôle **T&D** représentait, au 1er janvier 2004, un engagement de 189 millions d'euros pour des actifs de couverture de 16 millions d'euros.

Rapprochement avec le bilan

(en millions d'euros)	31/12/2004	31/12/2003	31/12/2002
Total provisions pour pensions et avantages assimilés	**853**	**609**	**568**
Total actifs des régimes de pensions	**(32)**	**(42)**	**(43)**
Filiales non évaluées	(29)	(18)	(9)
Total	**792**	**549**	**516**
Indemnités de fin de carrière	156	103	96
Retraites supplémentaires	99	(7)	6
Préretraites	374	308	220
Frais médicaux et prévoyance	139	135	186
Médailles du Travail	24	10	9

Les plans CATS, CASA et CASAIC sont compris dans les régimes de préretraite.

Principales hypothèses

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour l'évaluation sont les suivantes :

	2004	2003	2002
• Inflation	2 %	2 %	1,5 %
• Taux d'actualisation			
- Zone euro	4,5 %	5,5 %	5,5 %
- Zone Dollar	6 %	6,15 %	7,25 %
- Zone CAD	6 %	6 %	n.a.
• Taux de rendement moyen attendu des actifs de couverture			
- Zone euro	5,5 %	5,5 %	5,5 %
- Zone Dollar	7,31 %	7,84 %	7,87 %
- Zone CAD	7,04 %	7,5 %	
• Revalorisation du Plafond de la Sécurité Sociale (net d'inflation)	0,5 %	0,5 %	0,5 %

- Tables de mortalité utilisées :
  - Table de génération pour les rentes
  - TV 88-90 pour les capitaux
- Age de départ à la retraite : pour les cadres 63 ans et 61 ans pour les non cadres.
- Taux de sortie moyen pour chacune des sociétés, réparti suivant une fonction décroissante, selon les tranches d'âge dans la population.

Hypothèse d'augmentation de salaire retenue nette d'inflation (moyenne pondérée selon les effectifs de chaque société)

	Cadres			Non cadres		
	2004 *	2003	2002	2004 *	2003	2002
< 30 ans	3,54 %	2,69 %	2,88 %	2,06 %	1,82 %	1,58 %
30 - 39 ans	2,70 %	2,16 %	2,16 %	1,80 %	1,62 %	1,48 %
40 - 49 ans	2,06 %	1,68 %	1,70 %	1,55 %	1,30 %	1,22 %
50 - 54 ans	1,70 %	1,31 %	1,40 %	1,42 %	1,13 %	1,09 %
55 ans et plus	1,50 %	1,08 %	1,22 %	1,26 %	0,80 %	0,73 %

** Hypothèses d'augmentation de salaire incluant les variations de périmètre.*

Hypothèse de taux attendu d'évolution des frais médicaux aux Etats-Unis

Année	
2004	11 %
2005	10 %
2006	9 %
2007	8,50 %
2008	8 %
2009	7,50 %
2010	7 %

Actifs financiers

Europe

	31/12/2004	31/12/2003	31/12/2002
Allocation par support			
Monétaire	19 %	9 %	8 %
Obligations	67 %	82 %	86 %
Actions	11 %	7 %	6 %
Immobilier	3 %	2 %	1 %

Etats-Unis

	31/12/2004	31/12/2003	31/12/2002
Allocation par support			
Monétaire	0 %	5 %	11 %
Obligations	41 %	46 %	51 %
Actions	58 %	49 %	37 %
Immobilier	0 %	0 %	1 %

Taux de rendement effectif des actifs de régimes

Rendement effectif des actifs de régimes	2004
Europe	5,69 %
Etats-Unis	8,71 %

Analyse du montant net comptabilisé
Au 31 décembre 2004

	IFC	Retraites supplémentaires		Préretraites		Frais médicaux	Médailles du travail	Total	Total	Total
(en millions d'euros)		Exter-nalisées	Non exter-nalisées	Exter-nalisées	Non exter-nalisées	Exter-nalisés	Non exter-nalisées	Exter-nalisé	Non exter-nalisé	
Dette actuarielle	270	554	201	707	352	196	24	1 531	773	2 304
Juste valeur des actifs de couverture	(79)	(452)	0	(343)				(874)	-	(874)
Ecarts actuariels non comptabilisés	(35)	(156)	(46)	(161)	(34)	(55)	-	(352)	(135)	(487)
Coût des services passés non comptabilisés	0	(2)	1	(120)	(27)	(2)	-	(123)	(28)	(151)
Limite de reconnaissance des actifs de couverture	-									
Montant net comptabilisé	**156**	**(57)**	**156**	**83**	**291**	**139**	**24**	**183**	**610**	**792**

Charges constatées en 2004

(en millions d'euros)	IFC	Retraites supplémentaires	Préretraites	Frais médicaux	Médailles du travail	Total
Coût des services rendus de la période	12	26	65	3	1	107
Coût sur actualisation	13	40	51	9	1	113
Rendement attendu des actifs de couverture	(5)	(29)	(19)	0	0	(52)
Amortissement des pertes ou gains actuariels	(0)	8	9	1	1	18
Amortissement du coût des services passés	0	0	12	0	0	13
Effet de mise en place, réductions, cessations de plans	(2)	(2)	(7)	0	3	(8)
Total de la charge de l'exercice	**17**	**43**	**111**	**13**	**6**	**190**

Au 31 décembre 2003

	IFC	Retraites supplémentaires		Préretraites		Frais médicaux	Médailles du travail	Total	Total	Total
(en millions d'euros)		Exter-nalisées	Non exter-nalisées	Exter-nalisées	Non exter-nalisées	Exter-nalisés	Non exter-nalisées	Exter-nalisé	Non exter-nalisé	
Dette actuarielle	173	498	85	540	306	161	10	1 211	562	1 773
Juste valeur des actifs de couverture	(76)	(434)	0	(341)	-	-	-	(851)	-	(851)
Ecarts actuariels non comptabilisés	8	(126)	(28)	(25)	(17)	(26)	0	(143)	(71)	(214)
Coût des services passés non comptabilisés	(2)	(3)	1	(123)	(32)	-	-	(128)	(31)	(159)
Montant net comptabilisé	**103**	**(65)**	**58**	**51**	**257**	**135**	**10**	**89**	**460**	**549**

Au 31 décembre 2002

(en millions d'euros)	IFC	Retraites supplémentaires	Préretraite	Avantages connexes	Total
Dette actuarielle	179	481	575	239	1 474
Juste valeur des actifs de couverture	(76)	(399)	(324)	(14)	(813)
Ecarts actuariels non comptabilisés	(3)	(31)	(4)	(8)	(46)
Coût des services passés non comptabilisés	(5)	(45)	(27)	(22)	(99)
Montant net comptabilisé	**95**	**6**	**220**	**195**	**516**

Analyse de la charge de l'exercice

Charges constatées en 2003

(en millions d'euros)	IFC	Retraites supplémentaires	Préretraite	Frais médicaux	Médailles du travail	Total
Coût des services rendus de la période	10	24	87	3	1	125
Coût sur actualisation	10	33	37	8	0	88
Rendement attendu des actifs de couverture	(4)	(26)	(18)	0	0	(48)
Amortissement des pertes ou gains actuariels	0	5	1	1	(1)	6
Amortissement du coût des services passés	1	0	3	0	0	4
Effet de mise en place, réductions, cessations de plans	(9)	(1)	38	1	(1)	28
Total de la charge de l'exercice	**8**	**35**	**148**	**13**	**(1)**	**203**

Charges constatées en 2002

(en millions d'euros)	IFC	Autres engagements de retraites	Avantages connexes	Total
Coût des services rendus de la période	10	48	5	63
Coût sur actualisation	9	55	13	77
Rendement attendu des actifs de couverture	(1)	(46)	(1)	(48)
Amortissement des pertes ou gains actuariels	-	1	1	2
Amortissement du coût des services passés	1	4	-	5
Effet de mise en place, réductions, cessations de plans	(7)	93	1	87
Total de la charge de l'exercice	**12**	**155**	**19**	**186**

Variation de la provision

Variation de provision	2004	2003	2002
Solde retraité à l'ouverture	549	516	403
Différence de change	(5)	(13)	1
Effet de périmètre	167	(25)	(2)
Charge totale	190	203	186
Cotisations et prestations payées	(109)	(132)	(72)
Solde comptabilisé au 31 décembre	**792**	**549**	**516**

Note 22. Provisions pour risques et charges

2004

(en millions d'euros)	Ouverture	Dotations	Reprises consommées	Reprises sans consommation	Reclassements, variations de périmètre et de taux de change	Clôture
Démantèlement des installations nucléaires	8 458	140	(1 735)	(7)	(42)	6 814
Reprise et conditionnement des déchets	3 858	100	(2 286)	(82)	(146)	1 444
Sous-total : obligations de fin de cycle	**12 316**	**240**	**(4 021)**	**(89)**	**(188)**	**8 258**
Réaménagement des sites miniers et démantèlement des usines de concentration	69	7	(23)	-	(1)	52
Dépollution, reconstitution des autres sites industriels et assainissement courant	-	8	(1)	-	75	82
Provisions pour risques	342	157	(151)	(89)	247	506
Restructurations et plans sociaux	139	21	(61)	(17)	152	234
Travaux restant à effectuer	430	40	(81)	(4)	52	437
Autres	87	34	(31)	(15)	(12)	63
Sous-total : provisions hors obligations de fin de cycle	**1 067**	**267**	**(348)**	**(125)**	**513**	**1 374**
Total provisions	**13 383**	**507**	**(4 369)**	**(214)**	**325**	**9 632**

Les variations de périmètre comprennent principalement l'acquisition de T&D pour 456 millions d'euros.

2003

(en millions d'euros)	Ouverture	Dotations	Reprises consommées	Reprises sans consommation	Reclassements, variations de périmètre et de taux de change	Clôture
Démantèlement des installations nucléaires	8 504	17	(209)	-	146	8 458
Reprise et conditionnement des déchets	3 779	44	(31)	-	66	3 858
Sous-total : obligations de fin de cycle	**12 283**	**61**	**(240)**	**-**	**212**	**12 316**
Réaménagement des sites miniers et démantèlement des usines de concentration	90	6	(24)	-	(3)	69
Provisions pour risques	436	168	(124)	(31)	(108)	342
Restructurations et plans sociaux	183	110	(138)	(14)	(2)	139
Travaux restant à effectuer	1 372	30	(63)	(12)	(897)	430
Autres	120	20	(55)	(7)	9	87
Sous-total : provisions hors obligations de fin de cycle	**2 202**	**334**	**(404)**	**(64)**	**1 001**	**1 067**
Total provisions	**14 485**	**395**	**(644)**	**(64)**	**(789)**	**13 383**

2002

(en millions d'euros)	Ouverture	Dotations	Reprises consommées	Reprises sans consommation	Reclassements, variations de périmètre et de taux de change	Clôture
Démantèlement des installations nucléaires	1 759	6 850	(189)	(1)	85	8 504
Reprise et conditionnement des déchets	1 000	2 766	(34)	-	47	3 779
Sous-total : obligations de fin de cycle	**2 759**	**9 616**	**(223)**	**(1)**	**132**	**12 283**
Réaménagement des sites miniers et démantèlement des usines de concentration	112	14	(24)	-	(12)	90
Provisions pour risques	479	159	(140)	(59)	(2)	436
Restructurations et plans sociaux	183	140	(154)	(4)	18	183
Travaux restant à effectuer	1 384	189	(151)	-	(50)	1 372
Autres	199	26	(33)	(2)	(70)	120
Sous-total : provisions hors obligations de fin de cycle	**2 357**	**528**	**(502)**	**(65)**	**(116)**	**2 202**
Total provisions	**5 116**	**10 144**	**(725)**	**(66)**	**16**	**14 485**

Provisions pour obligations de fin de cycle

Le tableau suivant récapitule les différents postes comptables concernés par le traitement des obligations de fin de cycle dans le bilan d'AREVA pour les années 2004, 2003, 2002 :

ACTIF *(en millions d'euros)*	31/12/04	**PASSIF**	31/12/04
Actifs de démantèlement (Note 10)	5 372	Provisions pour obligations de fin de cycle	8 258
*- quote-part AREVA **	*1 063*	*- financées par AREVA*	*3 948*
*- quote-part des tiers ***	*4 309*	*- financées par les tiers***	*4 309*
Portefeuille financier dédié *** (Note 13)	2 281		

ACTIF *(en millions d'euros)*	31/12/03	**PASSIF**	31/12/03
Actifs de démantèlement (Note 10)	9 109	Provisions pour obligations de fin de cycle	12 316
*- quote-part AREVA **	*1 118*	*- financées par AREVA*	*4 325*
*- quote-part des tiers ****	*7 991*	*- financées par les tiers***	*7 991*
Portefeuille financier dédié *** (Note 13)	2 234		

ACTIF *(en millions d'euros)*	31/12/02	**PASSIF**	31/12/02
Actifs de démantèlement (Note 10)	9 223	Provisions pour obligations de fin de cycle	12 283
*- quote-part AREVA **	*1 194*	*- financées par AREVA*	*4 254*
*- quote-part des tiers***	*8 029*	*- financées par les tiers***	*8 029*
Portefeuille financier dédié*** (Note 13)	2 127		

* *Montant restant à amortir sur la quote-part de la provision globale devant être financée par AREVA.*

** *Montant de la provision devant être financée par les tiers.*

*** *Portefeuille financier dédié devant financer la quote-part de la provision revenant à AREVA.*

Nature des engagements

En qualité d'exploitant d'installations nucléaires, le Groupe a l'obligation juridique de procéder, lors de l'arrêt définitif de tout ou partie de ses installations industrielles, à leur mise en sécurité et à leur démantèlement. Il doit également reprendre et conditionner selon les normes en vigueur les différents déchets issus des activités d'exploitation et qui n'ont pu être traités en ligne. Pour le Groupe, les installations en cause concernent l'amont du cycle avec notamment l'usine d'enrichissement d'Eurodif à Pierrelatte et les usines de combustibles mais surtout l'aval du cycle : usine de La Hague pour le traitement, usine Melox et Cadarache pour la fabrication de combustibles Mox. Cette obligation inhérente à la qualité d'exploitant nucléaire incombe également au Groupe pour des installations dont elle n'est pas propriétaire (installations du CEA à Pierrelatte).

Dans certaines activités (essentiellement traitement du combustible usé), certains clients ont accepté d'assurer le financement d'une partie des coûts associés à ces obligations de démantèlement et de reprise et conditionnement des déchets dont ils restent propriétaires. Pour le Groupe, il en résulte un transfert de l'engagement financier de démantèlement et de reprise et conditionnement des déchets vers ces derniers.

L'échéancier des dépenses correspondant à ces engagements se situe entre 2005 et 2060 en fonction des dates prévisibles d'arrêt des installations et de la programmation des opérations.

Détermination des provisions pour obligations de fin de cycle

Démantèlement

L'estimation de l'engagement de démantèlement, calculé installation par installation, est effectuée sur les bases suivantes.

Le Groupe a retenu un démantèlement qui correspond à l'état final suivant : génie civil assaini sur pied, toutes les zones à déchets nucléaires sont déclassées en zones à déchets conventionnels. Cela correspond à un niveau compris entre 2 et 3 de la classification en cours de révision de l'AIEA (Agence Internationale de l'Energie Atomique).

Les devis détaillés des coûts des obligations de démantèlement et de gestion des déchets ont été principalement établis par SGN, société d'ingénierie ayant assuré la maîtrise d'œuvre de la construction de la plupart des installations de traitement-recyclage, et considérée comme la mieux à même d'en déterminer les modalités de démantèlement. Dans le cas de l'enrichissement, c'est la société Eurodif qui a mené les travaux d'évaluation.

Les devis sont chaque année portés en conditions économiques de l'exercice pour tenir compte de l'inflation. Cette révision est comptabilisée dans le compte de résultat selon la méthode prospective. Lorsqu'il existe un portefeuille d'actifs dédiés, les effets de l'inflation sont présentés en résultat financier.

Les devis seront également mis à jour en cas d'évolution des réglementations applicables ou si des évolutions technologiques substantielles pouvaient être anticipées. En tout état de cause, le Groupe s'est fixé l'objectif de réviser chaque devis selon une périodicité n'excédant pas six ans.

Reprise et conditionnement des déchets

L'évaluation repose sur des hypothèses techniques et sur un planning de réalisation.
Les coûts sont estimés à partir d'études d'ingénierie d'avant-projet sommaire pour les investissements nécessaires à la reprise des déchets et à partir d'une évaluation interne pour les coûts d'exploitation de reprise et de conditionnement.

Stockage des déchets ultimes

En ce qui concerne le stockage des déchets ultimes dont la propriété demeure celle du producteur, au regard de l'avancement des programmes prescrits par la loi n° 91–1381 (aujourd'hui codifiée par les articles L. 542-1 et ss. du Code de l'environnement) devant décider du cahier des charges relatif à la gestion des déchets ultimes (moyenne et haute activité à vie longue selon la classification française), et en l'absence de devis engageants concernant ce stockage définitif, le Groupe a fixé les hypothèses techniques et financières servant de base au calcul de la provision pour les déchets dont il est propriétaire.

Les incertitudes liées au coût de stockage des déchets ultimes sont les suivantes :

- les grandes étapes de la gestion des déchets MAVL (moyenne activité à vie longue) et HAVL (haute activité à vie longue) n'ont pas été arrêtées, le gouvernement devant, en 2006, présenter au parlement un rapport global d'évaluation des recherches sur ces déchets accompagné d'un projet de loi autorisant, le cas échéant, la création d'un centre de stockage des déchets à haute activité et à vie longue.
- les évaluations financières varient en fonction du mode de réalisation retenu et du type de déchets entreposés. L'évaluation de 1996 de l'Andra, basée sur un scénario de retraitement total des combustibles usés issus du parc nucléaire existant, retenait un coût estimé d'environ 14,7 milliards d'euros en conditions économiques 2003. Le coût retenu par le Groupe pour le calcul de ses provisions de stockage définitif est inférieur à cette d'estimation d'environ 30 %. Le Groupe a conduit une étude démontrant que les

coûts retenus par l'Andra sont généralement très supérieurs à ceux relevant d'une comparaison internationale sur les conditions tarifaires en vigueur sur des sites existants et pouvant recevoir ce type de déchets. Le Groupe a décidé de ne pas actualiser ces provisions. Le niveau de provision inscrit dans les comptes permet de couvrir la valeur actualisée de l'hypothèse de coût la plus élevée du stockage profond applicable en France.
- la quote-part AREVA fixée actuellement à 5 % pourrait évoluer en fonction des volumes produits par le Groupe et des volumes produits par les autres producteurs.
- la répartition entre déchets de moyenne et de haute activité à vie longue du coût d'un éventuel centre de stockage profond pourrait aussi influer sur la part AREVA.
- la date de mise en service industriel et la durée d'exploitation ne sont pas connues avec précision.

Sous l'égide de la DGEMP (Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières), un groupe de travail a été constitué en 2004. Il rassemble des représentants des directions du Budget, du Trésor, de l'Andra, d'EDF, d'AREVA et du CEA. Sa mission est d'établir un consensus sur les hypothèses structurantes, la méthodologie de calculs, la prise en compte des incertitudes pour l'établissement de coûts de référence d'un stockage géologique profond.

Evolution 2003/2004

Révision des devis de démantèlement de l'aval du cycle

Le Groupe a achevé en 2004 la révision des devis de démantèlement des usines Melox, UP2 400 et UP2800-UP3 de La Hague. Ces nouveaux devis ont été élaborés à partir du modèle ETE-Eval qui a bénéficié d'une certification par le bureau Véritas. Ils ont intégré la mise à jour des données technico-économiques pour bénéficier du retour d'expérience. Ces révisions ont confirmé les évaluations précédentes avec un écart global faible de moins de 5 % en valeur absolue. Ces nouveaux devis sont pris en compte dans les comptes à fin 2004.

Simplification des responsabilités d'assainissement sur les sites de l'aval du cycle

Concrétisant une démarche engagée en 2002 entre EDF, le CEA et AREVA, et avec l'aval des pouvoirs publics, l'année 2004 a vu la signature d'accords clarifiant les responsabilités de chaque acteur sur les sites de Marcoule, La Hague et Cadarache.

Marcoule

Concernant Marcoule, CEA, EDF et COGEMA ont signé en décembre 2004, un protocole portant sur le transfert au CEA de la maîtrise d'ouvrage et du financement de l'assainissement du site, avec effet au premier décembre 2004. Cet accord exclut les coûts de stockage définitif des déchets ultimes.
Ce protocole prévoit le versement libératoire par EDF et COGEMA de leur quote-part respective de leur engagement financier au fonds de démantèlement du CEA. Pour COGEMA, cet engagement de 427 millions d'euros (aux conditions économiques de janvier 2004), provisionné dans les comptes fin 2003, a été versé pour moitié fin 2004 et pour moitié début 2005 par prélèvement sur les actifs financiers dédiés à la couverture des engagements de fin de cycle (TIAP).

COGEMA n'ayant, en dehors des coûts relatifs aux déchets profonds qui restent provisionnés, plus d'engagement financier au titre de Marcoule et les accords prévoyant le transfert du statut d'exploitant nucléaire au CEA, la provision qui s'élevait à 3 945 millions d'euros fin 2003 et l'actif quote-part tiers correspondant ont été repris sur l'exercice 2004. Compte tenu des délais administratifs, le transfert du statut d'exploitant nucléaire ne devrait être effectif qu'en 2005.

Cadarache

Un accord entre le CEA et COGEMA, signé en décembre 2004, prévoit le versement d'une soulte libératoire du CEA à COGEMA en contrepartie de la prise de responsabilité à 100 % des coûts d'assainissement de l'atelier de production de combustible Mox de Cadarache. Ce dernier avait cessé ses productions commerciales en juillet 2003. Fin 2004, COGEMA a donc provisionné 100 % du devis des opérations (contre 62 % précedemment) et constaté une créance sur le CEA pour la part qui lui incombait.

La Hague

Un accord entre le CEA et COGEMA, signé en décembre 2004, prévoit le versement d'une soulte libératoire du CEA à COGEMA en contrepartie de la prise de responsabilité à 100% des coûts d'assainissement de l'atelier Elan 2 B de La Hague, qui restait le seul atelier propriété du CEA à La Hague. Fin 2004, COGEMA a donc provisionné 100% du devis des opérations et constaté en contrepartie une créance sur le CEA.

Par ailleurs, ce même accord contractualise l'engagement du CEA sur le financement des prestations de reprise et conditionnement de déchets issus d'anciens contrats de traitement pour la part qui lui incombait.

Prestations de reprise et de conditionnement de déchets anciens de La Hague

Certains déchets issus d'anciens contrats de traitement de combustibles usés n'ont pu être traités en ligne car les ateliers de support pour les conditionner n'étaient pas encore disponi-

bles. Ils convient donc dorénavant de les reprendre et les conditionner selon un scénario et des filières techniques agréés par l'Autorité de sûreté. Certaine de ces filières font encore l'objet d'études.

En 2004, le Groupe a procédé à une revue approfondie de ce poste avec la révision du devis pour intégrer :
- l'extension du périmètre contractuel des prestations demandées par EDF dans le cadre des négociations en cours (élargissement à certains déchets issus du contrat REP qui a pris fin en 2001),
- les résultats des études d'avant-projet sommaire qui ont permis d'affiner le coût des filières techniques en développement,
- avec la révision des quote-parts respectives du CEA et d'EDF dans le financement de ces opérations sur la base de l'accord CEA et du périmètre technique en cours de négociation avec EDF.

Le Groupe traite la part de ces opérations financée par les tiers selon la même logique que les autres contrats. En effet, celles-ci font partie des prestations d'optimisation de conditionnement rendues habituellement par l'usine de La Hague à ses clients. Ces derniers restent propriétaires des déchets conditionnés et devront supporter le coût de stockage définitif. Ainsi, au 31 décembre 2004, suite à l'engagement contractuel du CEA, formalisé par l'accord de décembre 2004, la part de ce dernier dans le financement de ces opérations n'est pas comprise dans la provision et l'actif tiers correspondant. Le paiement du CEA sera comptabilisé en avance à sa réception et repris en chiffre d'affaires au fur et à mesure des prestations. Il en sera de même avec la part EDF lorsqu'un accord sera signé entre les parties.

Négociation EDF/COGEMA

EDF et COGEMA se sont engagés dans un processus de négociation globale visant à définir,

D'une part :
- Les conditions juridiques et financières d'un transfert à COGEMA des obligations financières actuelles d'EDF de participation au démantèlement du site de La Hague ; celles-ci pourraient comprendre les modalités d'un règlement libératoire de cet engagement de long terme. Toutefois, les éléments tenant à la fixation des quote-parts respectives pour le financement du démantèlement de La Hague ont fait l'objet fin septembre 2003 d'un accord entre les parties.
- La participation financière d'EDF et de COGEMA au titre de leurs obligations respectives de reprise et conditionnement des déchets des sites de La Hague et de Saint-Laurent-des-Eaux ;

Et d'autre part :
- Les conditions économiques du futur contrat de traitement des combustibles usés au-delà de 2007.

Compte tenu du caractère global de cette négociation, AREVA a maintenu dans ses comptes 2004, pour ces coûts de démantèlement, les quote-parts utilisées pour la clôture des comptes 2003. Sur la base des éléments d'appréciation disponibles, il ne devrait pas en résulter d'incidence significative sur les comptes et la situation financière du Groupe. Les négociations ne sont pas, à ce stade, achevées, EDF ayant demandé à élargir le champ des négociations aux contrats d'approvisionnement dans l'amont du cycle.

Financement des dépenses de démantèlement et de reprise et conditionnement des déchets

De manière à couvrir les dépenses futures mises à la charge du Groupe, une partie de la trésorerie a été affectée à la constitution d'un portefeuille financier dédié figurant à l'actif du bilan en "Immobilisations financières" (cf. Note 13).

Provisions pour risques

Au 31 décembre 2004, les provisions pour risques se décomposent de la manière suivante :

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Provisions pour risques affaires	29	22	224
Provisions pour pertes à terminaison	87	99	91
Provisions pour litiges	27	10	17
Provisions pour pertes et changes	-	-	2
Provisions pour risques environnementaux	8	-	14
Provisions pour risques fiscaux	26	27	21
Provisions pour garanties données aux clients	220	119	12
Provisions pour travaux	-	-	15
Provisions pour amendes et pénalités	20	3	-
Provisions autres	89	62	40
Total	**506**	**342**	**436**

L'augmentation des provisions pour risques est imputable à T&D à hauteur de 240 millions d'euros.

Provisions pour restructurations et plans sociaux

Les provisions pour restructurations s'élèvent à 234 millions d'euros en 2004 (139 millions d'euros en 2003, 183 millions d'euros en 2002). Elles se décomposent en provisions pour plans sociaux à hauteur de 173 millions d'euros et en provisions pour fermetures de sites et coûts associés à hauteur de 60 millions d'euros.

La répartition de ces provisions, ainsi que l'échéancier prévisionnel des décaissements relatifs aux plans sociaux et les effectifs estimés, est indiquée ci après :

Sociétés	Fermetures de sites et coûts associés	Plans sociaux	Décaissements prévisionnels des plans sociaux			Effectif estimé
(en millions d'euros)			2005	2006	2007	
Framatome-ANP	1	1	1	-	-	21
AREVA T&D	58	96	67	20	9	2 240
COGEMA	1	11	2	5	4	151
FCI	-	65	36	28	1	336
Total	**60**	**173**	**106**	**53**	**14**	**2 748**

Les principales provisions pour plans sociaux sont constituées lors de la présentation des plans aux partenaires sociaux. Ils comprennent principalement des mesures de cessation d'activité totale ou progressive, des mesures de reclassement, et dans une moindre mesure, des départs concertés.

Provisions pour travaux restant à effectuer

Au 31 décembre 2004, ces provisions correspondent à des charges pour travaux restant à effectuer (PTRE) pour un montant de 436 millions d'euros au 31 décembre 2004 contre 430 millions d'euros au 31 décembre 2003 et 410 millions d'euros au 31 décembre 2002. Elles correspondent, compte tenu de la méthodologie alors retenue de prise en compte de l'activité et de la marge lors des opérations de traitement, à des prestations annexes restant à réaliser (traitement et entreposage de résidus par exemple).

Au 31 décembre 2002, les provisions pour charges comprenaient également les Provisions pour Charges restant à Encourir (PCE) pour un montant de 962 millions d'euros. Il s'agit de charges d'amortissement sur des immobilisations réalisées par le Groupe et financées par les clients dans le cadre de contrats, les durées d'amortissement comptable dépassant les durées de ces contrats. Ces provisions ont été reclassées en amortissements.

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Provision pour travaux restant à effectuer	436	430	410
Provision pour charges à encourir	-	-	962
Total	**436**	**430**	**1 372**

Note 23. Dettes financières

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Emprunts obligataires (émission en francs français)	3	4	2
Avances rémunérées	449	416	-
Emprunts auprès des établissements de crédit	235	248	2 001
Concours bancaires	98	71	116
Dettes financières diverses *	158	61	98
Total	**943**	**800**	**2 217**
** dont crédit-bail :*	*49*	*13*	*15*

Les dettes financières intègrent la dette financière de Lilly Financial Corporation Ltd (Note 1.1.). Les avances rémunérées sont considérées comme des dettes financières depuis le 31 décembre 2003 (Note 24).

Les dettes financières se répartissent par degré d'exigibilité, par devise et par nature de taux de la manière suivante :

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Echéances à un an au plus	262	164	1 092
Echéances à plus d'un an et cinq ans au plus	434	483	1 118
Echéances à plus de cinq ans	247	153	7
Total	**943**	**800**	**2 217**

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Euro	600	569	1 334
Dollar US	51	8	653
Autres devises	293	223	230
Total	**943**	**800**	**2 217**

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Taux fixe	131	173	494
Taux variable	812	627	1 723
Total	**943**	**800**	**2 217**

Emprunts individuels significatifs

Hors effet de swap, les emprunts à taux variable sont référencés sur le Libor ou l'Euribor.

(en millions d'euros)	2004
COGEMA	
Emprunt taux variable 2000/2006 (255 MCAD)	155
Emprunt 6 % in fine 2000/2007 (54 MCAD)	38
Framapar	
Emprunt 1997/2005	14

Garanties et clauses particulières

Aucun emprunt ou dette (hors dettes sur immobilisations en crédit-bail) n'est garanti par des actifs.

Covenants

Différents covenants financiers s'appliquent aux comptes du Groupe dans le cadre des financements mis en place en faveur de différentes entités du Groupe (CRI Canada).

Ces covenants portent :

- sur le ratio d'endettement net du Groupe ramené aux fonds propres ou sur la couverture de la dette par les cash flows. Compte tenu d'une trésorerie nette positive du Groupe à fin 2004, ce type de ratio n'est pas applicable.
- sur le service de la dette. Aucun ratio de ce type ne s'approche des limites exigées dans leur définition.

Note 24. Avances et acomptes

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Avances et acomptes reçus sur commandes	3 234	2 448	2 860
Avances et acomptes reçus finançant les immobilisations	1 092	1 167	1 206
Total	**4 326**	**3 615**	**4 066**

Ce poste correspond aux avances d'exploitation et d'investissement contractuellement accordées par des clients et ne portant pas intérêt. Le remboursement de ces avances et acomptes est effectué par imputation sur le chiffre d'affaires dégagé au titre des contrats considérés, qui concernent principalement les ventes de combustibles, de traitement et de recyclage des combustibles usés, ainsi que l'activité "Systèmes" de AREVA T&D. Aux 31 décembre 2003 et 2004, les avances portant intérêts figurent en dettes financières.

Seuls les avances et acomptes effectivement perçus sont comptabilisés.

Les avances et acomptes reçus finançant les immobilisations correspondent aux montants reçus de clients et concourant au financement d'investissements affectés à l'exécution de contrats de longue durée auxquels ils ont souscrit, qui s'échelonnent jusqu'en 2015.

Les avances et acomptes reçus sur commandes correspondent aux montants reçus de clients au titre de contrats ne comportant pas de financement d'investissements significatifs. Dans le cas des contrats à long terme, le montant inscrit au bilan représente le solde net des avances et acomptes reçus et du chiffre d'affaires facturé ou reconnu en fonction de l'avancement ; il inclut également des produits financiers calculés sur les excédents de trésorerie générés par ces avances et acomptes et dont le montant est déterminé contrat par contrat.

L'augmentation des avances et acomptes au 31 décembre 2004 s'explique par les avances et acomptes encaissés par T&D au 31 décembre 2004 pour 541 millions d'euros.

Note 25. Autres dettes

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Dettes fiscales et sociales	1 026	812	1 081
Impôts différés passifs	335	259	146
Autres dettes	838	418	521
Total	**2 200**	**1 488**	**1 748**

L'acquisition de T&D a généré une augmentation des autres dettes de 506 millions d'euros.

Les impôts différés passifs sont relatifs essentiellement au retraitement des provisions réglementées (amortissements dérogatoires) de certaines sociétés françaises.

Les autres dettes incluent le solde de la soulte à verser au CEA (cf. Note 22) pour 212 millions d'euros.

Note 26. Trésorerie provenant des opérations d'exploitation

Variation du Besoin en Fonds de Roulement

(en millions d'euros)	2004	2003	2002
Variation des stocks et en-cours	(12)	258	59
Variation des clients et autres créances	(248)	235	(7)
Variation des fournisseurs et autres dettes	380	(13)	(789)
Variation avances et acomptes reçus/commandes	276	(103)	579
Variation avances et acomptes versés	(39)	2	53
Total	**357**	**379**	**(104)**

Note 27. Transactions avec les parties liées

Les comptes consolidés incluent des opérations effectuées par le Groupe dans le cadre normal de ses activités avec ses participations non consolidées ou mises en équivalence et les actionnaires détenant plus de 5 % du capital de la société mère.

	2004	
(en millions d'euros)	CEA	STMicroelectronics
Prêts (y compris court terme) aux sociétés non intégrées	-	-
Garanties données aux sociétés non intégrées	-	-
Ventes	495	-
Achats (dont 427 millions d'euros de soulte CEA)	485	46

	2003	
(en millions d'euros)	CEA	STMicroelectronics
Prêts (y compris court terme) aux sociétés non intégrées	-	-
Garanties données aux sociétés non intégrées	-	-
Ventes	343	-
Achats	75	24

	2002	
(en millions d'euros)	CEA	STMicroelectronics
Prêts (y compris court terme) aux sociétés non intégrées	-	-
Garanties données aux sociétés non intégrées	-	-
Ventes	303	-
Achats	57	49

Note 28. Instruments financiers

Objectifs généraux et risque de contrepartie

Le Groupe utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques de cours de change, de taux d'intérêts, de cours de matières premières et du cours de certains titres cotés. Ces instruments, sauf cas particuliers (couverture de change globale en période d'offre notamment) sont qualifiés de couvertures d'actifs, de passifs ou d'engagements spécifiques du Groupe.

Le Groupe gère le risque de contrepartie associé à ces instruments au moyen d'une centralisation des engagements et de procédures spécifiant par nature les limites et qualités de contrepartie.

La gestion des risques de taux et de matières premières est centralisée au niveau de la maison mère. La gestion des risques de change est centralisée pour la plupart des sociétés du Groupe au niveau de la maison mère ou effectuée en concertation avec la maison mère pour quelques filiales qui gèrent un risque de change en leur nom propre.

Risque de change

Le Groupe utilise les achats et ventes à terme de devises et autres produits dérivés pour couvrir :

- les risques transactionnels des filiales exposées à des risques de change issus d'engagements fermes ou de flux futurs hautement probables. Pour certains contrats, les risques transactionnels en phase d'offre peuvent faire l'objet de contrats d'assurances spécifiques (contrats Coface, par exemple) ou sont gérés globalement au sein du Groupe. Les engagements fermes sont couverts systématiquement dès leur naissance. Certaines expositions sont identifiées à l'aide d'un budget annuel ou pluriannuel, les risques correspondants à un pourcentage du budget estimé sont alors couverts sur un horizon maximum de trois ans.
- les risques bilanciels relatifs à des prêts à des filiales dans une devise autre que leur devise de comptabilisation quand un financement dans la devise dans laquelle elles opèrent n'a pas été mis en place.

Les swaps de change sont utilisés par le Groupe pour gérer sa trésorerie devises.

Risque de taux

Le Groupe utilise plusieurs types d'instruments financiers, en fonction des conditions de marché, pour contrôler la répartition de la dette à taux fixe et taux variable et la répartition des placements. Les instruments sont principalement des contrats de swaps pour la gestion de la dette et des placements de trésorerie, et des contrats à terme de futures de taux pour la gestion des placements de taux à moyen terme.

Risque sur matières premières

Le Groupe utilise des instruments financiers (achats ou ventes à terme, swaps commodities, options) pour réduire le risque de volatilité des cours sur des matières premières entrant dans la fabrication de ses produits (notamment l'or, le cuivre et l'argent) ou couvrir son activité de producteur (filiales de production d'or de COGEMA). Il s'agit dans tous les cas de couvertures de type budgétaire.

Risque sur actions

Le Groupe peut être amené à gérer son portefeuille d'investissements à long terme en adossant des achats et des ventes d'options à des actions détenues en portefeuille. Aucune opération n'était en cours en fin d'année.

Valeur de marché des instruments financiers

La valeur de marché des instruments a été fournie par les banques et établissements financiers contreparties des transactions du groupe AREVA ou calculée selon les méthodes standards à partir des conditions de marché en date de clôture.

Décomposition des couvertures par nature d'exposition

(en millions d'euros)	USD contre EUR	CAD contre EUR	GBP contre EUR	JPY contre EUR	USD contre EUR	CHF contre EUR	NZD contre EUR	Autres	Total
Risques bilanciels	(344)	(156)	(32)	(2)	-	-	(110)	-	(644)
Risques transactionnels									
- Sur engagements hautement probables (budget)	(139)	(13)	-	-	(111)	-	-	-	(263)
- Sur engagements fermes	(543)	23	(12)	(22)	-	49	0	(56)	(561)
Total	**(1 026)**	**(146)**	**(44)**	**(23)**	**(111)**	**49**	**(110)**	**(56)**	**(1 467,5)**

	Montants notionnels des contrats par date de maturité au 31 décembre 2004							
(en millions d'euros)	2005	2006	2007	2008	2009	> 5 ans	Total	Valeur de marché (écart)
INSTRUMENTS DE CHANGE								
Swaps de devises - emprunteurs								
Dollar US contre euro	528	36	13	5	4	1	587	34
Dollar canadien contre euro	158						158	1
Yen contre euro	34						34	0
Dollar US contre dollar canadien	8						8	1
Livre sterling contre euro	54						54	0
Autres devises	51	1					52	1
Swaps de devises - prêteurs								
Dollar US contre euro	130	11					141	(9)
Dollars canadiens contre euro	45	1	3				50	0
Dollar US contre dollar canadien	6						6	0
Franc suisse contre euro	27	3					30	0
Livre sterling contre euro	27						27	0
Yen contre euro	3						3	0
Autres devises	19	2					20	0
Contrats à terme - acheteur								
Dollar US contre euro	61	13	2	1	0		76	(8)
Dollar US contre dollar canadien	10						10	0
Yen contre euro	9	5					14	(1)
Franc suisse contre euro	57	10					67	0
Livre sterling contre euro	33	6					39	(1)
Autres devises	39	2	1	1			43	(1)
Contrats à terme - vendeur								
Dollar US contre euro	240	109	22	2			373	42
Dollar US contre euro (Coface*)	217	20	8	7			252	54
Dollar US contre dollar australien	79	40					119	13
Yen contre euro	3	3	1				7	1
Franc suisse contre euro	27	21					48	0
Livre sterling contre euro	36	0					37	1
Livre sterling contre euro (Coface*)	15						15	0
Dollar NZ contre euro	110						110	0
Autres devises	50	5	2	0	0	0	58	3
Options de change								
Call acheteur								
Euros contre dollars US	1						1	0
Livre sterling contre dollar canadien	10						10	0
Call - vendeur								
Euro contre dollar US								
Put - vendeur								
Euro contre livre sterling	4						4	
Euro contre dollar US	8						8	0
Tunnels								0
Dollar US contre euro	22						22	7

** Sont inclus tous les contrats avec la Coface entrés ou non en vigueur.*

Les montants notionnels exprimés en devises étrangères sont convertis en euros sur la base du taux de change de clôture sauf swap de devises.

	Montants notionnels des contrats par date de maturité au 31 décembre 2003								
(en millions d'euros)	*Taux fixe*	2005	2006	2007	2008	2009	> 5 ans	Total	Valeur de marché (écart)
INSTRUMENTS DE TAUX									
Swaps de taux- payeurs fixes									
Dollar US *2,535 % - 3,92 %*		110	7					117	0
Swaps de taux- receveurs fixes									
Euro*				38					9
Dollar US			132					1 321	7

** swap payeur taux variable en CAD (swap de devise).*

	Montants notionnels par date de maturité au 31 décembre 2004						
(en millions d'euros)	2005	2006	2007	2008	2009	> 5 ans	Total
MATIERES PREMIERES ET ACTIONS							
Matières premières							
Or							
Contrats à terme - acheteur	17,1						17,1
Contrats à terme - vendeur		25,8					25,8
Options - acheteur CALL							
Cuivre							
Contrats à terme - acheteur	14,0						14,0
Options - acheteur CALL	7,6						7,6
Options - acheteur PUT							
Argent							
Contrats à terme - acheteur			0,3				0,3
Options - acheteur CALL							
Options - acheteur PUT							
Instruments sur risque actions							
Options sur actions							
Equity swap							

Note 29. Engagements donnés ou reçus

Le Groupe a mis en place une procédure destinée à identifier et à fiabiliser le montant des engagements hors bilan communiqué dans l'annexe. Ce dispositif repose sur la définition des principaux types d'engagement et de leur mode d'évaluation. Il établit par ailleurs les règles de collecte et de contrôle de ces informations en s'appuyant notamment sur la circularisation des tiers concernés.

Engagements Hors Bilan

(en millions d'euros)	31/12/2003	31/12/2004	moins d'un an	de un à cinq ans	plus de cinq ans
ENGAGEMENTS DONNES	**1 522**	**2 430**	**778**	**1 254**	**398**
Engagements donnés liés à l'exploitation	**583**	**2 131**	**638**	**1 114**	**378**
Garanties de marché données	582	1 992	557	1 091	344
Garanties de soumission	-	43	25	16	3
Garanties de bonne exécution ou de bonne fin	-	1 417	288	870	260
Garanties de restitution d'acomptes	-	25	18	7	0
Garanties de dispense de retenue de garantie	-	92	16	52	24
Garanties de "garantie après-vente"	-	94	58	28	7
Autres garanties sur contrats	-	321	153	118	50
Autres garanties liées à l'exploitation	**1**	**139**	**81**	**24**	**35**
Engagements donnés liés au financement	**224**	**51**	**19**	**23**	**9**
Lettres de confort accordées	38	5	1	0	4
Avals et Endossements accordés	106	1	0	1	0
Garanties et Cautionnements accordés	56	36	11	21	4
Nantissements accordés	6	1	1	0	0
Hypothèques accordées	19	4	4	0	0
Autres engagements accordés liés au financement	0	4	1	2	1
Autres engagements donnés	**715**	**247**	**120**	**116**	**11**
Clauses de retour à meilleure fortune accordées	2	7	0	1	6
Garanties de passif accordées	116	66	14	51	0
Subventions reçues susceptibles d'être reversées	1	6	1	2	3
Effets escomptés non échus	0	5	5	0	0
Autres engagements donnés	597	164	100	62	2
ENGAGEMENTS RECUS	**46**	**701**	**44**	**369**	**289**
Engagements reçus liés à l'exploitation	**12**	**250**	**28**	**190**	**33**
Garanties de marché reçues	12	250	28	190	33
Engagements reçus liés au financement	**14**	**15**	**8**	**2**	**5**
Sûretés personnelles et réelles reçues	14	15	8	2	5
Autres engagements reçus	**20**	**436**	**8**	**177**	**251**
Garanties de passif reçues	0	426	0	176	250
Clauses de retour à meilleure fortune reçues	1	0	0	0	0
Autres engagements reçus	18	10	8	2	0
ENGAGEMENTS RECIPROQUES	**1 981**	**1 004**	**936**	**17**	**51**
Lignes de crédit autorisées non utilisées	622	557	531	11	15
Commandes d'investissements	18	12	12	0	0
Crédits documentaires	1	38	4	0	34
Option d'achat ou de vente de titres	1 338	388	388	0	0
Portage de titres	0	0	0	0	0
Autres engagements réciproques	2	8	1	6	1

Les engagements hors bilan du groupe AREVA sont présentés selon une grille de lecture économique : les engagements liés à l'exploitation, les engagements liés au financement et les autres types d'engagements. Cette décomposition s'applique aux engagements donnés et aux engagements reçus. Une troisième typologie d'engagements est distinguée : les engagements réciproques. Ils correspondent à des engagements pris par le Groupe en contrepartie desquels une garantie du tiers est reçue en retour.

Engagements donnés

Les engagements donnés augmentent de 908 millions d'euros par rapport à 2003. Cette hausse concerne principalement les garanties liées aux contrats et s'explique par l'intégration du Pôle **Transmission & Distribution**, Pôle pour lequel l'émission de garanties est inhérente à l'activité.

Les engagements liés à l'exploitation représentent 88 % des engagements donnés. Ils sont constitués pour les deux tiers de garanties de bonne fin ou de bonne exécution.

Le Groupe a donné une garantie maison mère au client TVO dans le cadre du contrat EPR Finlande pour le montant total de son engagement et reçu, de la part de Siemens, une garantie à hauteur de sa quote-part. L'engagement net donné par le Groupe est compris entre 1,5 et 2 milliards d'euros. Cette valeur n'est pas intégrée dans le tableau récapitulatif.

Engagements reçus

Les engagements reçus augmentent de 655 millions d'euros par rapport à 2003. La hausse s'explique principalement par les garanties de passif environnementales et générales reçues d'Alstom lors de l'acquisition du Pôle **Transmission et Distribution**.

Engagements réciproques

Les engagements réciproques diminuent par rapport à 2003. Cette diminution s'explique principalement par la disparition de l'engagement d'acquisition de la Division T&D d'Alstom, du fait de la réalisation de l'opération.

Autres engagements

Dans le cadre du plan d'épargne groupe d'AREVA, le FCPE Framépargne détient 306 810 actions de la société. Ces titres n'étant pas cotés, ils bénéficient d'une garantie de liquidité telle que prévue par la loi sur l'épargne salariale. Cette garantie valable jusqu'au 31 décembre 2005 est donnée par un établissement financier indépendant. Subséquemment, pour permettre la mise en place de cet engagement, la société a donné une garantie de valeur pour la même période. Cette garantie porte sur 253 765 actions qui ont été cédées par le FCPE ; à ce titre, un montant de 18,0 millions d'euros figure en provision au 31 décembre 2004. Au titre du solde de garantie la société estime cet engagement à 6,2 millions d'euros au 31 décembre 2004.

AREVA a pris l'engagement auprès des actionnaires de la société Urenco d'acquérir 50 % des parts que ces derniers détiennent dans la société anglaise ETC ; cet engagement représente un montant maximal de 388,3 millions d'euros, en complément des 150 millions d'euros déjà versés le jour de la signature du protocole d'accord et figurant au bilan au poste "Autres immobilisations financières" (cf. Note 13). Ce montant a été révisé sur la base de l'Euribor du fait du dénouement postérieur au 31 décembre 2004 et intervenant au plus tard le 31 décembre 2005. Cet engagement est assorti de garanties et des conditions suspensives suivantes :
- agrément des autorités de concurrence européennes,
- agrément des gouvernements des quatre pays suivants : Allemagne, Pays-Bas, Royaume-Uni, France.
L'agrément des autorités de concurrence européennes a été obtenu en octobre 2004.

Pactes d'actionnaires

• Pacte d'actionnaires AREVA - Siemens
Le pacte d'actionnaire conclu en 2001 entre Framatome SA (absorbé en 2001 par AREVA) et Siemens prévoit l'exercice d'un put (option de vente par Siemens des titres Framatome-ANP détenus par Siemens) et d'un call (option d'achat par Framatome-ANP des titres Framatome-ANP détenus par Siemens) dans les conditions suivantes.

En premier lieu, le put et le call pourraient être exercés suite à une période dite "d'impasse" définie par le pacte et qui résulterait en particulier de l'impossibilité de prendre certaines décisions (telles que fermeture d'un site, modification des statuts...) ou de la non approbation par Siemens des états financiers pendant deux exercices ; le pacte d'actionnaires prévoit qu'après une période de 11 ans, soit à partir de 2012, les parties ont la possibilité d'exercer ce put ou ce call sans condition.

Siemens aura la possibilité d'exercer un put lui permettant de vendre toutes ses actions à AREVA à dire d'expert et AREVA aura la possibilité d'exercer un call lui permettant de racheter toutes les actions Framatome-ANP détenues par Siemens à dire d'expert.

• Pacte d'actionnaires AREVA - STMicroelectronics
Le pacte d'actionnaires de STMicroelectronics comprend des dispositions anti-OPA par l'émission d'actions préférentielles

au bénéfice de ses participants. Un membre du pacte, seul, peut déclencher cette disposition qui s'applique alors à tous les membres.

• Au deuxième semestre 2004, Synatom, filiale d'Electrabel, actionnaire minoritaire d'Eurodif à hauteur de 11 %, a exprimé son intention de céder sa participation à COGEMA. Un collège de trois experts a été nommé par les parties pour réaliser l'évaluation d'Eurodif. A l'issue de celle-ci, qui devrait s'achever au premier semestre 2005, Synatom aura la possibilité de vendre sa participation à COGEMA au prix fixé par le collège d'experts. Si Synatom n'exerce pas cette faculté, COGEMA aura alors la possibilité d'acheter la participation minoritaire de Synatom à ce même prix.

Note 30. Litiges et passifs éventuels

Litiges fiscaux

Le groupe AREVA a fait l'objet, au cours des exercices 2003 et 2004, d'un contrôle fiscal portant sur les résultats déclarés au titre du bénéfice fiscal consolidé en 2000 et 2001. Le contrôle est maintenant clos et les conséquences financières définitives sont intégrées dans les comptes.

Plainte des associations "Sources et Rivières du Limousin" et "France Nature Environnement"

La Cour a rejeté, en date du 3 novembre 2004, le pourvoi en cassation déposé par COGEMA à la suite de l'arrêt de la Chambre d'instruction de la Cour d'appel de Limoges prononcé le 25 mars dernier. COGEMA est renvoyé devant le Tribunal correctionel qui jugera sur le fond la qualification des délits d'abandon de déchets et d'atteinte à la faune piscicole, reprochés à COGEMA. COGEMA devrait faire la preuve qu'elle a toujours respecté la réglementation garantissant l'absence de risque sanitaire pour les populations et le milieu naturel. Les associations Sources et Rivières du Limousin et France Nature Environnement ont déposé une plainte en 1999 pour pollution de différents lacs et cours d'eaux de Haute Vienne.

Exelon

Framatome-ANP Inc a reçu au cours du premier semestre 2003 un appel en garantie de son client Exelon concernant sa fourniture de combustible.

Exelon ayant observé des crayons non étanches dans quelques assemblages chargés dans ses réacteurs, dont il reste à établir définitivement l'origine technique et la responsabilité, a décidé, unilatéralement :
- de suspendre le contrat en cours "pour cause",
- de décharger de façon anticipée ces assemblages ainsi que certains assemblages de même type présents dans un de ses réacteurs, considérés comme suspects et prévoit de faire de même dans deux autres réacteurs.

La réclamation pour taux de combustion garanti non atteint est contestée par Framatome-ANP.

Un accord commercial conduisant à la reprise et à l'extension du contrat suspendu a été signé le 28 août 2004 soldant ainsi tout litige avec le client.

ISF2

Le projet ISF2 concerne la construction d'une unité de stockage à sec de combustibles nucléaires (RBMK) en Ukraine.
En mai 2004, le client a écrit à Framatome-ANP que ses assemblages ne se trouvaient pas dans l'état indiqué dans les documents contractuels. Sans porter préjudice aux positions contractuelles de chacune des parties et indépendamment des négociations commerciales et financières restant à mener, un "Memorandum of Understanding" a été signé le 17 juillet 2004 entre les trois parties : Framatome-ANP, représentant du client (PMU), centrale nucléaire montrant clairement leur volonté de coopérer pour mener à terme ce projet.
Conformément à la demande du client, Framatome-ANP a élaboré une solution technique prenant en compte l'éventualité selon laquelle le client pourrait ne pas être en mesure de fournir l'état réel de ses assemblages combustibles (responsabilité contractuelle du client).
En novembre 2004, cette solution a été présentée aux pays donateurs en présence de l'ensemble des parties prenantes (BERD/Framatome-ANP/Client/Autorités de sûreté ukrainiennes).
Sur le plan juridique, les experts confirment que si une action contentieuse devait être engagée sur ce point les chances de succès de Framatome-ANP seraient élevées.
La décision définitive des pays donateurs reste soumise à l'approbation préalable par les Autorités de sûreté ukrainiennes de la solution proposée. Les débats techniques vont se poursuivre durant le premier semestre 2005 et la décision des Autorités de sûreté ukrainiennes ne pourra intervenir que lorsque la situation réelle de ces assemblages combustibles sera clairement établie par le client.

Dans l'attente de cette position Framatome-ANP a mis à jour les paramètres d'évaluation de la marge du contrat des demandes exprimées du client relatives au diamètre des combustibles, de certaines modifications décidées et des compléments de rémunération raisonnablement attendus.

Mc Clean

Le 23 septembre 2002, faisant suite à une plainte déposée par l'association Inter-Church Uranium Committee Educational Cooperative (ICUCEC) pour non respect par l'autorité de sûreté nucléaire du processus d'autorisation, la Cour fédérale du Canada a prononcé en première instance l'annulation du permis d'exploitation, délivré en 1999, par l'Atomic Energy Control Board (AECB) à la mine d'uranium et à l'usine de McClean. La Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC), qui a succédé à l'AECB, et COGEMA Resources Inc, ont interjeté appel et, dans l'attente de son résultat, demandé la poursuite des activités du site de McClean. Le 7 novembre 2002, le juge mandaté par la Cour fédérale d'appel du Canada a accordé le sursis à exécution de la première décision. Le 4 juin 2004, la Cour d'appel fédérale du Canada a validé le permis d'exploitation de la mine de Mac Clean. La partie adverse s'est pourvue en cassation de cette décision en septembre 2004.

Litige USEC

En 2001, le Département américain du Commerce (DOC) a imposé des droits compensateurs sur les importations en provenance de France, d'Allemagne, des Pays-Bas et de Grande-Bretagne à l'encontre des enrichisseurs européens ; cette action fait suite aux plaintes déposées en décembre 2000 par l'United States Enrichment Corporation (USEC) à l'encontre d'Eurodif et d'Urenco pour dumping et subvention. Le niveau des droits compensateurs appliqués aux exportations d'Eurodif aux Etats-Unis a conduit à déposer auprès des douanes américaines 162 millions de dollars à fin 2004, récupérables à l'issue des procédures.

La défense d'Eurodif s'articule autour d'une procédure administrative devant le DOC et d'une procédure judiciaire devant la Cour américaine pour le commerce international (Court of International Trade - CIT) :

- En février 2003, Eurodif a demandé au DOC une révision des droits compensateurs provisoires versés en 2001 et 2002. Les décisions administratives définitives sur la révision de ces droits ont été notifiées en juillet et septembre 2004. Le niveau des droits compensateurs, après révision, a été réduit d'environ 80 % par rapport aux droits provisoires. La révision relative aux droits provisoires versés en 2003 est en cours.
- En avril 2002, Eurodif a engagé des procédures d'appel devant la Court of International Trade (CIT) des Etats-Unis.

La CIT a rendu des décisions favorables en mars 2003, puis en septembre 2003 confortant l'analyse juridique d'Eurodif. Suite à ces décisions, la US Court of Appeal for the Federal Circuit (CAFC), ultime instance d'appel, a été saisie début 2004 et devrait se prononcer, en 2005, sur l'applicabilité des procédures dumping et subvention à l'enrichissement de l'uranium. Une décision favorable de la CAFC annulerait la procédure administrative menée par le Département du commerce américain. Ce litige n'est pas provisionné, de même que les montants déposés auprès des douanes américaines, compte tenu du niveau de confiance du Groupe quant à l'issue de cette affaire.

Enquêtes en cours

Une enquête a été menée par la Commission européenne concernant des pratiques anti-concurrentielles alléguées entre fournisseurs de GIS et a donné lieu à la mise en évidence de pratiques qui étaient totalement ignorées d'AREVA au moment de l'acquisition. AREVA a collaboré pleinement avec la Commission dans l'établissement des faits. La Commission n'a pas encore émis de "notification des griefs" à l'encontre d'AREVA qui ne connaît pas la qualification des faits concernés. AREVA a associé Alstom à toutes ses démarches auprès de la Commission, AREVA estimant qu'il peut y avoir lieu à l'application de la garantie de passif concédée par Alstom.

Cette enquête a généré des investigations de la part des autorités de la concurrence de la Hongrie, de la Nouvelle-Zélande, de l'Australie et du Mexique. AREVA qui souhaite éradiquer toute pratique anticoncurrentielle qu'elle constaterait a eu divers échanges avec la Commission sur les actions qu'elle a prise pour s'en assurer. AREVA met en place un programme de conformité au sein de toutes ses activités.

Sanction administrative prise à l'encontre d'une filiale mexicaine d'AREVA T&D

Une procédure a été engagée par les autorités mexicaines contre une des sociétés filiales d'AREVA T&D pour pratiques anticoncurrentielles illicites pouvant conduire à une interdiction d'accès à des marchés publics. AREVA a engagé avec succès une action en suspension de la décision. La décision définitive dans cette affaire devrait intervenir à bref délai. Les faits en cours d'enquête étant antérieurs à l'acquisition de T&D par AREVA ne devraient normalement pas pouvoir être imputés à AREVA, qui dispose en outre d'une garantie d'Alstom.

Note 31. Evénements postérieurs à la clôture de l'exercice

Un accord de cessation anticipée d'activité (CASA) a été signé chez AREVA T&D le 17 janvier 2005. Cet accord concerne 82 personnes en France. Un avenant à cet accord est en cours de négociation avec les partenaires sociaux pour l'étendre à 406 personnes répondant aux critères d'âge prévus par cet accord.

Le 3 mars 2005, la US Court of Appeals for the Federal Circuit (CAFC) a confirmé que les ventes de COGEMA/Eurodif sont des prestations de services d'enrichissement, ce qui rend illégales, au regard du droit américain, les mesures de protection anti-dumping et subvention mises en place depuis 2001 par le US Department of Commerce. Cette décision devrait mettre un terme à l'ensemble des procédures en cours.

Note 32. Périmètre de consolidation

IG : intégration globale
IP : intégration proportionnelle
EQ : mise en équivalence

			2004		2003	
Raison sociale, forme, siège social	Pays	Numéro Siren	Méthode	% intérêt	Méthode	% intérêt
NUCLEAIRE						
Pôle Amont						
AMC	Soudan		IP	40	EQ	40
ANF Gmbh Advanced Nuclear Fuels - 49811 Lingen	Allemagne		IG	66	IG	66
Cerca SA - 92400 Courbevoie	France	572 205 433	IG	66	IG	66
Cezus SA - 92400 Courbevoie	France	71 500 763	IG	66	IG	66
Cie de française de Mokta (CFM) - 78 140 Vélizy-Villacoublay	France	552 112 716	IG	100	IG	100
Cie Française de Mines et Métaux (CFMN) - 78140 Vélizy-Villacoublay	France	300 574 894	IG	100	IG	100
Cigar LAKE	Canada		IP	37	IP	37
CMA	Côte d'Ivoire		IG	90	IG	90
COGEMA Australia - Sydney - NSW 2000	Australie		IG	100	IG	100
COGEMA Minerals Corporation (COMIN) - 82604 Mills NY	Etats-Unis		IG	100	IG	100
Cominak - Niamey	Niger		IP	34	EQ	34
Cominor	France	422 123 984	IG	100	IG	100
Comurhex - 78140 Vélizy-Villacoublay	France	712 007 962	IG	100	IG	100
CRI CAN	Canada		IG	100	IG	100
CRI Etats-Unis	Etats-Unis		IG	100	IG	100
Eurodif Production - 26700 Pierrelatte	France	307 146 472	IG	59,65	IG	59,65
Eurodif SA - 78140 Vélizy-Villacoublay	France	723 001 889	IG	59,65	IG	59,65
FBFC SNC - 92400 Courbevoie	France	300 521 754	IG	66	IG	66
FBFC International SA - 1000 Bruxelles	Belgique		IG	66	IG	66
Fragema GIE ME - 69006 Lyon	France	338 344 658	IG	66	IG	66
Frog's Leg	Australie		IP	51	IP	51
Interuranium Australia	Australie		IG	100	-	-
Katco	Kazakhstan		IG	51	EQ	45
Le Bourneix (SMB) - 78140 Vélizy-Villacoublay	France	323 097 899	IG	100	IG	100
McArthur	Canada		IP	30	IP	30
McClean	Canada		IP	70	IP	70
Midwest	Canada		IP	70	IP	70
Mineraus	Australie		IG	100	IG	100
Mines de Jouac (SMJ) - 78140 Vélizy-Villacoublay	France	303 697 924	IG	100	IG	100
MUL	Canada		IG	100	IG	100
PMC Etats-Unis	Etats-Unis		IG	100	IG	100
SET (Société d'Enrichissement du Tricastin) 4, rue Paul Dautier Vélizy-Villacoublay	France	440 252 666	IG	100	-	-
SMI	Côte d'Ivoire		IG	51	IG	51
Socatri	France	302 639 927	IG	59,65	IG	59.65
Sofidif	France	303 587 216	IG	60	IG	60
Somaïr - Niamey	Niger		IG	63,40	IG	63,40
Timet Savoie SA - 95023 Cergy-Pontoise	France	408 579 084	EQ	19,80	EQ	19,80
Urangesellschaft - 60486 Frankfurt	Allemagne		IG	100	IG	100
Urangesellschaft Etats-Unis	Etats-Unis		IG	100	IG	100
Uranium Disposition Services LLC	Etats-Unis		IP	31,68	IP	31,68
White Foil	Australie		IP	51	IP	51

			2004		2003	
Raison sociale, forme, siège social	Pays	Numéro Siren	Méthode	% intérêt	Méthode	% intérêt
Pôle Réacteurs et Services						
Canberra Eurisys SA	France	384 449 773	IG	100	IG	100
Canberra CO (APTEC Instruments Ltd)	Canada		IG	100	IG	100
Canberra Dover Inc.	Etats-Unis		IG	100	IG	100
Canberra Eurisys Maintenance SA	France	322 522 681	IG	99,98	IG	99,98
Canberra Inc.	Etats-Unis		IG	100	IG	100
Canberra Eurisys Benelux	Belgique		IG	100	IG	100
Canberra Eurisys GMBH	Allemagne		IG	100	IG	100
Canberra Industrie Inc.	Etats-Unis		IG	100	IG	100
CNSV	Belgique		IG	100	IG	100
Canberra Harwell	Royaume-Uni		IG	100	IG	100
Canberra Aquila	Etats-Unis		IG	100	IG	100
MCS	Etats-Unis		IG	55	IG	55
OAK Ridge	Etats-Unis		IG	100	IG	100
Canberra JAPAN	Japon		IG	100	IG	100
Euriware SA	France	320 585 110	IG	100	IG	100
Geraco	France	432 125 664	IG	100	IG	100
Groupe Euriware	France	378 566 343	IG	100	IG	100
PEA Consulting	France	592 029 128	IG	100	IG	100
SICN	France	325 720 209	IG	100	IG	100
Mécagest	France	350 357 596	IG	100	IG	100
Mécachimie	France	304 864 036	IG	100	IG	100
Sofinel	France	312 664 824	EQ	29,70	EQ	29,70
NNS SNC - 69006 Lyon	France	333 824 530	IG	39,60	IG	39,60
Jeumont SA - 92400 Courbevoie	France	341 805 836	IG	66	IG	66
Sarelem SA - 92400 Courbevoie	France	319 606 091	IG	66	IG	66
Somanu SA - 92400 Courbevoie	France	328 946 231	IG	66,17	IG	66,17
Jeumont EOLE Tour AREVA - 1 place de la Coupole 92400 Courbevoie	France	410 343 669	IG	66	-	-
Cte-Ndt SA - 94583 Rungis	France	308 548 742	IG	66	IG	66
Framex South Africa - 8000 Cape Town	Afrique du Sud		IG	66	IG	65,92
Intercontrole SA - 94583 Rungis	France	305 254 526	IG	66	IG	66
LNS	Afrique du Sud		EQ	29,70	EQ	29,70
NDT Gmbh	Allemagne		IG	66	IG	66
SGT - LTD	Etats-Unis		IP	33	IP	33
FANP Canada Ltd - Services	Canada		IG	66	IG	66
Technimarse	Espagne		IG	66	-	-
01DdB Métravib - 69670 Limonest	France	409 869 708	IG	82,27	IG	74,43
01DB Italia	Italie		IP	41,14	IP	37,21
01DB Brésil	Brésil		IG	51,01	IP	46,15
Aesse	Italie		IP	41,14	IP	37,21
01DBINC	Etats-Unis		IG	82,27	IP	37,21
Technicatome SA - 91190 Gif-sur-Yvette	France	772 045 879	IG	83,58	IG	83,58
ELTA	France	388 919 177	IG	55,15	IG	55,15
Technoplus Industries - 13170 Les-Pennes-Mirabeau	France	338 296 478	IG	83,58	IG	83,58
Principia RD - 83507 La-Seyne-sur-Mer	France	320 786 171	IG	52,66	IP	20,89
Isis Mpp - 31084 Toulouse	France	325 517 621	IG	71,64	IG	71,64
Principia Marine	France	384 408 993	IG	26,85	IP	10,66
Axylia	France	380 094 235	IG	83,58	IG	83,58

			2004		2003	
Raison sociale, forme, siège social	Pays	Numéro Siren	Méthode	% intérêt	Méthode	% intérêt
Helion	France	435 050 737	IG	83,58	IG	83,58
Corys Tess 38000 Grenoble	France	413 851 924	EQ	28,42	EQ	28,42
RJH	France	448 727 859	IG	69	IG	69
Open Cascade	France	420 919 805	IG	52,66	IP	20,90
01dB Gmbh	Allemagne		IG	53,47	IG	48,37
Cortex	Allemagne		IG	82,33	IG	74,43
DGI 2000	France	331 813 378	-	Fusion	IG	100
Eurodoc	France	349 617 084		Cession	IG	100
Euriware Group	France	318 132 040	-	Fusion	IG	100
AT Industrie	France	379 385 982	-	Fusion	IG	100
Gemma	France	332 201 664	-	Cession	IG	100
Signum	Afrique du Sud		-	Sortante	EQ	32,34
Incore Services SA - 44472 Carquefou	France	872 802 848		Fusion	IG	66
Visionic SA - 45600 Sully-sur-Loire	France	326 382 900		Fusion	IG	66
Metravib - 69670 Limonest	France	400 660 577	-	Fusion	IG	74,39
Pôle Aval						
Cie Nucléaire de services (CNS)	France	401 649 363	IG	51	IG	51
COGEMA Engineering	Etats-Unis		IG	100	IG	100
COGEMA Logistics	France	602 039 299	IG	100	IG	100
ESI	France	400 013 629	IG	53,65	IG	53,65
Eurisys Corporation (COGEMA Services)	Etats-Unis			Fusion	IG	100
Gads	France	420 952 194	IG	67,06	IG	67,06
Gamma Assistance	France	350 322 293	IG	67,06	IG	67,06
Gie Commox	France	331 102 624	IG	100	IG	100
Lemaréchal	France	323 266 460	IG	100	IG	100
Mainco	France	350 130 167	IG	100	IG	100
Melox 78140 Vélizy-Villacoublay	France	378 783 237	IG	100	IG	100
MSIS	France	327 492 336	IG	67,06	IG	67,06
NHC - 20814 Bestheda Maryland (Numatec Hanforf Cop)	Etats-Unis		IG	100	IG	100
Polinorsud	France	343 008 231	IG	67,06	IG	67,06
RTC	France	331 055 947	IG	67,06	IG	67,06
Séchaud et Metz - 92260 Fontenay-aux-Roses	France	652 030 677	EQ	34	EQ	34
SGN - 78180 Montigny-le-Bretonneux	France	612 016 956	IG	100	IG	100
Socodei - 95613 Eragny-sur-Oise	France	380 303 107	EQ	49	EQ	49
Sogéfibre - 78180 Montigny-le-Bretonneux	France	351 543 004	IG	100	IG	100
STMI	France	672 008 489	IG	67,06	IG	67,06
STmilog	France	388 398 059	IG	67,06	IG	67,06
Transnuc Ltd (Tn Tokyo)	Japon		IG	100	IG	100
Transnucléaire US	Etats-Unis	—	IG	100	IG	100
Trihom	France	378 649 040	IG	44,26	IG	44,26
Valfibre - 50700 Valognes	France	950 619 890	IG	99,90	IG	99,90

			2004		2003	
Raison sociale, forme, siège social	Pays	Numéro Siren	Méthode	% intérêt	Méthode	% intérêt
Entités juridiques du nucléaire recouvrant plusieurs pôles						
FANP SAS - 92400 Courbevoie	France	428 764 500	IG	66	IG	66
FANP Inc. - Corporate	Etats-Unis		IG	66	IG	66
ANP GMBH, 91058 Erlangen	Allemagne		IG	66	IG	66
COGEMA SA	France	305 207 169	IG	100	IG	100
COGEMA Allemagne	Allemagne		IG	100	IG	100
COGEMA Inc	Etats-Unis		IG	100	IG	100
FUSA (Framatome Etats-Unis Inc.)	Etats-Unis		IG	66	IG	66
Pôle T&D						
AREVA T&D Egypt S.A.E	Egypte		IG	100	-	-
AREVA T&D Parafoudres SA	France	424 783 645	IG	100	-	-
AREVA T&D AB	Suède		IG	100	-	-
AREVA T&D AG	Suisse		IG	100	-	-
AREVA T&D Algeria SPA	Algérie		IG	100	-	-
AREVA T&D AS	Norvège		IG	100	-	-
AREVA T&D Australia Ltd	Australie		IG	100	-	-
AREVA T&D Austria AG	Autriche		IG	100	-	-
AREVA T&D Beijing Switchgear Co. Ltd	Chine		IG	100	-	-
AREVA T&D Belgium SA	Belgique		IG	100	-	-
AREVA T&D Canada Inc	Canada		IG	100	-	-
AREVA T&D CHILE SA	Chili		IG	100	-	-
AREVA T&D de Energia Ltda	Brésil		IG	100	-	-
AREVA T&D EBT SA	France	389 191 412	IG	100	-	-
AREVA T&D Energietechnik GmbH	Allemagne		IG	100	-	-
AREVA T&D Enerji Endustrisi A.S	Turquie		IG	100	-	-
AREVA T&D FIR S.P.A	Italie		IG	100	-	-
AREVA T&D Hellas A.E.	Grèce		IG	100	-	-
AREVA T&D Holding SA	France	449 834 308	IG	100	-	-
AREVA T&D Hungaria Kft	Hongrie		IG	100	-	-
AREVA T&D HVDC India Ltd	Royaume-Uni		IG	100	-	-
AREVA T&D Inc.	Etats-Unis		IG	100	-	-
AREVA T&D International Egyth for electricity SAE	Egypte		IG	100	-	-
AREVA T&D Italy Spa	Italie		IG	100	-	-
AREVA T&D Japan KK	Japon		IG	100	-	-
AREVA T&D Kazakhstan LLP	Kazakhstan		IG	100	-	-
AREVA T&D Long & Crawford Ltd	Royaume Uni		IG	100	-	-
AREVA T&D Ltd China	Chine		IG	100	-	-
AREVA T&D Ltd Thailand	Thaïlande		IG	49	-	-
AREVA T&D Malaysia Sdn Bhd	Malaisie		IG	100	-	-
AREVA T&D Maroc	Maroc		IG	100	-	-
AREVA T&D Middle East FZE	Arabie		IG	100	-	-
AREVA T&D Nederland BV	Pays-Bas		IG	100	-	-
AREVA T&D Power Electronics Ltd Int	Royaume-Uni		IG	100	-	-
AREVA T&D Protection & Contrôle SA	France	343 074 142	IG	100	-	-
AREVA T&D Pte Ltd	Corée		IG	100	-	-
AREVA T&D SA	France	389 191 800	IG	100	-	-
AREVA T&D SA (Poland)	Pologne		IG	100	-	-
AREVA T&D SA Colombia	Colombie		IG	100	-	-
AREVA T&D SA de CV	Mexique		IG	100	-	-
AREVA T&D SA Spain	Espagne		IG	100	-	-
AREVA T&D Sachsenwerk GmbH	Allemagne		IG	100	-	-

			2004		2003	
Raison sociale, forme, siège social	Pays	Numéro Siren	Méthode	% intérêt	Méthode	% intérêt
AREVA T&D Schorch Transfomatoren GmbH	Allemagne		IG	100	-	-
AREVA T&D Sénégal	Sénégal		IG	100	-	-
AREVA T&D Service Auckland New-Zealand	Nouvelle-Zélande		IG	100	-	-
AREVA T&D Shangai Power Automat. Co Ltd	Chine		IG	59	-	-
AREVA T&D Shangai Transformer Co Ltd	Chine		IG	52	-	-
AREVA T&D Spa	Italie		IG	100	-	-
AREVA T&D SPR International Ltd	Royaume-Uni		IG	100	-	-
AREVA T&D Suzhou High Voltage Switch Co	Chine		IG	80	-	-
AREVA T&D Sverdiovsky Electromechanic Plant	Russie		IG	98.37	-	-
AREVA T&D Transformateurs de Mesure SA	France	343 074 092	IG	100	-	-
AREVA T&D UK Ltd	Royaume Uni		IG	100	-	-
AREVA T&D Vakuumschalttechnik GmbH	Allemagne		IG	100	-	-
AREVA T&D Venezuela SA	Venezuela		IG	100	-	-
Laboratoire Oksman-Seraphin	France	321 735 789	IG	100	-	-
P. T. Alstom Distribution	Indonésie		IG	100	-	-
PRO RMK Banglore India	Inde		IG	100	-	-
PT Alstom Transmission Indonesia	Indonésie		IG	100	-	-
PT Unelec indonesia	Indonésie		IG	67,65	-	-
Suzhou AREVA T&D Switchgear Ltd SPA	Chine		IG	58	-	-
SYS PCA Buenos Aires Argentina	Argentine		IG	100	-	-
Pôle Connectique						
Berg UK Ltd, Dunstable	Royaume-Uni		IG	100	IG	100
FCI Asia Technology Pte Ltd Singapore 049908	Singapour		IG	100	IG	100
FCI Automotive France SA - 28230 Epernon	France	775 678 980	IG	100	IG	99,95
FCI Electronics Mexico S de RL de CV - Chihuahua, Mexico	Mexique		IG	100	IG	100
FCI Trésorerie SA – 78000 Versailles	France	393 476 783	IG	100	IG	100
FCI Americas International Holding Inc, - Manchester, NH 03109	Etats-Unis		IG	100	IG	100
FCI Americas Technology Inc, Manchester, NH 16830	Etats-Unis		IG	100	IG	100
FCI Américas, Inc Manchester, NH 16831	Etats-Unis		IG	100	IG	100
FCI Asia Pte Ltd - Singapore 049908	Singapour		IG	100	IG	100
FCI Austria GmbH – A 5230 Mattighoffen	Autriche		IG	100	IG	100
FCI Automotive Deutschland GmbH - 90411 Nürnberg	Allemagne		IG	100	IG	100
FCI Belgium NV – 2800 Mechelen	Belgique		IG	100	IG	100
FCI Besançon SA - 25000 Besançon	France	388 636 896	IG	100	IG	99,95
FCI Brasil Ltda - CEP 04901-020 São Paulo	Brésil		IG	100	IG	100
FCI Canada Inc. – Scarborough Ontario M1P 2G9	Canada		IG	100	IG	100
FCI Connectors Australia Pty Ltd - Smithfield NSW 2164	Australie		IG	100	IG	100
FCI Connectors Espana SA - 08635 San Esteve de Sesrovires	Espagne		IG	100	IG	100
FCI Connectors Hong Kong Ltd, Tsimshatsui, Kowloon	Chine		IG	100	IG	100
FCI Connectors Malaysia Sdn Bhd 47400 Petaling Jaya, Selangor	Malaisie		IG	100	IG	100
FCI Connectors Trading (Shangaï) Co, Ltd	Chine		IG	100	-	-
FCI Connectors U.K. Ltd - LU5 4TS Dunstable	Royaume-Uni		IG	100	IG	100
FCI Connectors UK Ltd, Dunstable	Royaume-Uni		IG	100	IG	100
FCI Deutschland GMBH - 65824 Schwalbach	Allemagne		IG	100	IG	100

			2004		2003	
Raison sociale, forme, siège social	Pays	Numéro Siren	Méthode	% intérêt	Méthode	% intérêt
FCI Donguuan Co. Ltd - Shatian Town, Dongguan City	Chine		IG	100	IG	100
FCI Electrique France SA - 27000 Evreux	France	775 596 679	IG	100	IG	100
FCI Expansion 2 SA - 78000 Versailles	France	440 251 312	IG	100	-	-
FCI Finland OY - 02270 Espoo	Finlande		IG	100	IG	100
FCI Hertogenbosch BV - 5213JG's - Hertogenbosch	Pays-Bas		IG	100	IG	100
FCI Holland Holding BV, 5213JG's - Hertogenbosch	Pays-Bas		IG	100	IG	100
FCI Hungary KFT - 2800 Tatabanya	Hongrie		IG	100	IG	100
FCI Ireland BV- 5222 AV's - Hertogenbosch	Pays-Bas		IG	100	IG	100
FCI Italia SpA - 10156 Torino	Italie		IG	100	IG	100
FCI Japan KK - Shinagawa-ku Tokyo	Japon		IG	93,60	IG	93,60
FCI Katrineholm AB - 64122 Katrineholm	Suède		IG	100	IG	100
FCI Korea Ltd - Kyungju-si	Corée		IG	100	IG	100
FCI Mechelen NV - B 2800 Malines	Belgique		IG	100	IG	100
FCI Microconnections SA - 78200 Mantes-la-Jolie	France	335 187 696	IG	100	IG	99,95
FCI Microconnections Asia Pte Ltd - Singapore 049908	Singapour		IG	100	-	-
FCI Nantong Ltd - Jaingsu Province, PRC	Chine		IG	100	IG	100
FCI Nederland BV - 2908 LJ Capelle A/D Ijssel	Pays-Bas		IG	100	IG	100
FCI OEN Connectors Ltd Ltd - 682 019, Cochin	Inde		IG	67,83	IG	62,84
FCI Pontarlier SA - 78000 - Versailles	France	383 703 808	IG	100	IG	100
FCI PRC Ltd - Tsimshatsui Kowloon Hong-Kong	Chine		IG	100	IG	100
FCI Quingdao Co. Ltd - Shangdong 266101 PRC	Chine		IG	100	IG	100
FCI Schweiz AG - 6340 Baar	Suisse		IG	100	IG	100
FCI Scotland Ltd - Glasgow G33 4JD	Royaume-Uni		IG	100	IG	100
FCI Singapore Pte Ltd - Singapore 049908	Corée		IG	100	IG	100
FCI Connectors Sweden AB S-10074 Stockholm	Suède		IG	100	IG	100
FCI Taiwan Ltd, Chungli - Taoyuan	Thaïlande		IG	100	IG	100
FCI Technology & Services Ltd, Cochin, Kerala	Inde		IG	100	IG	100
FCI Etats-Unis, Inc.- Etters (Valley Green) PA 17319	Etats-Unis		IG	100	IG	100
FCI Europe - 78000 Versailles	France	421 188 426	IG	100	IG	100
FCI France SA - 78000 Versailles	France	552 056 533	IG	100	IG	99,95
FCI SA - 78000 Versailles	France	349 566 240	IG	100	IG	100
Framatome Connectors Mexico SA de CV - Toluca, C.P 50200	Mexique		IG	100	IG	100
Société Rhénane de Participation SA - 78000 Versailles	France	318 099 306	IG	100	IG	99,95
FCI SPV, Inc - Manchester, NH 03301	Etats-Unis			Liquidation	IG	100
Corporate et Autres - Participations						
AREVA SA 79009 Paris	France	712 054 923	IG	100	IG	100
AREVA FINANCE GESTION 79009 Paris	France	421 356 593	IG	100	-	-
AREVA Inc.	Etats-Unis		IG	100	IG	100
AREVA Japan	Japon		IG	100	IG	100
AREVA Korea	Corée		IG	100	IG	100
Cedec - 75015 Paris	France	394 329 841	IG	90,14	IG	90,14
Cere SA - 92400 Courbevoie	France	330 956 871	IG	100	IG	100
Cilas	France	669 802 167	EQ	37	EQ	37
Cogerap	France	328 171 004	IG	100	IG	100
Comilog	France	592 017 750	-	Cession	EQ	7,65
DE-SE Framatome ANP De&S Hanford, Inc	Etats-Unis		IG	66	IG	66
Eramet	France	632 045 381	EQ	26,42	EQ	26,50
E.M.A.	France	423 464 577	-	Cession	EQ	30,50

			2004		2003	
Raison sociale, forme, siège social	Pays	Numéro Siren	Méthode	% intérêt	Méthode	% intérêt
FIPT SA - 92400 Courbevoie	France	351 737 051	IG	100	IG	100
Framapar SA - 92400 Courbevoie	France	410 343 669	IG	100	IG	100
Framatome ANP Blakey Staffing Solution	Canada		IG	66	IG	66
Framatome ANP DE&S Inc. Argentine Branch	Argentine		IG	66	IG	66
Framatome ANP DE&S Srl	Perou		IG	66	IG	66
Framatome ANP DE&S Srltda	Perou			Dissoute	IG	66
Framatome ANP DE&SR, Inc.	Canada		IG	66	IG	66
Framatome ANP DE&S	République tchèque		IG	66	IG	66
Frarea - 92400 Courbevoie	France	381 484 955	IG	100	IG	100
FT1CI	France	385 129 036	IG	78,99	IG	63,77
Lilly Financial Corporation limited	Iles Caïman		IG	100	-	-
PIC	Etats-Unis		IG	100	-	-
Sepi SA - 1211 Genève	Suisse		IG	100	IG	100
Sodeprom 2 rue Paul Dautier 78140 Vélizy	France	328 223 706	IG	100	-	-
SOFRADIR	France	334 835 709	EQ	20	EQ	20
STMicroelectronics	Pays-Bas		EQ	10,97	EQ	11
STMicroelectronics Holding II BV	Pays-Bas		EQ	35,66	EQ	30,99
STMicroelectronics Holding NV	Pays-Bas		EQ	35,66	EQ	30,99
TDI SA	Suisse		IG	100	-	-
Teknassur – Luxembourg	Luxembourg		IG	100	IG	100

5.6. Comptes sociaux d'AREVA SA

5.6.1. Rapport général des Commissaires aux Comptes sur les comptes annuels - Exercice clos le 31 décembre 2004

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée Générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2004 sur :

- le contrôle des comptes annuels de la société AREVA (Société des Participations du Commissariat à l'Energie Atomique), tels qu'ils sont joints au présent rapport,
- la justification des appréciations ;
- les vérifications spécifiques et les informations prévues par la loi.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le Directoire. 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 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.

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, nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

L'évaluation des titres de participation a été effectuée en conformité avec les méthodes comptables décrites dans la Note "Principes, règles et méthodes comptables – Immobilisations financières" de l'annexe. Dans le cadre de nos travaux, nous avons revu le caractère approprié de ces méthodes comptables, ainsi que le caractère raisonnable des hypothèses retenues et des évaluations qui en résultent.

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 contribuent à la formation de l'opinion sans réserve 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.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du Directoire et dans les documents adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels.

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives aux prises de participation et de contrôle et à l'identité des détenteurs du capital et des droits de votes vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Fait à Paris, le 15 avril 2005

Les Commissaires aux Comptes

Deloitte Touche Tohmatsu		**Mazars & Guérard**		**RSM Salustro Reydel**	
Pascal Colin	Jean-Paul Picard	Thierry Blanchetier	Michel Rosse	Denis Marangé	Hubert Luneau

5.6.2. Bilan

ACTIF

(en milliers d'euros)	Notes	2004 Brut	2004 Amortissements et provisions	2004 Net	2003 Net
Actif immobilisé					
Immobilisations incorporelles	5.7.4.1	1 694	928	766	835
Immobilisations corporelles	5.7.4.2	19 146	10 119	9 027	22 594
Immobilisations financières	5.7.4.3	5 574 811	2 207 821	3 366 990	2 801 336
Total actif immobilisé		5 595 651	2 218 868	3 376 783	2 824 765
Actif circulant					
Stocks et en-cours					
Avances et acomptes versés sur commandes	5.7.4.4	269		269	281
Clients et comptes rattachés	5.7.4.4	52 868	159	52 709	37 336
Autres créances	5.7.4.4	126 741	32 763	93 978	174 901
Titres de placement	5.7.4.6	143 075		143 075	216 547
Disponibilités et valeurs mobilières de placement (comptes courants financiers inclus)	5.7.4.6	1 520 234		1 520 234	1 281 437
Total actif circulant		1 843 187	32 922	1 810 265	1 710 502
Charges constatées d'avance	5.7.4.5	1 028		1 028	1 390
Ecarts de conversion actif		3 541		3 541	51
Total de l'actif		**7 443 407**	**2 251 790**	**5 191 617**	**4 536 708**

PASSIF

(en milliers d'euros)	Notes	2004	2003
Capitaux propres			
Capital	5.7.4.8	1 346 823	1 346 823
Primes liées au capital	5.7.4.9	328 289	328 289
Réserves et report à nouveau	5.7.4.9	357 218	204 489
Résultat	5.7.4.9	301 555	372 444
Provisions réglementées	5.7.4.9	1 169	1 561
Total capitaux propres		2 335 054	2 253 606
Autres fonds propres			
Titres subordonnés à durée indéterminée	5.7.4.10	212 647	212 647
Total autres fonds propres		212 647	212 647
Provisions pour risques et charges			
Provisions pour risques	5.7.4.11	58 261	53 986
Provisions pour charges	5.7.4.11	74 937	65 980
Total provisions risques et charges		133 199	119 966
Dettes			
Dettes financières	5.7.4.12	2 412 107	1 799 704
Avances et acomptes reçus sur commandes		28 625	0
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	5.7.4.12	37 278	33 101
Autres dettes	5.7.4.12	31 992	117 653
Instruments de trésorerie	5.7.4.12	711	24
Total des dettes		2 510 713	1 950 482
Produits constatés d'avance		0	0
Ecarts de conversion passif		4	7
Total du passif		**5 191 617**	**4 536 708**

5.6.3. Compte de résultat

(en milliers d'euros)	Notes	2004	2003
Produits d'exploitation			
Chiffre d'affaires		86 585	36 046
Reprises sur provisions		341	1 277
Transferts de charges d'exploitation		55	110
Autres produits		172	264
Total produits d'exploitation		87 153	37 697
Charges d'exploitation			
Achats de matières, de sous-traitance et autres approvisionnements		(6 840)	(5 278)
Autres services extérieurs		(120 229)	(75 080)
Impôts et taxes		(5 808)	(4 249)
Charges de personnel		(27 511)	(28 747)
Dotations aux amortissements et aux provisions		(3 298)	(2 310)
Autres charges de gestion courante		(787)	(531)
Total charges d'exploitation		(164 472)	(116 195)
Résultat d'exploitation	5.7.5.1	(77 320)	(78 498)
Produits financiers			
De participations		290 325	331 618
D'autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé		0	22
Autres intérêts et produits assimilés		53 324	84 055
Différences positives de change		252 580	107 453
Produits nets sur cessions de valeurs mobilières de placement		39 558	288 117
Reprises sur provisions		3 352	683 761
Transferts de charges financières		1 378	1 302
Total produits financiers		640 518	1 496 328
Charges financières			
Intérêts et charges assimilées		(64 704)	(45 354)
Différences négatives de change		(243 577)	(103 847)
Charges nettes sur cessions de valeurs mobilières de placement		0	0
Dotations aux provisions		(28 751)	(910 594)
Total charges financières		(337 033)	(1 059 795)
Résultat financier	5.7.5.2	303 485	436 533
Résultat courant avant impôts		226 165	358 035
Produits exceptionnels			
Sur opérations de gestion		1 138	12
Sur opérations en capital		71 078	35 270
Reprises sur provisions		6 199	7 547
Total produits exceptionnels		78 415	42 829
Charges exceptionnelles			
Sur opérations de gestion		(383)	(7 386)
Sur opérations en capital		(19 547)	(15 077)
Dotations aux provisions		(13 539)	(62 523)
Total charges exceptionnelles		(33 469)	(84 986)
Résultat exceptionnel	5.7.5.3	44 946	(42 157)
Participation des salariés aux résultats		0	0
Impôts sur les bénéfices	5.7.5.4	30 444	56 566
Résultat net		**301 555**	**372 444**

5.6.4. Tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	2004	2003
Flux de trésorerie d'exploitation		
Résultat de l'exercice	302	372
Dotations nettes aux amortissements	2	2
Dotations nettes aux provisions	34	251
Perte (profit) sur cession d'actifs immobilisés et titres de placement	(92)	(284)
Abandons de créances et autres produits hors trésorerie	(1)	(1)
Variation nette des avances et acomptes versés sur commandes	28	
Variation nette des clients et autres créances	32	188
Variation nette des fournisseurs et autres dettes	(83)	(1 056)
Autres	20	(25)
Total des flux de trésorerie d'exploitation (I)	242	(553)
Flux d'investissement		
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(5)	(5)
Acquisitions (nettes) d'immobilisations financières	(1 027)	(1 872)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	70	2
Cessions d'immobilisations financières	1	7
Variations des créances et dettes sur immobilisations	31	31
Autres (réduction immobilisations financières)	352	8
Total des flux de trésorerie d'investissement (II)	(578)	(1 829)
Flux de financement		
Diminution (augmentation) du capital et des primes liées	-	-
Dividendes et précompte versés	(220)	(220)
Variation des dettes financières	0	0
Total des flux de financement (III)	(220)	(220)
Variation de trésorerie (I + II + III)	**(556)**	**(2 601)**
Avant opérations sur titres de placement	-	-
Variation des titres de placement	112	434
Augmentation (diminution) totale de la trésorerie	(444)	(2 167)
Trésorerie à l'ouverture de l'exercice (A)	**(517)**	**1 651**
Trésorerie à la clôture de l'exercice (B)	**(961)**	**(517)**
Variation de trésorerie (B - A)	**(444)**	**(2 167)**

5.7. Annexe aux comptes sociaux d'AREVA SA

La présente annexe complète le bilan avant répartition de l'exercice clos le 31 décembre 2004, dont le total est de 5 191 617 milliers d'euros, et le compte de résultat qui dégage un bénéfice de 301 555 milliers d'euros.

L'exercice a une durée de douze mois recouvrant la période du 1er janvier au 31 décembre 2004.

Cette annexe comprend :
- les faits caractéristiques de l'exercice,
- les principes, règles et méthodes comptables appliqués,
- les notes sur le bilan,
- les notes sur le compte de résultat,
- des informations complémentaires.

Ces notes et tableaux font partie intégrante des comptes annuels arrêtés par le Conseil de Surveillance d'AREVA.

5.7.1. Activité de la société

AREVA est une holding financière et de services. Les principales prestations fournies concernent la gestion centralisée de la trésorerie ainsi que des prestations de conseil et d'assistance aux entités du Groupe.

5.7.2. Faits caractéristiques de l'exercice

Acquisition de la branche d'activité Transmission & Distribution d'Alstom :

Le groupe AREVA a signé le 9 janvier 2004 avec le groupe Alstom l'accord d'acquisition définitif des activités Transmission et Distribution, après accord de la Commission européenne et des autorités de la concurrence des pays concernés.

L'activité de T&D, Transmission et Distribution électrique, est une part importante de la chaîne de valeur du secteur de l'énergie électrique ; elle se situe entre la génération électrique et les utilisateurs finaux, grandes et petites entreprises et consommateurs intérieurs. Le marché auquel s'adresse T&D commence à la sortie de la centrale électrique et se termine avant le raccordement au réseau du consommateur industriel ou privé. A l'intérieur de ce marché, T&D fournit les équipements permettant la transformation de l'énergie électrique, tels les transformateurs et les équipements de connexion au réseau : disjoncteurs, sectionneurs qui sont souvent rassemblés au sein de "sous-stations". Ces équipements majeurs sont associés à des équipements de mesures, transformateurs de mesure, relais de protection et systèmes d'automatisation de l'exploitation des réseaux et à des équipements de protection des réseaux : les parafoudres. T&D ne fournit pas des équipements à faible valeur ajoutée comme les câbles et les pylônes correspondants. L'offre de T&D est complétée par une offre de systèmes de contrôle et d'exploitation de réseaux et par une offre de services à valeur ajoutée aux opérateurs.

Prix d'acquisition

L'acquisition de l'activité Transmission & Distribution (T&D) par AREVA a fait l'objet d'un contrat d'acquisition (SPA) entre Alstom et AREVA en date du 25 septembre 2003 avec une date de *Closing* au 9 janvier 2004.

Le prix d'acquisition de l'activité T&D a été fixé dans le SPA à 950 millions d'euros, valeur d'entreprise soumise à un ajustement de prix portant sur certains éléments d'exploitation et de bilan découlant de l'exercice 2003, ainsi que sur la situation de trésorerie apportée au 31 décembre 2003.

Comme le prévoyait le contrat d'acquisition, les deux groupes ont conjointement saisi un expert, KPMG, pour déterminer ces ajustements. L'expert a rendu ses conclusions le 23 décembre 2004 :
- la valeur d'entreprise après ajustements a été ramenée de 950 millions d'euros à 913 millions d'euros, soit une diminution du prix de vente de 37 millions d'euros,
- la trésorerie nette de la division à fin 2003 a été évaluée à 140 millions d'euros.

Avant la décision de l'expert, AREVA avait réglé la somme de 950 millions d'euros (dont 23 millions d'euros sont encore bloqués sur un compte séquestre dans l'attente de la cession des filiales indiennes et pakistanaises). AREVA a donc effectué le 29 décembre 2004 un versement complémentaire à Alstom de 103 millions d'euros.

Le prix payé par AREVA pour l'acquisition de T&D s'élève à 1 053 millions d'euros et a été financé sur les fonds propres du Groupe.

Garantie de passif

Deux garanties sont prévues au contrat d'acquisition de AREVA T&D : une garantie spécifique et une garantie générale.

Une garantie spécifique d'Actif et de Passif qui se décompose en plusieurs sous-garanties :
- une garantie relative aux questions environnementales, dont la franchise a été fixée à 12 millions d'euros,
- une garantie en matière fiscale,
- une garantie en matière de fonds de pension,

- une garantie relative à des contrats ou des litiges spécifiques pour lesquels une garantie d'indemnisation complète autonome a été donnée par Alstom.

Une garantie générale couvrant toute nature de problèmes non traités dans la garantie d'Actif et de Passif décrite ci-dessus. La garantie générale a un seuil de déclenchement fixé à 19 millions d'euros. Le plafond de la garantie générale est de 175 millions d'euros.

Cession du patrimoine immobilier lyonnais

AREVA a cédé un ensemble immobilier à Lyon le 29 juillet 2004. Cette cession pour une valeur globale de 69,3 millions d'euros a généré une plus-value avant impôt de 51,7 millions d'euros.

5.7.3. Principes, règles et méthodes comptables

5.7.3.1. Règles et méthodes appliquées aux différents postes du bilan

L'arrêté des comptes annuels au 31 décembre 2004 de la société AREVA est établi conformément aux règles du Plan Comptable Général 1999.

Immobilisations incorporelles et corporelles

Les immobilisations incorporelles et corporelles figurent au bilan pour leur valeur d'acquisition, sauf pour celles qui ont fait l'objet d'une réévaluation, conformément aux règles en vigueur.

L'amortissement de ces biens est calculé suivant le mode estimé le plus représentatif de leur dépréciation économique.

La durée d'amortissement est généralement de trois ans au maximum pour les logiciels d'application acquis, 25 ans pour les bâtiments, dix ans pour les agencements et installations et le mobilier de bureau et cinq ans au maximum pour le matériel de bureau, informatique et de transport.

Il est par ailleurs tenu compte d'une dépréciation de ces actifs sur la base d'un plan d'amortissement spécifique à chaque bien. Cette dépréciation est éventuellement complétée par voie de provision lorsque, pour certains biens, la valeur d'utilité devient inférieure à la valeur nette comptable.

Immobilisations financières

Les immobilisations financières figurent à l'actif du bilan à leur valeur d'apport ou au prix d'acquisition.

Les titres de participation font l'objet d'une dépréciation lorsque leur valeur d'usage ou d'utilité, appréciée titre par titre, devient inférieure à leur coût historique.

Cette provision pour dépréciation est calculée en fonction de la quote-part de l'actif net (consolidé pour les filiales têtes de groupe) détenu à la fin de l'exercice. Il est toutefois tenu compte dans cette appréciation des événements ou situations postérieures à la date de clôture des comptes, mais connus avant la fin des travaux d'arrêté ainsi que de la rentabilité prévisionnelle ou de la valeur de marché des filiales.

Créances et dettes

Les créances et dettes sont évaluées à leur valeur nominale. Les créances sont, le cas échéant, dépréciées par voie de provision pour tenir compte des difficultés de recouvrement auxquelles elles sont susceptibles de donner lieu d'après les informations connues à la date d'arrêté des comptes.

Les créances et dettes en monnaies étrangères sont converties et comptabilisées en euros sur la base des cours du change à la clôture de l'exercice.

Les pertes et gains latents constatés par rapport aux montants précédemment comptabilisés sont inscrits au bilan en écarts de conversion.

Les créances et dettes en monnaies étrangères bénéficiant d'une couverture de change spécifique sont comptabilisées en euros et au cours fixé par cette couverture.

Les pertes de change latentes donnent lieu à la constitution d'une provision pour risque.

Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières de placement sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur valeur d'inventaire si celle-ci est inférieure. Dans le cas où leur valorisation à la date de clôture fait apparaître une moins-value globale par catégorie de titres, une provision pour dépréciation est comptabilisée à due concurrence. La valeur d'inventaire est égale à la moyenne des cours de bourse du dernier mois de l'exercice.

Les autres placements de trésorerie, tels que les titres de créances non cotés, font l'objet, le cas échéant, d'une provision pour dépréciation distincte.

Autres fonds propres

Le montant brut de l'émission de Titres Subordonnés à Durée Indéterminée (TSDI) est enregistré dans un compte "Autres fonds propres" et conservé à sa valeur historique.

Le montant du dépôt qui a été soustrait de cette émission et versé à une société d'investissement est comptabilisé dans le compte "Autres immobilisations financières". Ce dépôt valorisé au cours du jour de l'émission du TSDI n'est remboursable que dans le cas de circonstances exceptionnelles et figure à l'actif du bilan pour son montant historique.

Provisions pour risques et charges

Des provisions pour risques et charges sont constituées, notamment pour faire face aux charges résultant éventuellement de restructurations ou de litiges en cours.

Par ailleurs, est également dotée une provision pour charge fiscale latente résultant de l'utilisation anticipée par AREVA, dans le cadre des régimes de l'intégration fiscale et du bénéfice fiscal consolidé (cf. 5.7.3.3), des déficits des filiales françaises imputables sur leurs bénéfices futurs.

Les provisions pour risques et charges ont été constituées en conformité avec la réglementation relative aux passifs (CRC 2000-06) du 7 décembre 2000.

Engagements de retraite

La société comptabilise la totalité du montant de ses engagements en matières de retraite, indemnités de départs, et autres engagements assimilés, tant pour le personnel actif que pour le personnel retraité.

Pour les régimes à cotisations définies, les paiements du Groupe sont constatés en charges de la période à laquelle ils sont liés.

Pour les régimes à prestations définies, les coûts des prestations sont estimés en utilisant la méthode des unités de crédit projetées. Selon cette méthode, les droits à prestation sont affectés aux périodes de service en fonction de la formule d'acquisition des droits du régime. Si les services rendus au cours d'exercices ultérieurs aboutissent à un niveau de droits à prestations supérieur de façon significative à celui des exercices antérieurs, l'entreprise doit affecter les droits à prestations sur une base linéaire.

Le montant des paiements futurs correspondant aux avantages accordés aux salariés est évalué sur la base d'hypothèses d'évolution des salaires, d'âge de départ, de mortalité, puis ramenés à leur valeur actuelle sur la base des taux d'intérêt des obligations à long terme des émetteurs de première catégorie.

Les écarts actuariels sont étalés sur la durée de vie active résiduelle moyenne attendue du personnel participant à ces régimes, pour la partie excédant de plus de 10 % la plus grande des valeurs suivantes :

- valeur actualisée de l'obligation à la date de clôture au titre des prestations définies à la date de clôture,
- juste valeur des actifs du régime à la date de clôture.

En application de la recommandation du CNC du 1er avril 2004 et du communiqué du 22 juillet du CNC qui indique notamment :

"Les entreprises qui évaluaient leurs engagements selon des méthodes très proches de celles préconisées par la recommandation (émise par le CNC le 1er avril 2003) et qui utilisaient la technique du corridor peuvent, à l'occasion de la première application de la recommandation, soit conserver à leur bilan les écarts actuariels non encore constatés en résultat, soit les transférer en capitaux propres".

AREVA a transféré le stock d'écart actuariel d'un montant de -177 milliers d'euros en capitaux propres.

Les coûts des modifications de régime sont étalés sur la période d'acquisition des droits.

5.7.3.2. Tableau des flux de trésorerie

AREVA applique la "méthode indirecte" pour la présentation des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles.

La trésorerie est composée des éléments suivants : caisses, soldes bancaires disponibles, placements à court terme à échéances à moins de trois mois à l'origine et comptes courants financiers.

5.7.3.3. Informations complémentaires

Depuis 1983, AREVA est agréée au régime du bénéfice fiscal consolidé prévu à l'article 209 quinquies du Code général des impôts. Cet agrément, accordé par période triennale, arrive à expiration le 31 décembre 2004. Son renouvellement a été sollicité auprès du ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie pour la période couvrant les exercices 2005 à 2007 inclus.

De par les dispositions applicables à ce régime, la charge d'impôt n'est pas décomptée sur le résultat fiscal propre d'AREVA mais sur le résultat fiscal consolidé du Groupe.

En outre, AREVA a opté pour le régime d'intégration fiscale défini aux articles 223A et suivants du code précité. Les conventions d'intégration fiscale signées dans ce cadre entre AREVA et ses filiales intégrées ne prévoient aucune disposition dérogatoire au droit commun.

5.7.4. Notes sur le bilan

5.7.4.1. Immobilisations incorporelles

Valeurs brutes

Immobilisations incorporelles *(en milliers d'euros)*	31/12/2003	Augmentations	Diminutions	31/12/2004
Logiciels	1 267	427	0	1 694
Avances et acomptes sur immobilisations	20	0	20	0
Total	**1 287**	**427**	**20**	**1 694**

Amortissements et provisions

Immobilisations incorporelles *(en milliers d'euros)*	31/12/2003	Dotations	Reprises	31/12/2004
Logiciels	452	476	0	928
Total	**452**	**476**	**0**	**928**

5.7.4.2. Immobilisations corporelles

Valeurs brutes

Immobilisations corporelles *(en milliers d'euros)*	31/12/2003	Augmentations	Diminutions	31/12/2004
Terrains	1 662	624	1 344	942
Constructions	30 360	2 578	24 729	8 209
Installations techniques, matériels et outillages	524	7	100	431
Autres immobilisations :				
- installations générales, agencements…	4 196	2 183	644	5 736
- matériel de transport	121	48	0	169
- matériel de bureau et informatique	624	85	3	705
- mobilier	1 510	151		1 661
Immobilisations en cours	2 051	1 293	2 051	1 293
Avances et acomptes sur immobilisations	0	0	0	0
Total	**41 048**	**6 969**	**28 871**	**19 146**

La diminution du poste "constructions" provient de la cession du patrimoine que détenait AREVA à Lyon. Ce point fait l'objet de développements particuliers dans le chapitre relatif aux évènements significatifs de l'exercice.

Amortissements et provisions

Immobilisations corporelles *(en milliers d'euros)*	31/12/2003	Dotations	Reprises	31/12/2004
Aménagements de terrains	169	1	0	170
Constructions	16 171	802	9 369	7 604
Installations techniques, matériels et outillages	488	14	100	402
Autres immobilisations				
- installations générales, agencements…	1 122	544	603	1 063
- matériel de transport	33	31	0	64
- matériel de bureau et informatique	231	161	3	389
- mobilier	240	187	0	427
Total	**18 454**	**1 740**	**10 075**	**10 119**

5.7.4.3. Immobilisations financières

Valeurs brutes

Immobilisations financières *(en milliers d'euros)*	31/12/2003	Augmentations	Diminutions	31/12/2004
Participations	4 248 892	620 460	34 953	4 834 399
Créances rattachées à des participations	413 787	1 013 497	1 040 142	387 142
Autres titres immobilisés	8 050	1 600	1 716	7 934
Prêts	56 619		63	56 556
Autres immobilisations financières	262 011	26 926	157	288 780
Total	**4 989 359**	**1 662 483**	**1 077 031**	**5 574 811**

Le poste "Participations" est principalement constitué des titres ci-dessous :

- Cere : 251 541 milliers d'euros,
- COGEMA : 703 929 milliers d'euros,
- Eramet : 291 693 milliers d'euros,
- FCI : 2 505 872 milliers d'euros,
- Framatome ANP : 277 638 milliers d'euros,
- AREVA T&D Holding : 532 794 milliers d'euros.

Les augmentations sur ce poste sont principalement liées aux opérations suivantes :

- acquisition puis augmentation de capital de AREVA T&D Holding à hauteur respectivement de 32 794 milliers d'euros et 500 000 milliers d'euros,
- augmentation de capital de AREVA T&D UK LIMITED pour 48 874 milliers d'euros,
- augmentation de capital de AREVA T&D INC pour 37 761 milliers d'euros.

Les diminutions correspondent principalement à la réduction de capital de la société SEPI à hauteur de 34 624 milliers d'euros.

Les "Créances rattachées à des participations" concernent des prêts moyen terme accordés à certaines sociétés du Groupe, soit principalement :

- 268 335 milliers d'euros pour AREVA T&D Holding,
- 97 000 milliers de dollars US pour COGEMA INC,
- 19 870 milliers d'euros pour AREVA T&D Belgique,
- 11 184 milliers d'euros pour AREVA T&D Allemagne,

et des intérêts courus sur ces créances pour 14 529 milliers d'euros.

Le poste "Prêts" comprend pour 51 096 milliers d'euros le principal d'un prêt à Creusot Loire, société en liquidation, et ses intérêts pour 5 433 milliers d'euros. Ces sommes font l'objet d'une provision pour dépréciation à hauteur de 56 529 milliers d'euros.

Le poste "Autres immobilisations financières" comprend principalement :

- pour 150 000 milliers d'euros l'avance versée pour l'entrée au capital de la société ETC, filiale du groupe Urenco.

  En 2003, le groupe AREVA a pris la décision d'investir dans le procédé d'enrichissement de l'uranium par ultracentrifugation gazeuse. A cet effet, AREVA a conclu des accords avec les actionnaires de la société Urenco, propriétaire de cette technologie afin d'acquérir 50 % de leur filiale de technologie ETC. Ces accords ont également pour objectif d'obtenir le droit d'utilisation de ladite technologie et d'assurer la fourniture des cascades de centrifugeuses et des services associés nécessaires à la construction de l'usine George Besse II.

  Une avance de 150 millions d'euros a été versée en 2003 à valoir sur le prix global de l'acquisition des titres et du droit d'utilisation de la technologie d'enrichissement par ultra-centrifugation.

- pour 64 717 milliers d'euros le montant du dépôt qui a été déduit de l'émission des TSDI (cf. 5.7.4.10), soit 76 085 milliers de dollars US, et versé à une société d'investissement. Ce dépôt, valorisé au cours du jour de l'émission des TSDI (1 USD = 0,85059 euros) n'étant pas remboursable excepté dans le cas de circonstances exceptionnelles, figure à l'actif du bilan pour son montant historique.
- pour 47 033 milliers d'euros la quote-part non déductible des intérêts des TSDI.
- pour 23 100 milliers d'euros le solde sur compte séquestre relatif aux activités T&D en Inde et au Pakistan restant à reprendre d'Alstom.

Amortissements et provisions

Immobilisations financières *(en milliers d'euros)*	31/12/2003	Dotations	Reprises	31/12/2004
Participations	2 126 107	21 442	93	2 147 456
Créances rattachées à des participations	1 936			1 936
Autres titres immobilisés	3 450	50	1 600	1 900
Prêts	56 529			56 529
Autres immobilisations financières				
Total	**2 188 022**	**21 492**	**1 693**	**2 207 821**

Les provisions pour dépréciation des "Titres de participations" comprennent notamment :

- une dotation de 19 831 milliers d'euros sur les titres FCI due aux effets de change négatifs dans le calcul de la valeur d'actif net consolidé du groupe FCI,
- et une dotation de 1 286 milliers d'euros sur les titres CILAS.

Les provisions pour dépréciation des "autres titres immobilisés" correspondent à une reprise de 1 600 milliers d'euros sur les titres de la société Pixtech suite à sa liquidation judiciaire.

5.7.4.4. Actifs circulants (hors disponibilités et valeurs mobilières de placement)

(en milliers d'euros)	31/12/2004	31/12/2003
Avances et acomptes versés sur commandes	269	281
Clients et comptes rattachés	52 868	37 476
Provisions pour dépréciation créances clients	(159)	(140)
Créances diverses	126 741	207 010
Provisions pour autres créances	(32 763)	(32 109)
Total	**146 956**	**212 518**

Les créances diverses comprennent notamment :

- une créance fiscale au titre du Bénéfice Fiscal Consolidé de 82 425 milliers d'euros,
- des produits à recevoir des filiales fiscalement intégrées au titre de l'impôt de 12 671 milliers d'euros.

5.7.4.5. Etat des échéances des créances à la clôture de l'exercice

(en milliers d'euros)	Montant brut	Échéances à moins d'un an	Échéances à un an ou plus d'un an
Créances de l'actif immobilisé			
- Créances rattachées à des participations	387 142	1 954	385 188
- Prêts et autres immobilisations financières	353 270	229 706	123 564
Créances de l'actif circulant			
- Créances clients et comptes rattachés	52 868	52 868	
- Créances diverses	126 741	126 741	
- Charges constatées d'avance	1 028	1 028	
Total	**921 049**	**412 297**	**508 752**

5.7.4.6. Titres de placement et trésorerie

(en milliers d'euros)	31/12/2004	31/12/2003
Titres de placement - actions (valeur brute)	143 075	216 547
Titres de placement - actions (dépréciation)		
Autres valeurs mobilières de placement (valeur brute)	724 009	1 132 280
Autres valeurs mobilières de placement (dépréciation)		
Instruments de trésorerie	655	19
Disponibilités	795 570	149 138
Total	**1 663 309**	**1 497 984**

Au 31 décembre 2004, les valeurs mobilières de placement s'élèvent à 867 084 milliers d'euros et sont constituées principalement de titres de créances négociables et d'une ligne de titres Total.

A la clôture, les plus-values latentes sur VMP s'élèvent à 152 693 milliers d'euros.

Les disponibilités comprennent des comptes courants financiers à hauteur de 784 437 milliers d'euros.

5.7.4.7. Produits à recevoir

Les produits à recevoir rattachés aux postes de créances se ventilent de la façon suivante :

(en milliers d'euros)	Montant
Immobilisations financières :	
- Créances rattachées à des participations	14 529
- Prêts	5 433
Créances clients et comptes rattachés	46 396
Autres créances (hors Etat)	273
Etat - autres créances	82 425
Comptes courants financiers	1 275
Valeurs mobilières de placement	1 646
Total	**151 977**

5.7.4.8. Capital social

Composition au 31 décembre 2004 :

- actions : 34 013 593,
- certificats d'investissement : 1 429 108,
- valeur nominale de l'action et du certificat d'investissement : 38 euros.

Aucune variation constatée au cours de l'exercice.

5.7.4.9. Autres capitaux propres

Capitaux propres hors capital social

(en milliers d'euros)	31/12/2003	Augmentations	Diminutions	31/12/2004
Primes de fusion	184 357			184 357
Primes d'apport	143 932			143 932
Réserve légale	134 682			134 682
Réserves réglementées	6 405			6 405
Réserves indisponibles	3 302			3 302
Report à nouveau	60 100	152 877	147	212 830
Résultat de l'exercice	372 444	301 555	372 444	301 555
Provisions réglementées	1 561	16	408	1 169
Total	**906 783**	**454 448**	**372 999**	**988 232**

Affectation du résultat 2003 (Assemblée Générale Mixte du 4 mai 2003) :

- distribution de dividendes : 219 744 milliers d'euros,
- affectation du complément de résultat net en report à nouveau : 152 700 milliers d'euros,
- total correspondant au résultat net de l'exercice 2003 : 372 444 milliers d'euros.

5.7.4.10. Titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)

250 titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI) au nominal de 1 000 000 dollars US ont été émis par Framatome le 15 novembre 1991 et souscrits directement par des établissements financiers. Ces titres ne sont remboursables qu'en cas de liquidation de la société après complet désintéressement des autres créanciers. Toutefois, l'émetteur s'est réservé le droit de rembourser, au cours des quinze premières années, tout ou partie de ces titres dans le cas de circonstances exceptionnelles indépendantes de sa volonté.

Ces TSDI, valorisés au cours du jour de l'émission (1 USD = 0,85059 euros), juridiquement perpétuels, sont enregistrés au passif du bilan dans un compte "Autres fonds propres" et sont conservés à la valeur historique, aucun risque de change n'étant par ailleurs encouru.

Ces titres font l'objet d'une rémunération perpétuelle, payable semestriellement à terme échu, au taux du Libor à 6 mois, majoré de 0,70 %.

Le montant du dépôt qui a été déduit de cette émission, soit 76 085 000 dollars US, et versé à une société d'investissement est comptabilisé dans le compte "Autres immobilisations financières". En contrepartie, cette société servira à AREVA, dès le début de la seizième année suivant l'émission des TSDI, des intérêts d'un montant équivalent à celui que AREVA sera amené à verser après la quinzième année aux détenteurs des TSDI. Ce dépôt, valorisé au cours du jour de l'émission des TSDI (1 USD = 0,85059 euros) n'est pas remboursable, excepté dans le cas de circonstances exceptionnelles et figure à l'actif du bilan pour son montant historique.

5.7.4.11. Provisions pour risques et charges

(en milliers d'euros)	31/12/2003	Dotations	Reprises	31/12/2004
Provisions pour risques	**53 986**	**11 468**	**7 193**	**58 261**
Litiges	20 773		347	20 426
Amendes et pénalités	21		21	0
Perte de change	1 251	3 541	1 251	3 541
Garantie Framépargne	14 313	3 719		18 032
Autres risques	17 628	4 208	5 574	16 262
Provisions pour charges	**65 980**	**9 330**	**373**	**74 937**
Engagements de retraites	1 669		373	1 296
Impôts latents (BFC)	42 084	9 080		51 164
Quirats	22 227	250		22 477
Total	**119 966**	**20 798**	**7 566**	**133 199**
Dont dotations et reprises :				
- d'exploitation			*341*	
- financières		*7 260*	*1 251*	
- exceptionnelles		*13 538*	*5 797*	
dont imputation sur capitaux propres			*117*	

Dans le cadre du plan d'épargne groupe d'AREVA, le FCPE Framépargne détient 306 810 actions de la société. Ces titres n'étant pas cotés, ils bénéficient d'une garantie de liquidité telle que prévue par la loi sur l'épargne salariale. Cette garantie, valable jusqu'au 31 décembre 2005, est donnée par un établissement financier indépendant. Subséquemment, pour permettre la mise en place de cet engagement, la société a donné une garantie de valeur pour la même période. Cette garantie porte sur 253 765 actions qui ont été cédées par le FCPE ; à ce titre, un montant de 18,0 millions d'euros figure en provision au 31 décembre 2004. Au titre du solde de garantie la société estime cet engagement à 6,2 millions d'euros au 31 décembre 2004.

Les provisions pour charges comprennent pour l'essentiel la charge latente liée à l'utilisation anticipée des déficits fiscaux de certaines filiales dans le cadre du régime fiscal consolidé porté à 51 164 milliers d'euros.

5.7.4.12. Etat des échéances des dettes à la clôture de l'exercice

(en milliers d'euros)	Montant	Échéances à moins d'un an	Échéances à plus d'un an et cinq ans au plus	Échéances à plus de cinq ans
Emprunts, dettes auprès des établissements de crédit	4 307	4 307		
Emprunts et dettes financiers divers	2 407 800	2 407 441	3	356
Clients – avances et acomptes versés	28 625	28 625		
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	35 618	35 618		
Dettes fournisseurs immobilisations	1 660	1 660		
Dettes sociales et fiscales	19 734	19 734		
Dettes diverses	12 258	11 573	685	
Instruments de trésorerie	711	711		
Total	**2 510 713**	**2 509 669**	**688**	**356**

Les emprunts et dettes auprès des établissements de crédit correspondent aux comptes bancaires créditeurs.

Les emprunts et dettes financières divers concernent principalement les comptes courants financiers, lesquels correspondent à des avances de trésorerie données ou reçues de filiales dans le cadre de conventions financières et aux dépôts et cautionnements reçus.

Les dettes diverses représentent pour 5 177 milliers d'euros des dettes liées aux comptes courants d'intégration fiscale.

5.7.4.13. Charges à payer

Les charges à payer rattachées aux postes de dettes se ventilent de la façon suivante :

(en milliers d'euros)	Montant
Dettes financières :	
- Emprunts, dettes auprès des établissements de crédit	
- Emprunts et dettes financiers divers	757
Autres dettes :	
- Dettes fournisseurs et comptes rattachés	32 398
- Dettes sur immobilisations	772
- Dettes sociales et fiscales	9 031
- Dettes diverses	547
Total	**43 505**

5.7.5. Notes sur le compte de résultat

5.7.5.1. Résultat d'exploitation

Le chiffre d'affaires est constitué :

- des revenus des activités immobilières pour 9 714 milliers d'euros,
- des refacturations aux filiales de prestations de services, de frais de personnel pour 76 871 milliers d'euros.

Les charges d'exploitation résultent de l'activité propre à la holding et des services apportés aux filiales conformément aux différentes conventions de services. La perte d'exploitation s'élève ainsi à 77 320 milliers d'euros.

5.7.5.2. Résultat financier

Les produits financiers sont principalement constitués :

- des dividendes reçus des filiales pour 270 010 milliers d'euros,
- des produits nets sur cessions de titres pour 39 558 milliers d'euros dont 37 011 relatifs aux cessions sur les titres Total,
- des revenus de placements (TCN), des comptes courants ou prêts aux filiales et des revenus de placement sur VMP Total et autres placements pour 65 073 milliers d'euros,
- des reprises de provisions financières pour 3 352 milliers d'euros.

Les charges financières comprennent les charges d'intérêts des comptes courants financiers de filiales pour 47 969 milliers d'euros.

Les dotations aux provisions financières s'élèvent à 28 751 milliers d'euros.

Les produits et charges financières comprennent également les différences positives et négatives de change pour un impact net positif de 9 003 milliers d'euros.

5.7.5.3. Résultat exceptionnel

Le résultat exceptionnel inclut :

- le résultat de cession d'un ensemble immobilier à Lyon pour 51 741 milliers d'euros,
- le résultat de cession d'un ensemble immobilier à Courbevoie pour 358 milliers d'euros,
- le résultat de cession d'un terrain à Châlon pour 269 milliers d'euros,
- une dotation aux provisions pour impôt latent (BFC) pour 9 080 milliers d'euros.

5.7.5.4. Impôts sur les bénéfices

L'impôt sur les sociétés est constitué d'un produit pour l'exercice 2004 de 30 444 milliers d'euros, déterminé par application des règles spécifiques du bénéfice fiscal consolidé. Il comprend le produit d'impôt propre à l'exercice 2004, la variation de la charge d'impôt définitive de l'exercice 2003 et l'impôt acquitté par les filiales intégrées.

Il est précisé qu'à l'exception des sociétés AREVA T&D INC et AREVA T&D UK LIMITED, les sociétés de l'activité Transmission et Distribution ne font partie ni du périmètre du bénéfice fiscal consolidé ni du périmètre de l'intégration fiscale au titre de l'exercice 2004.

La détermination de l'impôt calculé peut être résumé dans le tableau suivant :

(en milliers d'euros)	
Restitution d'IS au titre de l'exercice 2004 (BFC)	3 291
Diminution de la charge d'IS au titre de l'exercice 2003 (BFC)	148
Contributions additionnelles 2004 (régime de l'intégration fiscale)	(2 400)
Impôt 2004 à recevoir des filiales intégrées	28 180
Ajustements IS des exercices antérieurs	1 225
Total	**30 444**

Le périmètre constitué autour d'AREVA au titre du régime défini aux articles 223A et suivants du Code général des impôts pour lequel a opté la société comprend les sociétés Arevadelfi, AREVA finances, AREVA participations, Canberra Eurisys, Cere, CFM, CFMM, COGEMA, Cogerap, Cominor, Comurhex, Ets Pierre Mengin, Euriware, Eurodoc, FCI, FCI Automotive France, FCI Besançon, FCI Electrique France, FCI Europe, FCI Finances, FCI France, FCI Microconnections, FCI Participations, FCI Pontarlier, FCI Trésorerie, FIPT, Fracere, Framapar, Frarea, groupe Euriware, Krebs & Cie, Le Maréchal, Mainco, Mécachimie, Mecagest, Sao, SGGM, SGN, SICN, Simebio, Simo, Technocontact, COGEMA Logistics.

Le groupe AREVA a fait l'objet d'un contrôle fiscal portant sur les résultats déclarés au titre du BFC en 2000 et 2001. Les notifications de redressements correspondantes ayant été adressées au titre des deux exercices soumis à contrôle, les conséquences des rappels sont intégralement comptabilisées à la clôture de l'exercice.

5.7.6. Autres informations

5.7.6.1. Effectifs

Au 31 décembre 2004, l'effectif de la société est de 161 personnes et se répartit de la manière suivante :

	2004	2003	2002
Cadres	111	131	126
Agents de maîtrise	14	22	14
Employés	36	44	49
Total	**161**	**197**	**189**

5.7.6.2. Informations en matière de crédit-bail

Le crédit bail immobilier Lyonnais a fait l'objet d'un acte de levée d'option anticipée en date du 24 juin 2004, au terme duquel la société AREVA est devenue propriétaire de l'immeuble dans son ensemble. Le prix de cession de l'ensemble immobilier ainsi complété de la levée d'option s'est élevé à 3 200 milliers d'euros, soit 625 milliers d'euros pour le terrain et 2 575 milliers d'euros pour la construction.

Il n'y a pas eu de redevances payées au cours de l'année 2004.

5.7.6.3. Exposition de la société aux risques de marché

Objectifs généraux et risque de contrepartie

Le Groupe utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques de cours de change, de taux d'intérêts, de cours de matières premières et du cours de certains titres cotés. Ces instruments, sauf cas particuliers (couverture de change globale en période d'offre notamment) sont généralement qualifiés de couvertures d'actifs, de passifs ou d'engagements spécifiques du Groupe.

Le Groupe gère le risque de contrepartie associé à ces instruments au moyen d'une centralisation des engagements et de procédures spécifiant par nature les limites et qualités de contrepartie.

La gestion des risques de taux et de matières premières est centralisée au niveau de la maison mère. La gestion des risques de change est centralisée pour la plupart des sociétés du Groupe au niveau de la maison mère ou effectuée en concertation avec la maison mère pour quelques filiales qui gèrent un risque de change en leur nom propre.

Risque de change

Le Groupe utilise les achats et ventes à terme de devises et autres produits dérivés pour couvrir :

- les risques transactionnels des filiales exposées à des risques de change issus de créances, de dettes et d'engagements fermes ou de flux futurs hautement probables. Ces risques sont couverts systématiquement dès leur naissance,
- pour certains contrats, les risques transactionnels en phase d'offre peuvent faire l'objet de contrats d'assurances spécifiques (contrats Coface, par exemple) ou sont gérés globalement au sein du Groupe. Certaines expositions sont identifiées à l'aide d'un budget annuel ou pluriannuel, les risques correspondants à un pourcentage du budget estimé sont alors couverts,
- les risques bilanciels relatifs à des prêts à des filiales dans une devise autre que leur devise de comptabilisation quand un financement dans la devise dans laquelle elles opèrent n'a pas été mis en place.

Les swaps de change sont utilisés par le Groupe pour gérer sa trésorerie devises.

Montants notionnels des contrats par date de maturité au 31 décembre 2004

(en millions d'euros)	2005	2006	2007	2008	2009	> 5 ans	Total	Valeur de marché
INSTRUMENTS DE CHANGE								
Swaps de devises - emprunteurs								
Dollar US contre euro	391,3	37,7	13,1	5,4	3,6	1,1	452,2	26,8
Dollar canadien contre euro	52,0						52,0	0,1
Dollar US contre dollar canadien	8,0						8,0	0,8
Yen contre euro	38,6						38,6	0,1
Franc suisse contre euro	7,0						7,0	0,0
Livre sterling contre euro	60,7						60,7	0,4
Autres devises	60,0	0,7					60,7	0,8
Swaps de devises - prêteurs								
Dollar US contre euro	207,4	29,7	1,9	0,1	0,1	0,2	239,4	(16,1)
Dollar canadien contre euro	66,5	0,9	3,2			0,2	70,8	0,0
Dollar US contre dollar canadien	8,4						8,4	(0,8)
Franc suisse contre euro	27,7	3,3					31,0	(0,1)
Livre sterling contre euro	29,4						29,4	(0,2)
Yen contre euro	34,3						34,3	0,1
Autres devises	58,8	1,6					60,4	(0,7)
Contrats à terme - acheteur								
Dollar US contre euro	362,1	106,5	15,7	7,7	3,8	1,2	497,0	(38,8)
Dollar US contre dollar canadien	98,5	40,4					138,9	(13,8)
Dollar canadien contre euro	9,1	0,6	0,6	0,6			10,9	0,1
Yen contre euro	9,9	5,4	0,0				15,3	(1,1)
Franc Suisse contre euro	70,4	17,5	2,0	0,4			90,2	(0,5)
Livre sterling contre euro	74,7	8,0	0,8				83,5	(1,8)
Dollar NZ contre dollar australien	25,3						25,3	0,0
Dollar NZ contre euro	84,7						84,7	0,0
Autres devises	107,7	5,0	2,4	0,3	0,4		115,8	(3,5)
Contrats à terme - vendeur								
Dollar US contre euro	261,7	133,7	24,0	1,7	0,2	0,1	421,4	39,1
Dollar US contre dollar canadien	91,3	40,5					131,7	12,9
Dollar canadien contre euro	1,1	1,5	3,8	0,6	0,2		7,4	0,0
Yen contre euro	8,5	4,0	0,8				13,2	1,2
Franc suisse contre euro	75,3	22,8	2,0	0,4			100,4	0,5
Livre sterling contre euro	59,3	0,8	0,2				60,2	1,2
Dollar NZ contre euro	110,0						110,0	0,0
Autres devises	117,2	6,8	2,3	0,3	0,4		127,1	1,9
Options de change								
Call - acheteur								
Euro contre dollar US	1,0						1,0	0,0
Livre sterling contre dollar canadien	9,8						9,8	(0,1)
Call - vendeur								
Euro contre dollar US	1,0						1,0	0,0
Livre sterling contre dollar canadien	9,8						9,8	0,1
Put – vendeur								
Euro contre livre sterling	3,5						3,5	0,0
Euro contre dollar US	8,0						8,0	0,0
Tunnels								
Dollar US contre euro								

Les montants notionnels exprimés en devises étrangères sont convertis en euros sur la base du taux de change de clôture.

Risque de taux

Le Groupe utilise plusieurs types d'instruments financiers, en fonction des conditions de marché, pour contrôler la répartition de la dette à taux fixe et taux variable et la répartition des placements. Les instruments sont principalement des contrats de swaps pour la gestion de la dette et des placements de trésorerie, et des contrats à terme de futures de taux pour la gestion des placements de taux à moyen terme.

Montants notionnels des contrats par date de maturité au 31 décembre 2004

(en millions d'euros)	*Taux fixe*	2005	2006	2007	2008	2009	> 5 ans	Total	Valeur de marché
INSTRUMENTS DE TAUX									
Swaps de taux - payeurs fixes									
Euro									
Dollar US	*[2,5350 % - 3,435 %]*	110,12	7,34					117,5	(0,3)
Dollar canadien									
Swaps de taux - receveurs fixes									
Euro*									
Dollar US	*[2,5350 % - 3,435 %]*		7,34					7,3	0,0
Swaps de taux - variable/variable									
Euro									

** Swap payeur taux variable en CAD (currency swap).*

Risque sur matières premières

Le Groupe utilise des instruments financiers (achats ou ventes à terme, swaps commodities, options) pour réduire le risque de volatilité des cours sur des matières premières entrant dans la fabrication de ses produits (notamment l'or, le cuivre et l'argent) ou couvrir son activité de producteur (filiales de production d'or de COGEMA). Il s'agit dans tous les cas de couvertures de type budgétaire.

Montants notionnels par date de maturité au 31 décembre 2004

(en millions d'euros)	2005	2006	2007	2008	2009	> 5 ans	Total	Valeur de marché
MATIERES PREMIERES								
Or								
Contrats à terme - acheteur	44,9						44,9	(0,9)
Contrats à terme - vendeur	44,9						44,9	0,9
Option - acheteur CALL								
Cuivre								
Contrats à terme - acheteur	14,0						13,9	0,3
Contrats à terme - vendeur	14,0						13,9	(0,3)
Options - acheteur CALL	7,6						7,6	0,5
Options - vendeur CALL	7,6						7,6	(0,5)
Argent								
Contrats à terme - acheteur			0,3				0,3	0,0
Contrats à terme - vendeur			0,3				0,3	0,0
Options - acheteur CALL								
Options - vendeur PUT								

Risque sur actions

Le Groupe peut être amené à gérer son portefeuille d'investissements à long terme en adossant des achats et des ventes d'options à des actions détenues en portefeuille. Aucune opération n'était en cours en fin d'année.

Valeur de marché des instruments financiers

La valeur de marché des instruments a été fournie par les banques et établissements financiers contreparties des transactions du groupe AREVA ou calculée selon les méthodes standards à partir des conditions de marché en date de clôture.

5.7.6.4. Engagements hors bilan hors crédit-bail

Le Groupe a mis en place une procédure destinée à identifier et à fiabiliser le montant des engagements hors bilan communiqué dans l'annexe. Ce dispositif repose sur la définition des principaux types d'engagement et de leur mode d'évaluation. Il établit par ailleurs les règles de collecte et de contrôle de ces informations en s'appuyant notamment sur la circularisation des tiers concernés.

Engagements donnés

(en milliers d'euros)	Total	< 1 an	de 1 à 5 ans	> 5 ans
Garanties de marché données	143 512	26 227	25 469	91 816
Lettres de confort	52 248	42 964	9 009	275
Cautionnements accordés	675 835	313 336	341 568	20 931
Clause de retour à meilleure fortune	429			429
Garanties de passif accordées	65 221	14 471	50 750	
Autres engagements donnés	267 720	143 522	81 634	42 564
Total	**1 204 965**	**540 520**	**508 430**	**156 015**

Dans le cadre du Plan d'épargne groupe d'AREVA, le FCPE Framépargne détient 306 810 actions de la société. Ces titres n'étant pas cotés, ils bénéficient d'une garantie de liquidité telle que prévue par la loi sur l'épargne salariale. Cette garantie valable jusqu'au 31 décembre 2005 est donnée par un établissement financier indépendant. Subséquemment, pour permettre la mise en place de cet engagement, la société a donné une garantie de valeur pour la même période. Cette garantie porte sur 253 765 actions qui ont été cédées par le FCPE ; à ce titre, un montant de 18,0 millions d'euros figure en provision au 31 décembre 2004. Au titre du solde de garantie la société estime cet engagement à 6,2 millions d'euros au 31 décembre 2004.

AREVA a donné une garantie maison mère au client TVO dans le cadre du contrat EPR Finlande pour le montant total de son engagement et reçu, de la part de Siemens, une garantie à hauteur de sa quote-part. Cet engagement net n'est pas intégré dans le tableau récapitulatif.

Engagements reçus

(en milliers d'euros)	Total	< 1 an	de 1 à 5 ans	> 5 ans
Garanties de passif reçues	425 000		175 000	250 000
Total	**425 000**		**175 000**	**250 000**

Engagements réciproques

Ces engagements correspondent à des engagements pris par AREVA en contrepartie desquels une garantie du tiers est reçue en retour.

(en milliers d'euros)	Total	< 1 an	de 1 à 5 ans	> 5 ans
Lignes de crédits autorisées non utilisées	455 180	455 180		
Autres engagements réciproques	388 300	388 300		
Total	**843 480**	**843 480**		

Les autres engagements réciproques correspondent aux engagements décrits ci-après.

En 2003, AREVA a pris l'engagement auprès des actionnaires de la société Urenco d'acquérir 50 % des parts que ces derniers détiennent dans la société anglaise ETC ; cet engagement représente un montant maximal de 388 300 milliers d'euros, en complément des 150 000 milliers d'euros déjà versés le jour de la signature du protocole d'accord et figurant au bilan au poste "Autres immobilisations financières" (cf. 5.7.4.3). Ce montant sera révisé sur la base de l'Euribor et pour la période courue entre le 1er janvier 2005 et la date de dénouement devant intervenir au plus tard le 31 décembre 2005.

Cet engagement est assorti de conditions suspensives et de garanties.

L'acquisition de 50 % des parts de ETC permettra à AREVA d'accéder à la technologie d'enrichissement de l'uranium par ultracentrifugation.

5.7.6.5. Informations concernant les entreprises liées

(en milliers d'euros)	2004 Valeurs brutes
Immobilisations financières	
- Participations	4 828 932
- Créances rattachées à des participations	387 142
Créances	
- Créances clients et comptes rattachés	52 253
- Autres créances	14 013
- Comptes courants financiers	780 324
Dettes	
- Dettes fournisseurs et comptes rattachés	17 563
- Autres dettes	33 888
- Comptes courants financiers	2 406 693
Produits de participations	**284 271**
Autres produits financiers	**117 362**
Charges financières	**192 683**

5.7.6.6. Rémunération des mandataires sociaux

Les rémunérations et avantages de toutes natures versés durant l'exercice aux mandataires sociaux (membres du Directoire et du Conseil de Surveillance) par la société et les sociétés qu'elle contrôle ou la société qui la contrôle, selon l'article du Code de commerce L. 225-102-1 créé par la loi NRE du 15 mai 2001 puis modifié par la loi de sécurité financière du 1er août 2003, s'élèvent à 3 025 milliers d'euros.

5.7.6.7. Tableau des résultats des cinq derniers exercices

Natures des indications *(en milliers d'euros)*	2000	2001	2002	2003	2004
Capital en fin d'exercice					
Capital social	1 121 046	1 346 823	1 346 823	1 346 823	1 346 823
Nombre d'actions ordinaires	27 985 200	34 013 593	34 013 593	34 013 593	34 013 593
Nombre de certificats d'investissements	1 429 108	1 429 108	1 429 108	1 429 108	1 429 108
Opérations et résultats de l'exercice					
Chiffre d'affaires	860	55 618	73 133	36 046	86 583
Résultat avant impôts, participation des salariés et charges calculées (amortissements et provisions)	110 679	193 610	1 084 311	598 720	306 817
Impôts sur les bénéfices (produits d'IS en négatif)	11 366	(49 667)	17 662	(56 566)	(30 444)
Résultat après impôts, participation des salariés et charges calculées (amortissements et provisions)	150 490	(712 961)	216 230	372 444	301 555
Résultat distribué*	672 179	219 745	219 745	219 745	
Résultats par action (en euros)					
Résultat après impôts, participation des salariés et avant charges calculées	3,38	6,85	30,10	18,49	9,52
Résultat après impôts, participation des salariés et charges calculées (amortissements et provisions)	5,12	(20,12)	6,10	10,51	8,51
Dividende distribué à chaque action*	22,85	6,20	6,20	6,20	
Personnel					
Effectif en fin d'année des salariés employés	17	108	189	197	161
Montant de la masse salariale de l'exercice	1 279	14 766	18 337	17 726	16 582
Montant des sommes versées au titre des avantages sociaux de l'exercice	536	7 335	6 826	8 005	8 526

** Pour 2004 : en attente des décisions de l'Assemblée Générale Annuelle.*

5.7.6.8. Evénements postérieurs à la clôture

Néant.

5.7.6.9. Tableau des filiales et participations

(en milliers d'euros, sauf précision contraire) Filiales et participations	Capital	Primes, réserves et report à nouveau	Quote-part du capital détenue (en %)	Valeur brute comptable des titres détenus	Valeur nette comptable des titres détenus	Prêts et avances consentis non encore remboursés	Chiffre d'affaires (hors taxes) du dernier exercice écoulé	Bénéfice ou (perte) du dernier exercice clos	Dividendes encaissés au cours de l'exercice 2004
A - Renseignements détaillés concernant les filiales et participations (dont la valeur d'inventaire nette excède 1 % du capital d'AREVA)									
1 - Filiales (plus de 50 % du capital détenu par AREVA)									
- Cédec									
27/29, rue Le Peletier - 75009 Paris	36 532	1 270	90	33 466	33 466		0	7 857	1 976
- Compagnie d'Etude et de Recherche pour l'Energie (Cere)									
27/29, rue Le Peletier - 75009 Paris	247 500	785	100	251 541	251 541		0	16 172	29 535
- COGEMA									
2, rue Paul Dautier - 78141 Vélizy Cedex	100 259	(23 663)	100	703 929	703 929		2 357 748	202 166	126 075
- Framatome ANP SAS									
Tour Framatome - 92084 Paris La Défense Cedex	400 000	106 982	66	277 638	277 638		1 084 136	109 781	72 600
- Framatome Connectors International (FCI)									
53, rue de Châteaudun - 75009 Paris	2 166 394	(1 839 477)	100	2 505 872	374 372		59 813	52 181	0
- Framapar									
27/29, rue Le Peletier - 75009 Paris	22 116	(32 111)	100	22 477	22 477		871	(2 133)	0
- FT1CI									
27/29, rue Le Peletier - 75009 Paris	68 375	845 342	79	54 888	54 888		0	223 725	12 457
- Frarea									
27/29, rue Le Peletier - 75009 Paris	6 375	80 639	100	30 940	30 940		0	11	7 697
- AREVA T&D Holding									
27/29, rue Le Peletier - 75009 Paris	500 037	(1 242)	100	532 794	532 794	282 280	0	(5 291)	0
- AREVA T&D Inc.*									
47 East Industrial Park Drive 3109 Manchester - New Hampshire	35 240	(44 132)	100	37 761	37 761		182 770	(19 662)	0
- AREVA T&D UK Limited**									
St Léonard's Works - St Léonard's Avenue ST 17 4LX - Stafford	48 222	(52 086)	100	48 875	48 875		421 012	10 293	0
2 - Participations (de 10 % à 50 % du capital détenu par AREVA,									
- Eramet	78 002	750 970	26	291 693	291 693		ND	ND	5 811
- Technicatome	20 000	31 813	25	14 042	14 042		230 681	11 202	2 988
B - Renseignements globaux concernant les autres filiales et participations									
1 - Filiales non reprises au paragraphe A									
a) Filiales françaises (ensemble)				7 714	2 165	1 936			
b) Filiales étrangères (ensemble)				4 929	4 929	58			9 143
2 - Participations non reprises au paragraphe A									
a) Dans les sociétés françaises (ensemble)				13 024	5 426				1 727
b) Dans les sociétés étrangères (ensemble)									

** données en dollars US converties au cours de 0,803073.*

*** données en livres sterling converties au cours de 1,418339.*

5.7.6.10. Litiges

Les litiges ne font pas l'objet de provision significative compte tenu des travaux d'analyse du risque conduits par le Groupe et de l'état d'avancement des négociations.

- **Litiges fiscaux**

Le groupe AREVA a fait l'objet, au cours des exercices 2003 et 2004, d'un contrôle fiscal portant sur les résultats déclarés au titre du bénéfice fiscal consolidé en 2000 et 2001. Le contrôle est maintenant clos et les conséquences financières définitives sont intégrées dans les comptes.

- **Enquête de la Commission européenne sur des pratiques anticoncurrentielle sur le marché des "Gas Insulated Switchgears" (GIS)**

Une enquête a été menée par la Commission européenne concernant des pratiques anti-concurrentielles alléguées entre fournisseurs de GIS et a donné lieu à la mise en évidence de pratiques qui étaient totalement ignorées d'AREVA au moment de l'acquisition. AREVA a collaboré pleinement avec la Commission dans l'établissement des faits. La Commission n'a pas encore émis de "notification des griefs" à l'encontre d'AREVA qui ne connaît pas la qualification des faits concernés. AREVA a associé Alstom à toutes ses démarches auprès de la Commission, AREVA estimant qu'il peut y avoir lieu à l'application de la garantie de passif concédée par Alstom.

Cette enquête a généré des investigations de la part des autorités de la concurrence de la Hongrie, de la Nouvelle Zélande, de l'Australie et du Mexique. AREVA qui souhaite éradiquer toute pratique anticoncurrentielle qu'elle constaterait a eu divers échanges avec la Commission sur les actions qu'elle a prises pour s'en assurer. AREVA met en place un programme de conformité au sein de toutes ses activités.

Chapitre 6

Gouvernement d'entreprise

6.1. Composition et fonctionnement des organes de direction et de surveillance

6.1.1. Composition des organes de direction et de surveillance

6.1.1.1. Composition du Directoire

Le Directoire est composé de deux membres au moins et de cinq membres au plus nommés par le Conseil de Surveillance, qui confère à l'un des membres du Directoire la qualité de Président. Lorsque les actions d'AREVA sont admises aux négociations sur un marché réglementé, le nombre de membres du Directoire peut être porté à sept.

Les membres du Directoire sont obligatoirement des personnes physiques qui peuvent être choisies en dehors des actionnaires, et notamment parmi le personnel salarié d'AREVA. Si un membre du Conseil de Surveillance est nommé au Directoire, son mandat au Conseil prend fin dès son entrée en fonction.

Le Directoire est nommé pour une durée de cinq ans expirant lors de la première réunion du Conseil de Surveillance tenue après le cinquième anniversaire de cette nomination. Le Conseil de Surveillance peut, en cours de mandat du Directoire, nommer un nouveau membre du Directoire. La décision d'augmenter le nombre de membres du Directoire par rapport à celui fixé lors de sa nomination ne peut être prise qu'avec l'accord du Président du Directoire.

Le mandat de membre du Directoire est renouvelable.

Les membres du Directoire sont, à la date de dépôt du présent document de référence, les suivants :

Anne Lauvergeon (45 ans)
Présidente du Directoire d'AREVA depuis le Conseil de Surveillance du 3 juillet 2001, son mandat prendra fin lors du premier Conseil de Surveillance qui se tiendra après le 3 juillet 2006.

Madame Lauvergeon est Ingénieur en chef des Mines, ancienne élève de l'Ecole Normale Supérieure et agrégée de sciences physiques.

Madame Lauvergeon a occupé plusieurs fonctions avant de rejoindre AREVA. En 1984, elle est chargée d'étudier au CEA les problèmes de sûreté chimique en Europe. En 1985, elle s'occupe de l'administration du sous-sol en Ile-de-France. Elle a également occupé, à partir de 1988, la fonction d'adjoint du Chef de Service du Conseil Général des Mines. Madame Lauvergeon est chargée de mission pour l'économie internationale et le commerce extérieur à la Présidence de la République en 1990 et est nommée secrétaire général adjoint en charge auprès du Président de la République de l'organisation de sommets internationaux (G7) en 1991. Elle est Associé-Gérant de Lazard Frères & Cie en 1995 et Directeur Général adjoint d'Alcatel Télécom en 1997.

Autres mandats :
- Président-Directeur Général de COGEMA depuis 1999,
- Présidente de AREVA Enterprises Inc.,
- Vice-Présidente du Conseil de Surveillance de Sagem,
- Représentant permanent d'AREVA au Conseil d'Administration de FCI,
- Administrateur de Suez, Total et AREVA T&D Holding SA.

Gérald Arbola (56 ans)
Directeur financier et membre du Directoire d'AREVA depuis le Conseil de Surveillance du 3 juillet 2001, son mandat prendra fin lors du premier Conseil de Surveillance qui se tiendra après le 3 juillet 2006.

Monsieur Arbola est diplômé de l'Institut d'Etudes Politiques de Paris et diplômé d'études supérieures en sciences économiques.

Monsieur Arbola a occupé plusieurs fonctions au sein du groupe COGEMA avant de rejoindre AREVA. Il intègre le groupe COGEMA en 1982 en qualité de Directeur du plan et des études stratégiques de SGN de 1985 à 1989, Directeur financier en 1988, Directeur Général adjoint de SGN en 1992, Directeur Financier de COGEMA et Membre du Comité exécutif en 1999, tout en assurant la Présidence de SGN en 1997 et 1998.

Autres mandats :
- Président-Directeur Général de FT1CI et Président de Cogerap,
- Président du Conseil de Surveillance de STMicroelectronics Holding NV depuis le 1er mars 2005 et de STMicroelectronics NV depuis le 18 mars 2005,
- Président de AREVA Finance/Gestion,
- Administrateur de COGEMA et AREVA T&D Holding SA,
- Membre du Comité des directeurs de Framatome-ANP.

Didier Bénédetti (52 ans)
Membre du Directoire d'AREVA depuis le Conseil de Surveillance du 15 octobre 2002 (nomination approuvée par décisions du ministre de l'Economie, des Finances et de

l'Industrie et de la ministre déléguée à l'Industrie en date du 21 janvier 2003), son mandat prendra fin lors du premier Conseil de Surveillance qui se tiendra après le 3 juillet 2006.

Monsieur Bénédetti est ingénieur de l'Ecole Supérieure d'Informatique, d'Electronique et d'Automatique (ESIEA) et diplômé de l'Institut d'Administration des Entreprises (IAE) de Paris.

Monsieur Bénédetti a occupé plusieurs fonctions au sein de Schlumberger, Thomson et Fiat avant d'intégrer AREVA. Il a été notamment Directeur Général adjoint de Thomson Brandt Armement, Vice-Président de Thomson Consumer Electronic et Directeur Général de l'ensemble des divisions du pôle Habitacle de Magneti Marelli (groupe FIAT).

Autres mandats :
- Directeur Général délégué et administrateur de COGEMA depuis juin 2002,
- Membre du Conseil d'Administration de COGEMA Inc. et membre du Conseil de Surveillance d'Eurodif SA,
- Administrateur de la Compagnie Nucléaire de Services (CNS) et de Multiservices et Enseignements Pratiques.

Jean-Lucien Lamy (57 ans)
Membre du Directoire d'AREVA depuis le Conseil de Surveillance du 15 octobre 2002 (nomination approuvée par décisions du ministre de l'Economie, des Finances et de l'Industrie et de la ministre déléguée à l'Industrie en date du 21 janvier 2003), son mandat prendra fin lors du premier Conseil de Surveillance qui se tiendra après le 3 juillet 2006.

Monsieur Lamy est diplômé de l'Ecole Nationale Supérieure de l'Aéronautique et de l'Espace et titulaire d'un Master in Economic Systems de l'université de Stanford et d'un MBA de l'université d'Iowa.

Monsieur Lamy a occupé plusieurs fonctions dans des groupes multinationaux dont Rockwell et Allied Signal avant de rejoindre en 1984 le groupe Labinal. En 1987, il en est nommé Directeur Général en charge de plusieurs divisions opérationnelles et contribue au développement international de l'entreprise par croissance interne et externe, avant son rachat par SNECMA, fin 2000.

Autres mandats :
- Président-Directeur Général de FCI depuis novembre 2001,
- Président du Conseil de Surveillance de FCI Connectors Hungary,
- Président-Directeur Général de FCI Italia S.p.A., FCI Americas International Holdings Inc., FCI Americas Technology Inc., FCI Americas Inc. et FCI USA Inc.
- Représentant permanent de FCI aux Conseils d'Administration de FCI Expansion 1 SAS, FCI Micronnections, FCI Besançon, FCI France et FCI Automotive France,
- Administrateur de FCI Asia Pte Ltd et FCI Japon K.K., représentant de FCI, Managing Director de FCI Nederland BV,
- Administrateur d'Eramet.

Vincent Maurel (57 ans)
Membre du Directoire d'AREVA depuis le Conseil de Surveillance du 15 octobre 2002 (nomination approuvée par décisions du ministre de l'Economie, des Finances et de l'Industrie et de la ministre déléguée à l'Industrie en date du 21 janvier 2003), son mandat prendra fin lors du premier Conseil de Surveillance qui se tiendra après le 3 juillet 2006.

Monsieur Maurel est diplômé de l'Ecole Polytechnique et de l'Ecole Nationale Supérieure des Télécommunications.

Monsieur Maurel rejoint COGEMA en décembre 2000 en tant que Directeur du pôle Enrichissement et membre du Comité exécutif, puis devient Président de Framatome-ANP en décembre 2001. Avant cela, en 1974, il avait rejoint Thomson CSF avant de devenir Directeur Général adjoint et Directeur industriel d'Alcatel Telspace. Depuis 1993, Monsieur Maurel était en charge, au sein de GEC-Alstom, des secteurs Turbines à vapeur et Centrales électriques puis Président de ABB Alstom Power France et de sa filiale de services.

Autres mandats :
- Membre du Conseil de Surveillance et du Shareholders Committee de Framatome-ANP GmbH (Allemagne),
- Administrateur de Framatome-ANP Inc. (Etats-Unis).

6.1.1.2. Composition du Conseil de Surveillance

Les membres de Conseil de Surveillance sont désignés par l'Assemblée Générale des actionnaires et des titulaires de certificats de droits de vote, à l'exception des membres élus par le personnel salarié et des représentants de l'Etat.

Le Conseil de Surveillance est composé de dix membres au moins et de 18 membres au plus, y compris trois membres élus par le personnel salarié dans les conditions décrites ci-après et, le cas échéant, des représentants de l'Etat désignés en application de l'article 51 de la loi n° 96-314 du 12 avril 1996. Les trois membres représentant le personnel salarié sont élus, le premier par le collège des ingénieurs, cadres et assimilés, les deux autres par le collège des autres salariés.

La durée des fonctions des membres du Conseil de Surveillance est de cinq ans. Les fonctions d'un membre du Conseil de Surveillance non élu par le personnel salarié prennent fin à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire ayant statué sur les comptes de l'exercice écoulé et tenue dans l'année au cours de laquelle expire le mandat dudit membre.

Les membres du Conseil de Surveillance, autres que les représentants de l'Etat et que les membres élus par les salariés, peuvent être révoqués par l'Assemblée Générale. Les fonctions d'un membre élu par le personnel salarié prennent fin soit lors de la proclamation des résultats de l'élection qu'AREVA est tenue d'organiser dans les conditions prévues par les statuts, soit en cas de cessation du contrat de travail ou de révocation dans les conditions prévues par les dispositions législatives et réglementaires en vigueur à la date de la révocation.

Les membres du Conseil de Surveillance élus par les salariés ne peuvent être que des personnes physiques. Les membres du Conseil de Surveillance non élus par les salariés peuvent être des personnes physiques ou des personnes morales.

Sous réserve des dérogations prévues par la loi, chaque membre du Conseil de Surveillance doit être propriétaire d'au moins une action.

Le Conseil de Surveillance élit parmi ses membres un Président et un Vice-Président chargés de convoquer le Conseil et d'en diriger les débats, le Vice-Président assurant ces fonctions en cas d'absence ou d'empêchement du Président. Le Président et le Vice-Président sont des personnes physiques.

Au cours de l'année 2004, des changements sont intervenus dans la composition du Conseil de Surveillance, notamment la nomination, en remplacement de Jeanne Seyvet, de Jean-Pierre Falque-Pierrotin, Directeur Général de l'Industrie, des Technologies de l'Information et des Postes (DIGITIP) au ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie et la nomination, en remplacement de Hubert Colin de Verdière, de Jean-Pierre Lafon, Secrétaire Général du ministère des Affaires Etrangères, en qualité de nouveaux membres représentant l'Etat.

Le Conseil de Surveillance du 8 mars 2005 a coopté Frédéric Lemoine en remplacement de Philippe Pontet, démissionnaire, sous réserve de la ratification de cette nomination par l'Assemblée Générale Ordinaire Annuelle d'AREVA prévue pour le 12 mai 2005.

Le Conseil de Surveillance est, à la date du dépôt du présent document de référence, composé de 16 membres :

Membres nommés par l'Assemblée Générale :

Frédéric Lemoine (39 ans)
Coopté par le Conseil de Surveillance du 8 mars 2005 en remplacement de Philippe Pontet, démissionnaire, sous réserve de la ratification de cette nomination par l'Assemblée Générale Ordinaire Annuelle d'AREVA prévue pour le 12 mai 2005. Il a été nommé Président du Conseil de Surveillance le 8 mars 2005. Son mandat prendra fin lors de l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

Frédéric Lemoine est diplômé de l'Ecole des Hautes Etudes Commerciales, de l'Institut d'Etudes Politiques de Paris et de l'Ecole Nationale d'Administration.

Autres mandats :
- Gérant de LCE SARL,
- Administrateur et Président du Comité d'audit et des comptes de Groupama SA.

Alain Bugat (56 ans)
Il est nommé membre du Conseil de Surveillance le 23 janvier 2003, sa nomination étant ratifiée par l'Assemblée Générale du 12 mai 2003, il devient Vice-Président du Conseil de Surveillance le 12 juin 2003. Son mandat prendra fin à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

Alain Bugat est diplômé de l'Ecole Polytechnique, ingénieur général de l'Armement et diplômé de l'Ecole Nationale des Techniques Avancées.

Autres mandats :
- Administrateur Général et Président du Conseil d'Administration du CEA,
- Administrateur de DCN SA,
- Administrateur représentant de l'Etat au Conseil d'Administration de COGEMA et d'EDF,
- Membre du Conseil de l'Agence Nationale de la Recherche Technologique (ANRT) – Association.

Euan Baird[1] (67 ans)
Il est nommé membre du Conseil de Surveillance par l'Assemblée Générale du 18 juin 2001, son mandat prendra fin à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2005.
Euan Baird est diplômé de l'Université de Cambridge.

Autres mandats :
- Administrateur de ScottishPower et de la Société Générale,
- Membre du Conseil consultatif de la Banque de France.

Patrick Buffet[1] (51 ans)
Il est nommé membre du Conseil de Surveillance par l'Assemblée Générale du 18 juin 2001, son mandat prendra fin à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

Patrick Buffet est ingénieur au corps des mines.

Autres mandats :
- Directeur délégué de Suez,
- Administrateur de Neuf Telecom, de Caravelle, de Electrabel, de Fabricom et de Suez Tractebel,
- Membre du Conseil de Surveillance de Astorg Partners et censeur de S.I. Finance.

Thierry Desmarest[1] (59 ans)
Il est nommé membre du Conseil de Surveillance par l'Assemblée Générale du 18 juin 2001, son mandat prendra fin à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

Thierry Desmarest est diplômé de l'Ecole Polytechnique et ingénieur en chef au corps des mines.

Autres mandats :
- Président-Directeur Général de Total SA et de Elf Aquitaine,
- Membre du Conseil de Surveillance d'Air Liquide,
- Administrateur de Sanofi-Aventis.

Gaishi Hiraiwa[1] (90 ans)
Il est nommé membre du Conseil de Surveillance par l'Assemblée Générale du 3 septembre 2001, son mandat prendra fin à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

Gaishi Hiraiwa est Conseiller de l'Empereur du Japon et a été Président de TEPCO.

Autres mandats :
- Administrateur des sociétés Kokyo Tatemono Co. Ltd, Three Hundred Club, World Trade Center Building Inc., Tôkô Tatemono Co Ltd, et Nippon Television Network Corporation.

Daniel Lebègue[1] (61 ans)
Il est nommé membre du Conseil de Surveillance par l'Assemblée Générale du 18 juin 2001, son mandat prendra fin à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

Daniel Lebègue est diplômé de l'Institut d'Etudes Politiques de Paris et de l'Ecole Nationale d'Administration.

Autres mandats :
- Administrateur d'Alcatel, de Scor, du Crédit Agricole SA et de Technip,
- Président de l'Institut Français des Administrateurs (association) et de Transparence Internationale (association).

Olivier Pagézy (37 ans)
Il est membre du Conseil de Surveillance depuis le Conseil de Surveillance du 12 juin 2003, sa nomination a été ratifiée par l'Assemblée Générale du 4 mai 2004. Son mandat prendra fin à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

Olivier Pagézy est diplômé de l'Institut d'Etudes Politiques de Paris et de l'Ecole Nationale d'Administration.

Olivier Pagézy est Directeur financier du CEA.

Autres mandats :
- Administrateur de CEA Valorisation et de Co-Courtage Nucléaire.

Commissariat à l'Energie Atomique (CEA), représenté par Jacques Bouchard
Le CEA est membre du Conseil de Surveillance depuis le Conseil de Surveillance du 18 juillet 2001, sa nomination a été ratifiée par l'Assemblée Générale du 3 septembre 2001. Son mandat prendra fin à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

Le CEA est représenté par Jacques Bouchard (65 ans). Jacques Bouchard est diplômé de l'Ecole Centrale des arts et manufactures.

Autres mandats :
- Représentant permanent du CEA au Conseil d'Administration de Technicatome,
- Administrateur de COGEMA et de la SFEN (association).

(1) Membres du Conseil de Surveillance indépendants. Sont considérées comme indépendantes, les personnes ne possédant pas plus de 10 % du capital et n'ayant pas de lien financier ou commercial (en tant que client ou fournisseur) avec la société.

Autres mandats du CEA :
- Administrateur de Brevatome (société française pour la gestion des brevets d'applications nucléaires), de CEA Valorisation et de Technicatome.

Membres représentant l'Etat, nommés par arrêté :

Luc Rousseau (48 ans).
Nommé par arrêté ministériel du 11 mars 2005, publié au JO du 25 mars 2005, en remplacement de Jean-Pierre Falque-Pierrotin, son mandat prendra fin à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

Luc Rousseau est diplômé de l'Ecole Polytechnique et ingénieur au corps des mines.

Monsieur Rousseau occupe les fonctions de Directeur Général des Entreprises au ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie

Autres mandats :
- Membre du Comité de l'Energie Atomique,
- Commissaire du Gouvernement au Conseil d'Administration de la Poste.

Dominique Maillard (55 ans)
Nommé par arrêté ministériel du 28 juin 2001, publié au JO du 30 juin 2001, son mandat prendra fin à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

Dominique Maillard est diplômé de l'Ecole Polytechnique et ingénieur au corps des mines. Il occupe les fonctions de Directeur Général de l'Energie et des Matières Premières au ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie.

Autres mandats :
- Administrateur, représentant de l'Etat au Conseil d'Administration de La Poste, de l'ERAP et de l'Institut Français du Pétrole,
- Commissaire du Gouvernement auprès de COGEMA, de l'Andra et de la Commission de régulation de l'électricité,
- Membre du Comité directeur de l'Agence Internationale de l'Energie et du Comité de l'Energie Atomique.

Jean-Pierre Lafon (64 ans)
Nommé par arrêté ministériel du 15 décembre 2004 publié au JO du 24 décembre 2004, en remplacement de Hubert Colin de Verdière, son mandat prendra fin à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

Jean-Pierre Lafon est agrégé de mathématiques. Il occupe les fonctions de Secrétaire Général du ministère des Affaires Etrangères.

Autres mandats :
- Représentant de l'Etat au Conseil d'Administration de l'ENA,
- Administrateur de GIP/France-coopération internationale, d'EDF, de l'AFAA (Association Française d'Action Artistique),
- Membre du Comité de l'Energie Atomique.

Bruno Bézard (41 ans)
Nommé par arrêté ministériel du 22 juillet 2002 publié au JO du 26 juillet 2002, en remplacement de Nicolas Jachiet, son mandat prendra fin à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

Bruno Bézard est diplômé de l'Ecole Polytechnique et de l'Ecole Nationale d'Administration. Il occupe les fonctions de Chef du Service des Participations et Directeur Général adjoint de l'Agence des Participations de l'Etat à la Direction Générale du Trésor et de la Politique Economique du Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie.

Autres mandats :
- Administrateur de SNCF, EDF, France Télévisions et de La Poste.

Membres représentant les salariés et élus par le personnel :

Jean-Claude Bertrand (53 ans)
Elu par le collège des salariés lors des élections du 28 mai 2002, entérinées par le Comité d'Entreprise du 12 juillet 2002, il est entré en fonction lors du Conseil de Surveillance du 25 juillet 2002. Son mandat prendra fin à l'issue des élections de 2007.

Monsieur Bertrand est animateur Sécurité Installation COGEMA/Pierrelatte.

Gérard Melet (47 ans)
Elu par le collège des salariés lors des élections du 28 mai 2002, entérinées par le Comité d'Entreprise du 12 juillet 2002, il est entré en fonction lors du Conseil de Surveillance du 25 juillet 2002. Son mandat prendra fin à l'issue des élections de 2007.

Monsieur Melet est acheteur COGEMA/La Hague.

Alain Vivier-Merle (56 ans)
Elu par le collège des ingénieurs et des cadres lors des élections du 20 juin 2002, entérinées par le Comité d'Entreprise du 12 juillet 2002, il est entré en fonction au Conseil de Surveillance du 25 juillet 2002. Son mandat prendra fin à l'issue des élections de 2007.

Monsieur Vivier-Merle est chargé de Mission Stratégie et Marketing Framatome-ANP - Lyon.

Autres mandats :
- Président du Conseil de Surveillance de Sogeplan A,
- Membre du Conseil de Surveillance du FCPE Framepargne et d'AREVA Monétaire.

Assistent avec voix consultative aux réunions du Conseil de Surveillance, le Contrôleur d'Etat, François Muller et le représentant de la Délégation Unique du Personnel d'AREVA, Christophe Xerri.

Censeurs :
Les statuts d'AREVA prévoient en outre que le Conseil de Surveillance peut procéder à la nomination d'un ou plusieurs censeurs qui ont pour mission d'assister le Conseil de Surveillance dans l'exercice de sa mission de contrôle, et qui participent aux réunions du Conseil de Surveillance sans voix délibérative.

A la date du dépôt du présent document de référence, aucun censeur n'a été désigné.

6.1.2. Fonctionnement des organes de direction et de surveillance

6.1.2.1. Fonctionnement du Directoire

Le Directoire est investi des pouvoirs les plus étendus à l'égard des tiers pour agir en toutes circonstances au nom d'AREVA sous réserve des pouvoirs expressément attribués par la loi et les statuts au Conseil de Surveillance et aux Assemblées. Les séances du Directoire donnent lieu à l'émission d'un compte-rendu écrit.

Le Directoire convoque les Assemblées d'actionnaires et de titulaires de certificats de droits de vote ainsi que les Assemblées Spéciales de titulaires de certificats d'investissement.

Le Directoire se réunit aussi souvent que l'intérêt d'AREVA l'exige, au siège social ou en tout autre lieu indiqué dans la convocation. Le Directoire s'est réuni quatorze fois en 2002, dix-sept fois en 2003 et sept fois en 2004 (taux de présence : 94 %).

Pour la validité des délibérations du Directoire, la présence effective de la moitié au moins des membres est nécessaire. Les décisions sont prises à la majorité des membres présents ou représentés et font l'objet d'un relevé.

Sur proposition du Président du Directoire et avec l'autorisation du Conseil de Surveillance, les tâches de direction peuvent être réparties entre les membres du Directoire. Le Conseil de Surveillance du 15 octobre 2002 a approuvé la répartition suivantes des fonctions entre les membres du Directoire : Anne Lauvergeon et Gérald Arbola sont plus particulièrement en charge des questions relevant de la Direction Générale du Groupe, Gérald Arbola est également en charge des Affaires Financières du Groupe, Didier Bénédetti est plus particulièrement chargé des activités de R&D du Groupe, Jean-Lucien Lamy des activités Achats du Groupe et Vincent Maurel des Systèmes d'Informations du Groupe.

Le Président du Directoire représente AREVA dans ses rapports avec les tiers. Le Conseil de Surveillance peut, sur proposition du Président du Directoire, nommer parmi les membres du Directoire un ou plusieurs directeurs généraux, ayant pouvoir de représentation vis-à-vis des tiers. A ce jour, aucun des membres du Directoire ne s'est vu attribuer ce titre par le Conseil de Surveillance.

Le Directoire du 7 février 2003 a arrêté son règlement intérieur qui précise notamment :
- La répartition des fonctions entre les membres,
- Les modalités de réunion du Directoire,
- Les conditions de la délégation de pouvoirs par le Directoire à un de ses membres.

6.1.2.2. Fonctionnement du Conseil de Surveillance

Le Conseil de Surveillance se réunit au siège social ou en tout autre lieu indiqué dans l'avis de convocation, sur convocation de son Président, ou, à défaut, du Vice-Président, et au moins une fois par trimestre pour examen du rapport du Directoire.

La présence effective de la moitié au moins des membres du Conseil est nécessaire pour la validité des délibérations. Les décisions sont prises à la majorité des voix des membres présents ou représentés. En cas de partage, la voix du président de la séance est prépondérante.

Le Conseil de Surveillance nomme les membres du Directoire, en désigne le Président et propose à l'Assemblée Générale leur révocation.

Le Conseil de Surveillance peut convoquer l'Assemblée Générale.

Le Conseil de Surveillance exerce le contrôle permanent de la gestion d'AREVA par le Directoire. Le Conseil de Surveillance est régulièrement tenu informé par le Directoire, en prenant connaissance des rapports trimestriels de celui-ci, de la marche des affaires et de l'activité d'AREVA et du Groupe. Dans le cadre de sa mission de surveillance, il procède aux vérifications et contrôles qu'il juge nécessaires.

Le Conseil de Surveillance présente à l'Assemblée Générale Annuelle ses observations sur le rapport du Directoire ainsi que sur les comptes de l'exercice.

Depuis l'entrée en vigueur de la loi n° 2003-706 sur la sécurité financière du 1er août 2003, le Conseil de Surveillance prend chaque année connaissance du rapport de son Président sur les conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil et les procédures de contrôle interne.

Le Conseil de Surveillance donne au Directoire les autorisations préalables à la conclusion des opérations que celui-ci ne peut accomplir sans son autorisation. Il délibère sur la stratégie générale d'AREVA et du Groupe ; les budgets annuels et les plans pluriannuels d'AREVA, de ses filiales directes et du Groupe sont soumis à son approbation ainsi que les opérations des filiales, lorsque leur objet est visé à l'article 23-2 des statuts.

L'article 23-2 des statuts soumet à l'autorisation préalable du Conseil de Surveillance, dans la mesure où elles portent sur un montant supérieur à 80 millions d'euros, les décisions suivantes du Directoire :

- les émissions de valeurs mobilières, quelle qu'en soit la nature, susceptibles de modifier le capital social,
- les décisions significatives d'implantation en France et à l'étranger, directement par création d'établissement, de filiale directe ou indirecte, ou par prise de participation, ou les décisions de retrait de ces implantations,
- les opérations significatives susceptibles d'affecter la stratégie du Groupe et de modifier sa structure financière ou son périmètre d'activité,
- les prises, extensions ou cessions de participations dans toutes sociétés créées ou à créer,
- les échanges, avec ou sans soulte, portant sur des biens, titres ou valeurs, hors opérations de trésorerie,
- les acquisitions d'immeubles,
- en cas de litige, les traités, compromis ou transactions,
- les décisions relatives aux prêts, emprunts, crédits et avances,
- les acquisitions ou cessions, par tout mode, de toutes créances.

Par ailleurs, les propositions d'affectation du résultat de l'exercice social présentées par le Directoire sont soumises à l'approbation préalable du Conseil de Surveillance.

Le Conseil de Surveillance du 3 juillet 2001 a autorisé le Directoire à réaliser diverses opérations dans la limite des seuils suivants :

- les cessions d'immeuble par nature dans la limite d'un montant de 30 millions d'euros,
- la constitution de sûretés en garantie des engagements pris par la société dans la limite d'un montant de 80 millions d'euros par année et sous réserve que chaque engagement n'excède pas un montant de 30 millions d'euros.

Ce même Conseil a arrêté son règlement intérieur qui précise notamment :

- La création et le fonctionnement des quatre Comités décrits ci-après,
- Les modalités de préparation des délibérations du Conseil de Surveillance,
- Les conditions d'élaboration du calendrier des réunions du Conseil de Surveillance,
- Les moyens mis à disposition des membres du Conseil de Surveillance élus par le personnel.

Conseil de Surveillance 2004

En 2004, le Conseil s'est réuni au siège social à six reprises (taux de présence : 77 %).

Au cours de ses réunions, le Conseil de Surveillance s'est prononcé sur les questions suivantes :

- Le 9 janvier 2004 : Le Conseil de Surveillance a pris acte de la réalisation des opérations d'acquisition de l'activité T&D qu'il avait préalablement autorisée et dont le transfert effectif de l'activité est intervenu le 9 janvier 2004. Il a également pris acte du transfert des cautions et garanties existantes émises pour le compte des sociétés T&D dans le cadre de l'intégration de cette nouvelle activité et autorisé le Directoire à accorder la garantie d'AREVA sur les engagements existants en lieu et place d'Alstom Holdings ou autre holding Alstom dans la limite du stock d'engagements défini dans le contrat d'acquisition de l'activité T&D. Enfin, ce même

Conseil de Surveillance a autorisé le Directoire à accorder la garantie d'AREVA en faveur de ses filiales pour l'émission de cautions, avals et garanties pour un montant maximum de 1 milliard d'euros pour l'exercice 2004.

- Le 3 février 2004 : le Conseil de Surveillance a délibéré sur l'évolution du pacte d'actionnaires de STMicroelectronics en date du 10 décembre 2001 et, sous réserve de l'approbation du (ii) ci-après, a autorisé (i) une avance d'actionnaire à FT1CI pour un montant correspondant à l'acquisition d'environ 7 millions d'actions STMicroelectronics pour permettre à AREVA de participer via FT1CI à l'exercice de l'option de rééquilibrage prévue au titre du pacte d'actionnaires susmentionné et (ii) le Directoire à acquérir auprès de France Télécom les actions FT1CI dont la cession a été notifiée à AREVA par France Télécom dans la limite de 17 millions d'actions sous-jacente STMicroelectronics, que le CEA s'est engagé à racheter le 31 décembre 2005 au prix défini dans l'accord conclu entre AREVA et le CEA.
- Le 16 mars 2004 : le Conseil de Surveillance a autorisé un projet d'investissement minier au Kazakhstan et la création de la société Katco en association avec Kazatomprom (société d'état kazakhe), en ce qui concerne la phase industrielle, pour un montant de 80 millions de dollars américains.
- Le 8 juillet 2004 : Le Conseil de Surveillance a autorisé la cession d'un ensemble immobilier à Lyon. Ce même Conseil a autorisé le renouvellement à compter du 12 juillet 2004 et jusqu'au 31 décembre 2005 de la convention de garantie de liquidité entre Framépargne et Calyon et de la convention de garantie de valeur donnée par AREVA à Calyon pour un montant maximum de 100 millions d'euros concernant les actions AREVA rachetées par Calyon à Framépargne. Le Conseil de Surveillance a également autorisé la cession à COGEMA des titres MELOX détenus par AREVA. Enfin, ce même Conseil a autorisé la signature d'une convention de mandat de COGEMA à AREVA pour la gestion du fonds de démantèlement.
- Le 28 septembre 2004 : Le Conseil de Surveillance a autorisé le Directoire à dépasser de 250 millions d'euros le montant global maximum de 1 milliard d'euros précédemment autorisé par le Conseil de Surveillance du 9 janvier 2004 pour l'émission par AREVA de cautions, avals et garanties en faveur de ses filiales. Cette autorisation portant le montant global maximum mentionné ci-dessus à 1 250 millions d'euros était valable jusqu'au 31 décembre 2004. Ce même Conseil a également autorisé la recapitalisation, par voie d'incorporation de créances, de AREVA T&D Holding SA (à hauteur de 500 millions d'euros), AREVA T&D USA (à hauteur de 40 millions d'euros) et AREVA T&D UK (à hauteur de 50 millions d'euros). Le Conseil a par ailleurs approuvé les orientations du plan d'action stratégique du Groupe pour 2005-2009.
- Le 21 décembre 2004 : Le Conseil de Surveillance a autorisé le versement par COGEMA au CEA d'une somme de 427 millions d'euros correspondant à la soulte forfaitaire libératoire du transfert au CEA des obligations d'assainissement et de démantèlement de COGEMA sur le site de Marcoule. Lors de cette même réunion, le Conseil a autorisé le projet d'investissement au Canada dans la mine de Cigar Lake à hauteur de 146 millions de dollars canadiens, soit environ 93 millions d'euros. Par ailleurs, le Conseil de Surveillance a autorisé à nouveau le Directoire à accorder la garantie d'AREVA à l'effet de relever Alstom Holdings ou tout autre holding Alstom de ses obligations au titre des cautions et garanties précédemment consenties pour ses activités T&D, transférées ou restant à transférer à AREVA en vertu des accords entre AREVA et Alstom et notamment du Share Purchase Agreement du 25 septembre 2003. Le Conseil a par ailleurs approuvé les volets nucléaire, transmission et distribution et connectique du projet de budget 2005 du Groupe. Ce même Conseil de Surveillance a également autorisé le Directoire à accorder des cautions, avals et garanties au nom d'AREVA en faveur de tiers pour un montant maximum de 650 millions d'euros au titre de l'exercice 2005. En outre, le Conseil de Surveillance a, le 21 décembre 2004, autorisé les conventions de licences de marques et de services partagés en 2005 entre AREVA et ses filiales COGEMA, Framatome-ANP, FCI, AREVA T&D Holding SA et Technicatome, ainsi que la convention de services entre AREVA et AREVA T&D Holding SA pour la régularisation de facturation de services rendus en 2004. Enfin, ce même Conseil a autorisé la cession des activités de T&D en Nouvelle-Zélande et en Australie pour un prix global d'environ 112 millions d'euros.

Conseil de Surveillance 2005

- Le Conseil de Surveillance du 8 mars 2005 a approuvé à l'unanimité le business plan, pris acte de l'existence d'un bénéfice de l'exercice de 301 555 millions d'euros et a approuvé la proposition de distribution d'un dividende net par action et par certificat d'investissement de 9,59 euros. Le Conseil a arrêté son rapport et pris connaissance du rapport de son Président en application de la loi de sécurité financière du 1er août 2003. Ce même Conseil a autorisé le Directoire à accorder des cautions, avals et garanties au titre des obligations de sa filiale AREVA T&D UK vis-à-vis des bailleurs des locaux qu'elle prend à bail pour les locaux de Glover Street, St Leonard et Speke Approach. Enfin, le Conseil a pris acte de la démission de Monsieur Philippe Pontet de ses fonctions de membre et de Président du Conseil

de Surveillance, et a coopté, en remplacement, Monsieur Frédéric Lemoine comme nouveau membre et comme Président du Conseil de Surveillance pour la durée du mandat de Monsieur Philippe Pontet restant à courir, soit jusqu'à l'Assemblée Générale Ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2005 et sous réserve de ratification lors de la prochaine Assemblée Générale Ordinaire. Le Conseil a également nommé Monsieur Frédéric Lemoine en qualité de Président du Comité stratégique.

Comités institués par le Conseil de Surveillance

Le Conseil de Surveillance peut décider de la création en son sein de Comités dont il fixe la composition, les attributions et la rémunération éventuelle des membres, et qui exercent leur activité sous sa responsabilité. Le Conseil de Surveillance du 3 juillet 2001 a mis en place un Comité stratégique, un Comité d'audit et un Comité des rémunérations et des nominations. Le Conseil de Surveillance du 10 décembre 2002 a par ailleurs créé un Comité de suivi de la couverture des charges d'assainissement et de démantèlement.
Chaque réunion du Conseil est précédée en tant que de besoin de travaux approfondis des Comités spécialisés, dont le compte-rendu a été régulièrement diffusé aux membres du Conseil.

Comité stratégique

Le Comité Stratégique comporte cinq membres désignés parmi les membres du Conseil de Surveillance. Les membres sont : Frédéric Lemoine (Président, nommé le 8 mars 2005 en remplacement de Philippe Pontet), Dominique Maillard, Euan Baird[1], Patrick Buffet[1] et Bruno Bézard. François Muller, contrôleur d'Etat, assiste au Comité avec voix consultative. Bernard de Gouttes assure les fonctions de secrétaire du Comité.

Le Comité se réunit au moins une fois par semestre et autant de fois qu'il est jugé nécessaire pour accomplir sa mission, sur convocation de son Président ou de deux au moins de ses membres. Sa mission est d'éclairer le Conseil de Surveillance sur les objectifs stratégiques d'AREVA et de ses principales filiales et d'apprécier le bien-fondé et les conséquences des décisions stratégiques les plus importantes proposées par le Directoire au Conseil de Surveillance. Il veille à l'application de la politique stratégique d'AREVA et à sa mise en oeuvre au niveau des filiales. Il peut faire procéder à toutes études qu'il juge pertinentes et peut proposer toutes les orientations qu'il juge nécessaires.

(1) Membres du Conseil de Surveillance indépendants.

Le Comité stratégique s'est réuni une fois en 2004, avec un taux de présence de 60 % :

- Le 21 septembre 2004 : le Comité a examiné le plan d'action stratégique (FCI, T&D, participation minoritaire d'AREVA dans STMicroelectronics et Eramet, activités nucléaires, synthèse financière) pour la période 2005-2009 présenté par le Directoire et émis un avis favorable sur ce plan stratégique, qui a été soumis pour approbation au Conseil de Surveillance. Il a été convenu que le plan stratégique serait examiné tous les 2 ans, l'année intercalaire sera consacrée à l'examen de sujets à caractère transversal pour le Groupe.

Le Comité stratégique s'est réuni trois fois au cours du premier trimestre 2005, avec un taux de présence de 60 % :

- Les 7 et 17 février 2005 : le Comité a examiné, au cours de ces deux séances, un éventuel projet de partenariat avec la société australienne WMC, productrice de métaux et notamment d'uranium, et les options stratégiques envisageables pour AREVA dans le cadre de ce projet.
- Le 23 février 2005 : le Comité se réunissait notamment pour examiner le business plan 2005-2007 d'AREVA. Le Comité a émis un avis favorable sur ce business plan qui a été soumis pour approbation au Conseil de Surveillance.

Comité d'audit

Le Comité d'audit comporte quatre membres désignés parmi les membres du Conseil de Surveillance. Les membres sont : Daniel Lebègue[1] (Président), Bruno Bézard, Jean-Claude Bertrand et Olivier Pagézy (nommé au Conseil de Surveillance du 9 janvier 2004 en remplacement de Philippe Rouvillois). François Muller, contrôleur d'Etat, assiste au Comité avec voix consultative. Alain Salmon assure les fonctions de secrétaire du Comité.

Le Comité se réunit au moins une fois par trimestre et autant de fois qu'il est jugé nécessaire pour accomplir sa mission, sur convocation de son Président ou de deux au moins de ses membres. Il a pour mission d'apprécier et de contribuer à la définition des normes comptables, financières ou déontologiques, le cas échéant, qui devront être mises en œuvre par les différentes sociétés du Groupe tant en France qu'à l'étranger.

Il doit s'assurer de la pertinence et de l'efficacité de ces normes et de l'efficacité des procédures de contrôle interne. Il établit des comptes rendus et réalise des études sur des points particuliers qui lui sont demandées par le Conseil de Surveillance ou qu'il effectue de sa propre initiative. Le Comité examine les projets de budgets, les projets de comptes annuels et les projets de plans pluriannuels d'AREVA, de ses

filiales directes et du groupe et soumet ses observations au Conseil de Surveillance. Pour les comptes annuels, il entend les Commissaires aux Comptes d'AREVA et de ses filiales afin d'assister le Conseil de Surveillance dans sa mission de vérification et de contrôle. Il est compétent pour vérifier la qualité des informations financières rendues publiques par AREVA. A l'échéance des mandats des Commissaires aux Comptes, il propose au Conseil des successeurs ou le renouvellement des mandats des Commissaires aux Comptes après qu'ait été opérée une mise en concurrence.

Le Comité établit une cartographie des risques susceptibles d'apparaître ou existant au sein du Groupe et apprécie les moyens prévus ou à prévoir pour éviter leur réalisation.

Cinq réunions du Comité d'audit se sont tenues en 2004, avec un taux de présence de 94 % :

- Les 3 et 12 mars 2004 : le Comité a examiné les principales options de clôture dans la perspective de l'arrêté des comptes de l'exercice 2003, et ce dans une perspective d'amélioration des procédures de contrôle interne et de communication financière. A cette occasion, il a procédé à l'audition du collège des Commissaires aux Comptes. Le Comité a constaté la stabilité du chiffre d'affaires, l'amélioration du résultat opérationnel en raison du redressement de la connectique, malgré une érosion dans le domaine de l'énergie et le maintien en 2003 des hypothèses 2002 relatives aux coûts de fin de cycle. Le Comité a également examiné les éléments du budget de la Division T&D et l'évolution de l'actionnariat de STMicroelectronics. Le Comité a enfin examiné la possibilité d'améliorer les outils de pilotage.
- Le 2 juillet 2004 : le Comité a examiné la révision budgétaire 2004 et souligné que, sous l'effet de l'amélioration du résultat opérationnel, du résultat financier et du résultat exceptionnel, le résultat net était en progression par rapport au budget initial. Il a également souhaité être éclairé sur l'état des discussions avec Alstom concernant le prix final d'acquisition, objet d'une expertise dans le cadre du Share Purchase Agreement.
- Le 20 septembre 2004 : le Comité a examiné les comptes semestriels marqué par l'intégration de T&D dans les comptes consolidés. Le Comité a également examiné le projet de recapitalisation de AREVA T&D par incorporation au capital d'une partie des créances détenues par AREVA vis-à-vis d'AREVA T&D, de manière à ce que AREVA T&D retrouve une situation nette positive. Le Comité a estimé qu'une autorisation formelle du Conseil de Surveillance était nécessaire pour procéder à cette opération.
- Le 17 décembre 2004 : le Comité a examiné les points suivants :
  - Le passage aux normes IFRS : le Comité a souligné l'importance de cet enjeu en 2005 en terme de communication financière, notamment dans la perspective de l'ouverture du capital,
  - Les prévisions de fin d'année et le budget 2005,
  - Le renouvellement de l'agrément au bénéfice fiscal consolidé,
  - Les principaux aspects des travaux d'audit interne engagés en 2004 et le programme 2005, ainsi que l'organisation et la composition des équipes d'auditeurs,
  - Le choix d'un second Commissaire aux Comptes pour T&D.

Le Comité d'audit s'est réuni deux fois au cours du premier trimestre 2005, avec un taux de présence de 87 % :

- Le 14 janvier 2005 : le Comité a examiné le bilan du programme 2004 d'audit interne, et notamment les points particuliers relatifs à T&D. Il a constaté une augmentation des missions d'audit interne en 2004. Le Comité a rappelé que dans l'attente d'une définition d'un référentiel commun par les autorités de marché, la société retient le référentiel COSO. Le Comité a constaté une amélioration du contrôle interne de la société dans ses différentes composantes.
- Le 3 mars 2005 : Le Comité a examiné les comptes de l'exercice 2004 et le rapport du Président du Conseil de Surveillance sur le contrôle interne. A cette occasion, il a procédé à l'audition du collège des Commissaires aux Comptes d'AREVA. Le Comité a recommandé de prendre en compte un taux d'actualisation de 4,5 % pour le calcul des engagements de retraite en zone euro, taux considéré comme davantage homogène avec celui adopté par les autres grandes entreprises du secteur de l'énergie. Le Comité a recommandé de modifier la rédaction de certains points des notes 13 et 22 en annexe des comptes. Les Commissaires aux Comptes ont en particulier rappelé l'enjeu du passage au norme IAS 32 et 39 et ont certifié sans réserves les comptes présentés en formulant deux observations relatives aux coûts de stockage profond et à la répartition des coûts de démantèlement du site de La Hague. Le Comité a pris acte de l'appréciation positive par les Commissaires aux Comptes sur le rapport du Président du Conseil de Surveillance sur le contrôle interne.

Comité des rémunérations et des nominations

Le Comité des rémunérations et des nominations comporte trois membres désignés parmi les membres du Conseil de Surveillance. Les membres sont : Patrick Buffet[1] (Président), Daniel Lebègue[1] et Bruno Bézard. François Muller, contrôleur d'Etat, assiste au Comité avec voix consultative. Bernard de Gouttes assure les fonctions de secrétaire du Comité.

(1) Membres du Conseil de Surveillance indépendants.

Le Comité se réunit au moins une fois par semestre et autant de fois qu'il est jugé nécessaire pour accomplir sa mission, sur convocation de son Président ou de deux au moins de ses membres.

Au titre des rémunérations, le Comité a pour mission de proposer au Conseil de Surveillance le montant des rémunérations, les régimes de retraite et de prévoyance, les avantages en nature des mandataires sociaux d'AREVA sur la base d'éléments comparatifs du marché ainsi que sur l'évaluation des performances individuelles. Dans ce cadre, le Comité examine l'opportunité et les modalités de mise en œuvre de plans d'actionnariat au profit des mandataires sociaux, de l'encadrement et du personnel tant d'AREVA que de ses filiales directes ou indirectes. S'agissant des nominations, il examine les dossiers des personnalités pressenties aux fonctions de membres du Directoire et communique son avis au Conseil de Surveillance. En outre, le Comité peut, à la demande du Conseil, lui faire des propositions concernant les membres du Conseil de Surveillance autres que ceux représentant les actionnaires et l'Etat ; il peut examiner les dossiers des personnalités pressenties aux fonctions de membres du Conseil de Surveillance et communique son avis au Conseil. Le Comité donne également son avis au Conseil de Surveillance sur les nominations des dirigeants des sociétés de premier rang du Groupe.

Le Comité des rémunérations et des nominations s'est réuni à 6 reprises en 2004, avec un taux de présence de 94 % :

- Le 13 janvier 2004, le Comité a donné un avis favorable :
  - à la nomination de Philippe Guillemot en qualité de Directeur d'AREVA, responsable des activités de Transmission et Distribution,
  - à la proposition d'augmentation de l'enveloppe globale au titre de l'exercice 2003 du montant des jetons de présence, compte tenu du nombre plus important que prévu des réunions du Conseil de Surveillance et de ses Comités,
  - à la proposition de revaloriser, pour l'exercice 2004, le montant des jetons de présence par réunion de Comité et de maintenir le montant par réunion du Conseil de Surveillance ainsi que d'augmenter l'enveloppe globale pour prendre en compte le nombre croissant des réunions,
  - à l'augmentation du plafond de garantie pour la couverture des mandataires sociaux du Groupe, y compris ceux de T&D à partir du transfert effectif de l'activité en date du 9 janvier 2004.
- Les 3 et 10 mars 2004 : le Comité a examiné les conditions de révision de la rémunération de M. Jean-Lucien Lamy, Président de FCI.
- Le 17 mars 2004 : le Comité a donné notamment un avis favorable au renouvellement des cadres dirigeants de COGEMA et a arrêté ses propositions concernant la satisfaction des objectifs qualitatifs et stratégiques des membres du Directoire pour l'année 2003.
- Le 1er juin 2004 : le Comité a proposé la fixation des objectifs quantitatifs et stratégiques des membres du Directoire pour l'année 2004 et a validé les mesures arrêtées par le Directoire concernant l'abondement pour 2004 en faveur des salariés au Plan d'Epargne salariale et les conditions retenues pour leur intéressement aux résultats 2003 d'AREVA.
- Le 21 décembre 2004 : le Comité a examiné les conditions de revalorisation de la rémunération des membres du Directoire.

Le Comité des rémunérations et des nominations s'est réuni le 8 mars 2005 avec un taux de présence de 67 % :

- Le 8 mars 2005 : le Comité a donné un avis favorable à la cooptation de Monsieur Frédéric Lemoine comme membre du Conseil de Surveillance, en remplacement de Monsieur Philippe Pontet, démissionnaire, et a émis un avis favorable pour sa présentation à la Présidence du Conseil de Surveillance lors de sa réunion du 8 mars 2005, et pour sa nomination comme Président du Comité stratégique.

Comité de suivi de la couverture des charges d'assainissement et de démantèlement

Le Comité comporte cinq membres au maximum, désignés parmi les membres du Conseil de Surveillance. Les membres sont : Alain Bugat (Président), Dominique Maillard, Gérard Melet, Olivier Pagézy et Bruno Bézard (nommé au Conseil de Surveillance du 16 mars 2004, en remplacement de Philippe Rouvillois). François Muller, contrôleur d'Etat, assiste au Comité avec voix consultative. Alain Salmon assure les fonctions de secrétaire du Comité.

Le Comité se réunit au moins une fois par semestre et autant de fois qu'il est jugé nécessaire pour accomplir sa mission, sur convocation de son Président ou de deux au moins de ses membres. Le Comité a pour mission de contribuer au suivi du portefeuille d'actifs dédiés, constitué par les filiales d'AREVA pour couvrir leurs charges futures d'assainissement et de démantèlement. A ce titre, il examine, sur présentation par AREVA de documents appropriés incluant une charte de gestion, l'évaluation selon un échéancier pluriannuel des charges futures d'assainissement et de démantèlement dans les sociétés concernées du Groupe, les modalités de constitution, de fonctionnement et de contrôle des fonds dédiés à la couverture de ces charges dans ces sociétés et la

politique de gestion des actifs financiers correspondants. Ces différents points font l'objet d'avis et de recommandations du Comité au Conseil de Surveillance.

Le Comité peut entendre les établissements financiers conseils choisis par les sociétés responsables de la gestion des fonds.

Le comité de suivi de la couverture des charges d'assainissement et de démantèlement s'est réuni à trois reprises en 2004, avec un taux de présence de 78 % :

- Le 17 février 2004 : le Comité a examiné l'état des passifs et actifs de démantèlement au 31 décembre 2003 et les propositions du Directoire en vue d'une redéfinition des modalités de gestion des actifs. Il a demandé que le Conseil de Surveillance approuve la convention de mandat de gestion des actifs de couverture entre COGEMA et AREVA, le choix d'un établissement conseil pour élaborer une charte de gestion définissant les critères d'allocation d'actifs, les opérations autorisées, les conditions de la gestion externalisée et les modifications susceptibles d'être apportées au règlement intérieur du Conseil de Surveillance quant aux missions du Comité et à l'élargissement de sa composition.
- Le 9 juin 2004 : le Comité a examiné l'état des passifs et actifs de démantèlement à fin mai. Il a fait remarquer que la composition des actifs dédiés est actuellement marquée par le pourcentage "actions" élevé. Le Comité a également noté que les actifs dédiés constitués chez Eurodif étaient actuellement insuffisants pour couvrir les charges futures. Le Comité a fait le point sur l'avancée des négociations COGEMA / EDF / CEA et a pris acte que des accords de principe étaient intervenus d'une part entre le CEA et COGEMA et d'autre part entre COGEMA et EDF. Les conséquences de ces accords ne seront pas intégrées dans les comptes sociaux et consolidés d'AREVA et de ses filiales tant qu'ils ne seront pas finalisés. Le Comité a recommandé au Conseil de Surveillance d'approuver le projet de convention proposé par le Directoire définissant le mandat de COGEMA à AREVA pour organiser et contrôler la gestion des actifs dédiés. Le Comité a examiné un projet de mandat de conseil en gestion d'actifs confié au groupe AXA après appel d'offres. Il a donné son accord en souhaitant que ce mandat de conseil précise qu'AXA sera exclue de la gestion de ces actifs.
- Le 20 décembre 2004 : le Comité a examiné le dernier état des passifs et actifs de démantèlement et notamment l'estimation des provisions au 31 décembre 2004 présentée par le Directoire, tant pour COGEMA que pour Framatome-ANP. Le Directoire a précisé que la durée de vie physique des installations est évaluée, selon ses ingénieurs, à cinquante ans, ce qui positionne le démantèlement vers 2040 et que par ailleurs EDF s'est engagée sur le principe du retraitement jusqu'en 2015. Le Comité a examiné les conditions de création d'un fonds dédié au sein de Framatome-ANP et l'affectation à ce fonds d'une partie de la trésorerie, compte tenu des accords passés avec Siemens lors de la création de la société. Le Comité s'est fait présenter par son conseil en gestion financière (AXA) son analyse et ses recommandations en matière de gestion d'actifs. Il a appuyé les recommandations d'AXA de démarrer début janvier 2005 un rééquilibrage du portefeuille au profit de supports obligataires. Le Comité a donné son accord pour que la procédure d'appel d'offres visant à la sélection des gérants externes soit engagée dès la fin du mois de janvier.

6.1.3. Observations du Conseil de Surveillance sur le rapport de gestion du Directoire ainsi que sur les comptes de l'exercice 2004

En 2004, le Conseil de Surveillance s'est réuni au siège social sur convocation de son Président à six reprises (taux de présence : 77 %).

Chaque réunion du Conseil a été précédée en fonction des sujets évoqués de travaux approfondis des comités spécialisés : Comité stratégique, Comité d'audit, Comité des rémunérations et des nominations, Comité de suivi de la couverture des charges d'assainissement et de démantèlement, dont un compte-rendu a été régulièrement diffusé aux membres du Conseil de Surveillance.

Le Conseil de Surveillance et ses comités spécialisés ont suivi la marche des affaires et de l'activité du Groupe, de ses grandes filiales et participations, notamment au travers de rapports trimestriels présentés par le Directoire.

Dans le cadre de sa mission de surveillance, le Conseil a pu également procéder aux vérifications et contrôles qu'il a jugés nécessaires en ce qui concerne notamment les comptes sociaux et consolidés, en s'appuyant sur l'avis du Comité d'audit et en y associant étroitement les Commissaires aux Comptes.

Au-delà des sujets récurrents examinés par le Conseil : comptes, budgets, projets significatifs d'investissements, activité et stratégie du Groupe, problèmes de gouvernance et de politique sociale notamment, plusieurs opérations majeures pour l'avenir du Groupe et figurant dans le rapport de gestion du Directoire ont requis l'autorisation préalable du Conseil de Surveillance, notamment pour les opérations suivantes :

- L'évolution du pacte d'actionnaires de STMicroelectronics avec une avance d'actionnaire à FT1CI pour un montant correspondant à l'acquisition d'environ 7 millions d'actions STMicroelectronics pour permettre à AREVA de participer à travers FT1CI à l'exercice de l'option de rééquilibrage prévu au titre du pacte d'actionnaire.
- Divers projets d'investissements miniers au Kazakhstan (Katco) pour 80 millions de dollars américains et au Canada (Cigar Lake) pour environ 93 millions d'euros permettant ainsi au groupe AREVA de se renforcer significativement dans la partie amont du cycle pour contrôler l'accès à la ressource en uranium.
- Diverses cessions d'actifs qui n'avaient pas de caractère stratégique pour AREVA : la cession d'un ensemble immobilier à Lyon (environ 68,6 millions d'euros) et la cession des activités de T&D en Nouvelle-Zélande et en Australie (environ 112 millions d'euros).
- La recapitalisation de AREVA T&D Holding SA (à hauteur de 500 millions d'euros), AREVA T&D USA (à hauteur de 40 millions d'euros) et AREVA T&D UK (à hauteur de 50 millions d'euros) par incorporation au capital d'une partie des créances détenues par AREVA vis-à-vis de ces sociétés de manière à ce qu'elles retrouvent une situation nette positive.
- Le versement par COGEMA au CEA d'une somme de 427 millions d'euros correspondant à la soulte forfaitaire libératoire du transfert au CEA des obligations d'assainissement et de démantèlement de COGEMA sur le site de Marcoule.
- La signature d'une convention de mandat de COGEMA à AREVA pour la gestion du fonds de démantèlement.

Par ailleurs, le Conseil de Surveillance, après avis du Comité stratégique, a approuvé les propositions du Directoire sur le plan d'action stratégique du Groupe pour la période 2005-2009.

Le Conseil a pris acte des opérations d'acquisition de T&D qu'il avait préalablement autorisées et dont le transfert effectif de l'activité est intervenu le 9 janvier 2004.

Il s'est également félicité qu'aient été rendues publiques en 2004 trois décisions majeures pour l'avenir du Groupe :

- La Commission européenne a émis un avis favorable au projet Georges Besse II, en autorisant la création d'une entreprise commune entre AREVA et Urenco (ETC) dans le domaine de l'enrichissement de l'uranium par centrifugation.
- EDF a décidé de lancer un réacteur tête de série EPR sur le site de Flamanville dans la Manche, qui constitue le second succès commercial pour cette nouvelle génération de réacteur après celui obtenu en 2003 en Finlande et qui confirme ainsi l'avancée du groupe AREVA sur le marché de la troisième génération,
- Le ministre d'Etat, ministre de l'Economie, des Finances et de l'Industrie a annoncé, le 10 novembre 2004, la décision d'élargir le flottant du groupe AREVA. Elle conduira à porter de 35 % à 40 % la part du capital d'AREVA détenue par le marché, l'Etat conservant directement ou indirectement plus de la moitié du capital. Cette opération va permettre à l'entreprise de développer ses activités sur le long terme.

Enfin, le Conseil a examiné la sûreté nucléaire dans le Groupe, et notamment la charte de sûreté nucléaire qui constitue un document de référence important tant en termes de gouvernance que de reporting sur cette exigence pour l'ensemble des installations nucléaires d'AREVA concernées.

Après vérification et contrôle des comptes sociaux et consolidés de l'exercice 2004 et conformément à l'article L. 225-68 alinéa 6 du Code de commerce, le Conseil de Surveillance n'a pas d'observations à formuler sur ces comptes ni sur le rapport de gestion afférent établis par le Directoire et qui lui ont été présentés lors de sa réunion du 8 mars 2005.

Pour le Conseil de Surveillance,
Le Président,

Philippe Pontet

6.1.4. Rapport du Président du Conseil de Surveillance sur les conditions de préparation et d'organisation des travaux de son Conseil et les procédures de contrôle interne

6.1.4.1. Introduction et cadre réglementaire

Les articles L. 225-37 et L. 225-68 du Code de commerce, résultant de l'article 117 de la loi de sécurité financière, imposent au Président du Conseil d'Administration ou de Surveillance, selon le cas, de toute société anonyme ayant son siège social en France, qu'elle fasse ou non appel public à l'épargne, de "rendre compte, dans un rapport joint au rapport mentionné aux articles L. 225-100, L. 225-102, L. 225-102-1 et L. 233-26, des conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil ainsi que des procédures de contrôle interne mises en place par la société. Sans préjudice des dispositions de l'article L. 225-56, le rapport indique, en outre, les éventuelles limitations que le Conseil d'Administration apporte aux pouvoirs du Directeur Général".

Le présent rapport est publié par application de l'article 117 de la loi de sécurité financière. Le Directoire a mis à disposition du Président du Conseil de Surveillance les moyens des directions fonctionnelles, coordonnés par la Direction de l'audit, pour conduire les travaux qui ont sous-tendu sa préparation. Ces travaux ont été soumis au collège des Commissaires aux Comptes et, pour avis, au Comité d'audit avant d'être présentés au Conseil de Surveillance.

6.1.4.2. Préparation et organisation des travaux du Conseil

Missions du Conseil

Se reporter au paragraphe 6.1.2.2.

Composition du Conseil

Se reporter au paragraphe 6.1.1.2.

Travaux du Conseil

Se reporter au paragraphe 6.1.2.2.

Travaux de ses quatre Comités

Se reporter au paragraphe 6.1.2.2.

6.1.4.3. Procédures de contrôle interne

Valeurs du Groupe et principes d'action

Pour AREVA, le développement durable est au cœur de sa stratégie industrielle avec la triple ambition d'une croissance rentable, socialement responsable et respectueuse de l'environnement.

Cette démarche s'articule autour de dix engagements :
- Gouvernance,
- Progrès continu,
- Respect de l'environnement,
- Performance économique,
- Prévention et maîtrise des risques technologiques,
- Innovation,
- Implication sociale,
- Intégration dans les territoires,
- Dialogue et concertation,
- Satisfaction des clients.

Pour appuyer cette démarche, AREVA s'est doté d'une charte des valeurs visée par le Conseil de Surveillance et favorise la mise en œuvre de dispositifs de contrôle interne dans l'ensemble de ses entités.

Objectifs du contrôle interne

Le contrôle interne permet au Groupe de sécuriser l'atteinte de ses objectifs et de gérer ses risques.

Les procédures de contrôle interne du Groupe sont constituées des règles, directives et manières de procéder, en place au sein de ses organisations, visant à :
- s'assurer que ses activités, ainsi que les comportements de ses membres,
  - se conforment aux lois et règlements, normes et règles internes applicables ;
  - s'inscrivent dans le cadre des valeurs, orientations et objectifs définis par les organes sociaux et leurs délégataires, notamment en matière de politique de gestion des risques.
- vérifier que les communications internes et externes reflètent avec sincérité la situation et l'activité du Groupe et de ses filiales.

Cependant, les procédures de contrôle interne, aussi bien conçues et appliquées soient-elles, offrent une assurance raisonnable, mais ne représentent pas une garantie absolue.

Principaux facteurs de risques

Une cartographie des risques a été mise en place par le Groupe dès sa création. La direction des risques et assurances d'AREVA en assure une mise à jour annuelle. Celle-ci est présentée au Comité d'audit du Conseil de Surveillance par la direction de l'audit. Les principaux facteurs de risques identifiés sont décrits au paragraphe 4.14.3.

Acteurs et structures exercant des activités de contrôle

En matière de gouvernement d'entreprise, AREVA a opté pour une organisation garantissant une séparation et un équilibre entre les pouvoirs. Les pouvoirs de direction et de gestion assumés par le Directoire sont ainsi clairement distingués des pouvoirs de contrôle exercés par le Conseil de Surveillance et l'Assemblée Générale des actionnaires.

Le Directoire d'AREVA et son Comité exécutif – l'un et l'autre notamment composés des mandataires sociaux des filiales de premier rang - définissent les objectifs du Groupe et participent, avec l'aide des directions fonctionnelles, à la mise en place de dispositifs de contrôle interne.

Les directions fonctionnelles procèdent, dans leur domaine d'expertise, à des contrôles spécifiques (Direction de l'audit, Direction financière, Direction des ressources humaines, Direction juridique, Direction de la stratégie, Direction de l'organisation et des systèmes d'information…).

Différents acteurs de la Direction du contrôle financier (responsables opérationnels et financiers des entités de gestion, contrôleurs financiers des Business Units et des

filiales, service consolidation d'AREVA, business analystes…) effectuent notamment des analyses et validations de l'information financière, elles-mêmes soumise pour les points les plus importants au Comité d'audit du Conseil de Surveillance.

Enfin, le 1er décembre 2004, un Comité exécutif nucléaire a été créé, dont les membres sont notamment les principaux responsables du secteur nucléaire en France, en Allemagne, et aux Etats-Unis. Il se prononce sur tout dossier impliquant un engagement financier significatif ou ayant une dimension stratégique ou commerciale forte.

Procédures générales de contrôle interne

Depuis sa création, AREVA ne cesse de renforcer l'organisation de ses structures et ses procédures de contrôle interne.

En 2004, le Groupe a ainsi mis en application sa Charte des valeurs, qui fixe des règles de conduite auxquelles doivent souscrire, en signant des lettres de conformité, tous les dirigeants du Groupe. Ces règles découlent d'une volonté affirmée par AREVA d'assumer ses responsabilités, notamment en matière de protection des droits de l'homme, de développement durable, de respect des traités, lois et règlements, de performance, de sincérité des communications, de protection des personnes et des biens et de progrès continu. La Charte dispose que quiconque peut avertir sans délai la hiérarchie s'il constate un dysfonctionnement caractérisé ou un manquement à une obligation légale ou réglementaire et fixe des règles précises, notamment en matière de délit d'initié, de conflit d'intérêt et de traçabilité des paiements.

AREVA est par ailleurs doté de cellules "organisation" et "normes et procédures" qui élaborent les notes d'organisation de la société et centralisent la gestion des procédures applicables à l'ensemble du Groupe. Des correspondants sont désignés au sein des filiales de premier rang pour en assurer la diffusion. Sur cette base, les filiales du Groupe mettent en place leurs propres procédures et modes de gestion spécifiques (certification ISO, délégations de pouvoir, dispositifs d'approbation des offres et des investissements, démarches de progrès continu…).

Procédures relatives à l'information comptable et financière

AREVA a élaboré un manuel comptable et financier qui comprend, d'une part un lexique qui définit les agrégats des états financiers et des indicateurs de performance, et d'autre part des normes et notes d'instructions (contrats à long terme, provisions, passifs de démantèlement…). En outre, le Groupe met à jour chaque année ses principales politiques financières (placements, risques de taux, risques de change).

Par ailleurs, un outil commun de reporting et de consolidation a été déployé dans le Groupe afin d'harmoniser, d'accélérer et de sécuriser le traitement des informations comptables et financières. Les informations y sont enregistrées par les entités selon un calendrier et des instructions définis au niveau du Groupe. Des interfaces automatiques avec les systèmes comptables locaux assurent la fiabilité des enregistrements (les données financières consolidées de FCI constituant un palier de consolidation). Les travaux de consolidation et l'administration du système sont centralisés par AREVA.

Courant 2004, cet outil a été déployé chez AREVA T&D (déploiement de l'outil de consolidation du Groupe et formation de 300 personnes à son utilisation…).

Dans le cadre du passage aux normes IFRS, une gestion de projet a été mise en œuvre dès 2003 :

- Les systèmes d'information comptable et financier ont été adaptés (systèmes amonts et outil de consolidation).
- Le manuel comptable et financier du Groupe a été mis à jour et redéployé au sein des unités du Groupe.
- Des sessions de formation, auxquelles 500 responsables financiers du Groupe ont participé, ont été organisées.
- Les principaux impacts sur les états financiers ont été évalués par la société.
- La communication de l'avancement de ce plan a été présentée au Comité d'audit.

Suite à ces actions, le Groupe sera en mesure de produire à partir de 2005 des états financiers 2004 retraités en normes IFRS. Une gestion de projet sera maintenue en 2005 pour mettre en oeuvre l'application des normes IAS 32 et 39 relatives au traitement des instruments financiers, AREVA ayant pris l'option d'appliquer ces normes à partir du 1er janvier 2005.

Dispositif d'évaluation du contrôle interne

Le groupe AREVA met en œuvre des actions permanentes d'optimisation de ses dispositifs de contrôle interne.

Pour ce faire, l'efficacité des procédures de contrôle interne en place au sein du Groupe est évaluée par la Direction de l'audit qui rend compte au Directoire et au Comité d'audit du Conseil de Surveillance. Ses missions, dont les thèmes découlent de la cartographie des risques du Groupe, sont conduites conformément à une charte d'audit et dans le respect des

normes professionnelles définies par l'IIA-Ifaci. Les recommandations qui en découlent donnent lieu à des plans d'actions faisant l'objet d'un suivi en concertation avec les responsables concernés.

Deux démarches complémentaires d'auto-évaluation ont, par ailleurs, été mises en place et sont en cours de déploiement dans l'ensemble des entités du Groupe (questionnaire "AREVA Way", d'une part pour soutenir la mise en œuvre de démarches de progrès continu, et questionnaire de "Self Audit", d'autre part pour permettre aux entités d'améliorer plus spécifiquement leur contrôle interne).

Le questionnaire de Self Audit, déjà utilisé en 2003, a été mis à jour courant 2004 afin de prendre en compte l'évolution des normes Groupe, notamment pour tenir compte de l'application des IFRS. Cette nouvelle version portant sur 40 thèmes de contrôle interne sous-tendus par environ 600 questions a été revue par le collège des Commissaires aux Comptes pour les thèmes comptables et financiers. La diffusion du questionnaire a été étendue à 188 entités alors qu'en 2003 elle ne concernait que 65 entités. Pour faciliter la collecte des résultats, un applicatif informatique fonctionnant sous intranet a été élaboré.

La fiabilité d'une partie des réponses apportées au questionnaire a été revue conjointement par la Direction de l'audit et le collège des Commissaires aux Comptes, dans près de 105 entités réparties dans 11 pays, représentant plus de 80 % du chiffre d'affaires consolidé du Groupe. Pour les entités à l'international, les auditeurs légaux de ces entités ont, sous coordination du collège en France, pris connaissance de ces réponses, vérifié que celles-ci se fondaient sur une documentation suffisante, et étaient cohérentes avec leur connaissance générale de l'entité et de son environnement, y compris de son contrôle interne, acquise dans le cadre de leur mission générale.

Ce dispositif, qui doit conduire à la mise en place d'un processus d'évaluation approfondi et permanent du contrôle interne du groupe AREVA, contribue à l'amélioration continue des dispositifs de contrôle interne en place dans les entités du Groupe, soumises ou non aux dispositions de la loi de sécurité financière. Il n'a pas révélé de dysfonctionnements susceptibles d'avoir une incidence majeure sur l'activité et les comptes du Groupe.

L'exercice 2004 a été marqué par l'acquisition de T&D et son intégration dans le dispositif de contrôle interne du Groupe. Cette mise aux normes du Groupe devra se poursuivre en 2005. Certaines actions ont été mises en œuvre pour renforcer son dispositif de contrôle interne dans les domaines où certaines faiblesses avaient été identifiées après l'acquisition de cette filiale.

Philippe Pontet

6.1.5. Rapport des Commissaires aux Comptes sur le rapport du Président du Conseil de Surveillance

Établi en application du dernier alinéa de l'article L. 225-235 du Code de commerce sur le rapport du Président du Conseil de surveillance de la société AREVA (Société des Participations du Commissariat à l'Energie Atomique), pour ce qui concerne les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière

Mesdames, Messieurs les actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux Comptes de la société AREVA (Société des Participations du Commissariat à l'Energie Atomique) 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. 225-68 du Code de commerce au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2004.

Il appartient au Président du Conseil de surveillance de rendre compte, dans son rapport, notamment des conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil de Surveillance 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 nos 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 de Surveillance, établi en application des dispositions du dernier alinéa de l'article L. 225-68 du Code de commerce.

Neuilly-sur-Seine, La Défense et Paris, le 15 avril 2005

Les Commissaires aux Comptes

Deloitte & Associés		**Mazars & Guérard**		**Salustro Reydel**	
Pascal Colin	Jean-Paul Picard	Thierry Blanchetier	Michel Rosse	Denis Marangé	Hubert Luneau

6.2. Intérêts des dirigeants

6.2.1. Rémunération des mandataires sociaux

La rémunération du Président et des membres du Directoire, du Président, du Vice-Président et des membres du Conseil de Surveillance d'AREVA est arrêtée par le ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie sur avis du Comité des rémunérations et des nominations.

Les tableaux ci-après font apparaître les rémunérations et les avantages de toute nature versés à chacun des mandataires sociaux du Groupe au cours des exercices 2002, 2003 et 2004 par AREVA, les sociétés qu'elle contrôle ou la société qui la contrôle, en l'espèce le CEA.

6.2.1.1. Rémunération des membres du Directoire (en euros)

	2002				2003				2004			
Membres du Directoire [1]	part fixe (a)	part variable (b)	avantages en nature (c)	Rémunération brute globale (d=a+b+c)	part fixe (a)	part variable (b)	avantages en nature (c)	Rémunération brute globale (d=a+b+c)	part fixe (a)[4]	part variable (b)	avantages en nature (c)	Rémunération brute globale (d=a+b+c)
Anne Lauvergeon[2]	308 252	54 121	1 836	364 209	316 266	93 678	7 172	417 116	322 912	123 216	4 248	450 376
Gérald Arbola[2]	246 601	39 332	3 284	289 217	280 106	74 943	6 906	361 955	286 308	109 262	4 849	400 419
Didier Bénédetti[3]					273 900	98 770	6 726	379 396	308 529	114 257	5 018	427 804
Vincent Maurel[3]					263 225	171 080	3 866	411 171	266 095	98 542	3 312	367 949
Jean-Lucien Lamy[3]					253 825	110 760	4 210	368 795	285 916	107 573	3 001	396 490

(1) Ces rémunérations sont calculées en fonction de la date de leur nomination.

(2) Nommés par le Conseil de Surveillance du 3 juillet 2001. Il est précisé que le contrat de travail de Gérald Arbola avec COGEMA est suspendu pendant l'exercice de son mandat de membre du Directoire.

(3) Nommés par le Conseil de Surveillance du 15 octobre 2002 avec effet au 1er février 2003. Membres du Directoire ayant un contrat de travail avec AREVA suspendu pendant l'exercice de leur mandat.

(4) La part fixe de la rémunération des membres du Directoire pour 2004 inclut une régularisation au titre de l'exercice 2003, à savoir, 5 308 euros pour Anne Lauvergeon, 4 704 euros pour Gérald Arbola, 4 653 euros pour Didier Bénédetti, 4 015 euros pour Vincent Maurel et 4 312 euros pour Jean-Lucien Lamy.

6.2.1.2. Calcul du bonus 2002 (versé en 2003)

Le Comité des rémunérations et des nominations a proposé que la part variable 2002, fixée à 40 % maximum du brut fixe annuel des deux membres du Directoire, soit déterminée en fonction (i) d'objectifs quantitatifs liés aux résultats à hauteur de 60 % et (ii) d'objectifs stratégiques et qualitatifs individuels à hauteur de 40 %.

Le Comité des rémunérations et des nominations a proposé que le montant du bonus 2002 attribuable à Anne Lauvergeon et Gérald Arbola soit fixé à 75 % du plafond. Ce montant a été approuvé par le ministre de l'Economie, des Finances et de l'Industrie et la ministre déléguée à l'Industrie.

6.2.1.3. Calcul du bonus 2003 (versé en 2004)

Le Comité des rémunérations et des nominations a proposé que la part variable 2003, fixée à 40 % maximum du brut fixe annuel respectif des cinq membres du Directoire, soit déterminée en fonction (i) d'objectifs quantitatifs liés aux résultats à hauteur de 70 % (objectifs assis sur les résultats d'AREVA pour Anne Lauvergeon et Gérald Arbola, et ventilés à hauteur de 40 % sur les résultats d'AREVA et de 30 % sur les résultats des filiales dont ils sont en charge pour Didier Bénédetti, Vincent Maurel et Jean-Lucien Lamy) et (ii) d'objectifs stratégiques et qualitatifs individuels à hauteur de 30 %.

Le Comité des rémunérations et des nominations a proposé que le montant du bonus 2003 attribuable aux membres du Directoire soit fixé comme suit :

- Pour Anne Lauvergeon et Gérald Arbola : 97 % du plafond,
- Pour Didier Bénédetti : 94 % du plafond,
- Pour Jean-Lucien Lamy : 95,5 % du plafond,
- Pour Vincent Maurel : 94 % du plafond.

Ce montant a été approuvé par le ministre de l'Economie, des Finances et de l'Industrie et la ministre déléguée à l'Industrie.

6.2.1.4. Calcul du bonus 2004 (à verser en 2005)

Le Comité des rémunérations et des nominations a proposé que la part variable pour les cinq membres du Directoire au titre de l'exercice 2004, fixée à un montant maximum de 40 % de leur rémunération brute fixe annuelle, soit déterminée en fonction d'objectifs quantitatifs liés aux résultats à hauteur de 70 % et d'objectifs stratégiques et qualitatifs individuels à hauteur de 30 %.

Le Comité a, par ailleurs, proposé que les objectifs quantitatifs de Didier Bénédetti, Vincent Maurel et Jean-Lucien Lamy soient ventilés en deux parts de 35 %, respectivement assises sur les résultats d'AREVA et sur les résultats des filiales dont ils sont plus particulièrement en charge, à savoir les sociétés COGEMA, Framatome-ANP et FCI.

Enfin, le Comité a proposé que soit attribué un bonus supplémentaire, ne pouvant excéder 40 % de sa rémunération brute fixe annuelle, à Monsieur Jean-Lucien Lamy en fonction d'objectifs spécifiques et ambitieux directement liés aux résultats de FCI.

6.2.1.5. Pensions et retraites

Il n'y a pas d'engagement de pensions et assimilés pour Anne Lauvergeon, Didier Bénédetti et Jean-Lucien Lamy. Il a été effectué en 2004 une dotation de provision pour pension de 57 685 euros pour Gérald Arbola et de 51 250 euros pour Vincent Maurel.

6.2.1.6. Assurances responsabilité des dirigeants

Pour un descriptif des assurances prises par AREVA en matière de responsabilité civile des mandataires sociaux, se reporter au paragraphe 4.14.6.2.

6.2.1.7. Rémunération des membres du Conseil de Surveillance (en euros)

	2002			2003			2004		
Conseil de Surveillance [1 et 2]	Rémunération brute (a)	Jetons de présence (b) [14]	Rémunération brute globale (c=a+b)	Rémunération brute (a)	Jetons de présence (b)[14]	Rémunération brute globale (c=a+b)	Rémunération brute (a)	Jetons de présence (b)[14]	Rémunération brute globale (c=a+b)
Pascal Colombani [3 et 4]	101 650		101 650	277 280		277 280			
Philippe Pontet [5, 6 et 13]	112 801		112 801	89 748		89 748	119 724		119 724
Frédéric Lemoine [15]									
Alain Bugat [7, 8 et 13]				150 546		150 546	162 180		162 180
Euan Baird		6 863	6 863		27 964	27 964		19 250	19 250
Jacques Bouchard [4, 9 et 11]				50 110		50 110	225 680	14 000	239 680
Patrick Buffet		17 542	17 542		21 000	21 000		26 750	26 750
Philippe Braidy [4 et 7]		10 675	10 675	12 260		12 260			
Thierry Desmarest		10 675	10 675		12 000	12 000		16 000	16 000
Gaishi Hiraiwa		3 050	3 050		22 675	22 675		16 000	16 000
Daniel Lebègue		15 253	15 253		20 000	20 000		31 750	31 750
Olivier Pagézy [3 et 4]				86 434	8 000	94 434	150 452	27 000	177 452
Jean-Claude Bertrand [10 et 12]		6 100	6 100	46 520	14 000	60 520	49 536	24 250	73 786
Gérard Melet [10 et 12]		6 100	6 100	31 167	12 000	43 167	35 495	20 750	56 245
Alain Vivier-Merle [10 et 12]		6 100	6 100	67 700	12 000	79 700	70 817	16 000	86 817

(1) Ces rémunérations sont calculées en fonction de la date de leur nomination ou de leur fin de mandat.
(2) Certains jetons de présence peuvent avoir été versés en 2002, 2003 ou 2004 au titre d'exercices antérieurs :
Pour M. Baird : 6 863 euros au titre de l'exercice 2001 versés en 2002, 12 964 euros au titre de l'exercice 2002 versés en 2003 et 6 000 euros au titre de l'exercice 2003 versés en 2004 ;
Pour M. Bouchard : 2 000 euros au titre de l'exercice 2003 versés en 2004 ;
Pour M. Buffet : 763 euros au titre de l'exercice 2001 versés en 2002 et 6 000 euros au titre de l'exercice 2003 versés en 2004 ;
Pour M. Desmarest : 4 000 euros au titre de l'exercice 2003 versés en 2004 ;
Pour M. Hiraiwa : 3 050 euros au titre de l'exercice 2001 versés en 2002, 10 675 euros au titre de l'exercice 2002 versés en 2003 et 4 000 euros au titre de l'exercice 2003 versés en 2004 ;
Pour M. Lebègue : 763 euros au titre de l'exercice 2001 versés en 2002 et 6 000 euros au titre de l'exercice 2003 versés en 2004 ;
Pour M. Pagézy : 5 000 euros au titre de l'exercice 2003 versés en 2004 ;
Pour M. Bertrand : 6 000 euros au titre de l'exercice 2003 versés en 2004 ;
Pour M. Melet : 5 000 euros au titre de l'exercice 2003 versés en 2004 ;
Pour M. Vivier-Merle : 4 000 euros au titre de l'exercice 2003 versés en 2004.
(3) M. Colombani a été remplacé, en qualité de membre du Conseil de Surveillance, par M. Pagézy lors du Conseil de Surveillance du 12 juin 2003.
(4) Le montant intègre la rémunération perçue au titre du CEA et d'AREVA par MM. Colombani (en 2002 et 2003) et Braidy (2003), Bouchard et Pagézy (2003 et 2004).
(5) Pour 2002, 2003 et 2004, le montant correspond aux seules rémunérations au titre d'AREVA.
(6) M. Pontet a remplacé M. Colombani, en qualité de Président du Conseil de Surveillance, lors du Conseil de Surveillance du 12 juin 2003. M. Pontet perçoit une somme forfaitaire versée par AREVA avec l'accord des Ministres de tutelle.
(7) M. Bugat a remplacé M. Braidy lors du Conseil de Surveillance du 23 janvier 2003 et a été nommé Vice-Président du Conseil de Surveillance lors du Conseil de Surveillance du 12 juin 2003.
(8) Pour 2003 et 2004, le montant ne représente que la rémunération au titre d'Administrateur Général du CEA, M. Bugat ne percevant d'AREVA aucune rémunération au titre de son mandat de Vice-Président du Conseil de Surveillance.
(9) M. Bouchard a remplacé M. Rouvillois comme représentant permanent du CEA le 25 septembre 2003.
(10) Membres élus par le personnel, entrés au Conseil de Surveillance le 25 septembre 2002, ayant opté pour l'attribution du bénéfice de leurs jetons de présence au profit de l'organisation syndicale à laquelle ils appartiennent. Pour 2003 et 2004, le montant correspond à leur rémunération de salarié de filiales (COGEMA ou Framatome-ANP).
(11) La rémunération 2004 de M. Bouchard comprend un montant de 22 712 euros correspondant à ses indemnités de congés payés non pris avant son départ en retraite.
(12) La rémunération 2004 :
de M. Bertrand comprend un montant de 2 220 euros au titre de l'intéressement,
de M. Melet comprend un montant de 1 926 euros au titre de l'intéressement,
de M. Vivier-Merle comprend un montant de 2 910 euros au titre de la participation.
(13) M. Pontet et M. Bugat ne perçoivent pas de jetons de présence.
(14) Il est versé une somme forfaitaire par réunion du Conseil de Surveillance à chaque membre du Conseil de Surveillance et une somme forfaitaire par réunion d'un des Comités spécialisés à chacun des membres du comité spécialisé concerné :
en 2002 : 1 525 euros par réunion du Conseil de Surveillance et 763 euros par réunion d'un des Comités spécialisés,
en 2003 : 2 000 euros par réunion du Conseil de Surveillance et 1000 euros par réunion d'un des Comités spécialisés,
en 2004 : 2 000 euros par réunion du Conseil de Surveillance et 1250 euros par réunion d'un des Comités spécialisés,
(15) M. Lemoine a été coopté par le Conseil de Surveillance du 8 mars 2005 en remplacement de M. Pontet, sous réserve de la ratification de cette nomination par l'Assemblée Générale Ordinaire Annuelle prévue pour le 12 mai 2005.

6.2.2. Participations des dirigeants dans le capital

Les membres du Conseil de Surveillance d'AREVA nommés par l'Assemblée Générale des actionnaires disposent chacun d'une action, à l'exception du CEA qui détient 78,86 % du capital et 82,99 % des droits de vote.

Les membres du Directoire ne disposent pas d'actions.

6.2.3. Options de souscription et/ou d'achat d'actions – Attribution gratuite d'actions

A la date du dépôt du présent document de référence, aucun plan d'options de souscription et/ou d'achat d'actions n'a été mis en place au sein du Groupe. Aucune distribution gratuite d'actions n'a été effectuée ou autorisée.

6.2.4. Rapport spécial des Commissaires aux Comptes sur les conventions réglementées

En notre qualité de Commissaires aux Comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions réglementées.

6.2.4.1. Conventions autorisées au cours de l'exercice 2004

En application de l'article L 225-88 du Code de commerce, nous avons été avisés des conventions qui ont fait l'objet de l'autorisation préalable de votre Conseil de Surveillance.

Il ne nous appartient pas de rechercher l'existence éventuelle d'autres conventions mais de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques et les modalités essentielles de celles dont nous avons été avisés, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé. Il vous appartient, selon les termes de l'article 117 du décret du 23 mars 1967, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions en vue de leur approbation.

Nous avons effectué nos travaux selon les normes professionnelles applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences destinées à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

• Avec la société COGEMA

Le Conseil de Surveillance du 8 juillet 2004 a autorisé la cession à COGEMA de la totalité de la participation d'AREVA (50 %) dans Melox pour un prix de 192 Keuros_ dans le cadre de la réorganisation interne de Melox.

Ce même conseil a également autorisé une convention de mandat aux termes de laquelle COGEMA confie à AREVA le soin de gérer ou d'organiser et contrôler, au nom et pour le compte de COGEMA, les actifs dédiés à la couverture des charges de démantèlement et de gestion des déchets radioactifs. Convention à durée indéterminée avec 3 mois de préavis de résiliation par l'une ou l'autre partie ; rémunération selon les principes des conventions de services du groupe AREVA.

Membres du Conseil de Surveillance concernés : Messieurs Alain Bugat, Jacques Bouchard, Hubert Colin de Verdière et Dominique Maillard.

Membres du Directoire concernés : Madame Anne Lauvergeon, Messieurs Gérald Arbola et Didier Bénédetti.

• Avec les sociétés COGEMA, Framatome-ANP, FCI, AREVA T&D Holding SA et Technicatome

Le Conseil de Surveillance du 21 décembre 2004 a autorisé :

- les conventions de licence de marque et de services partagés 2005 entre AREVA et ses filiales COGEMA, Framatome-ANP, FCI, AREVA T&D Holding SA et Technicatome, du 1er janvier 2005 au 31 décembre 2007, reconductibles ensuite pour 3 ans avec application d'une redevance forfaitaire de 0,5 % pour la marque et de 0,6 % pour les services partagés sur la base du chiffre d'affaires contributif de la société bénéficiaire.
- la convention de services entre AREVA et AREVA T&D Holding SA pour la régularisation de facturation de services rendus du 1er janvier au 31 décembre 2004 pour un montant global annuel de 21,503 millions d'euros.

Membres du Conseil de Surveillance concernés : Messieurs Alain Bugat, Jacques Bouchard et Dominique Maillard.

Membres du Directoire concernés : Madame Anne Lauvergeon, Messieurs Gérald Arbola, Didier Bénédetti, Jean-Lucien Lamy et Vincent Maurel.

6.2.4.2. Conventions approuvées au cours d'exercices antérieurs et dont l'exécution s'est poursuivie durant l'exercice

Par ailleurs, en application du décret du 23 mars 1967, nous avons été informés que l'exécution des conventions suivantes, approuvées au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours du dernier exercice.

• Avec la société FCI

- Le Conseil de Surveillance du 16 avril 2002, pour le financement de FCI, a autorisé le Directoire à souscrire une ligne de crédit de 600 millions de dollars US ou sa contre-valeur en euros, d'une durée de trois ans, avec un Syndicat de banques.

En outre, dans l'hypothèse où cette ligne de crédit serait souscrite par FCI, le Conseil de Surveillance a autorisé le Directoire à octroyer la garantie d'AREVA à première demande au Syndicat de banques, dont le montant s'élèverait à 620 millions de dollars US ou sa contre-valeur en euros.

Cette ligne de crédit n'a pas été utilisée par FCI en 2004.

- Le Conseil de Surveillance du 10 décembre 2002 a autorisé le Directoire à prendre toutes mesures qui seraient requises dans le cadre de la cession de la Division Military/ Aerospace/Industry (MAI) de FCI, qui est intervenue au cours de l'exercice 2003.

Par ailleurs, le Conseil a autorisé le Directoire, dans le cadre de la réalisation de la cession de MAI :

- d'une part, à octroyer une caution solidaire des engagements de FCI et de FCI FRANCE au titre du plan CATS/CASA vis-à-vis de l'acquéreur de MAI ou de l'entité à laquelle l'activité MAI de FCI FRANCE serait transférée, dans la limite d'un montant maximum de 17,8 millions d'euros ;
- d'autre part, à octroyer une caution solidaire des engagements de FCI au titre des garanties liées à la cession vis-à-vis de l'acquéreur de MAI, et ce dans la limite d'un montant maximum de 33,25 millions d'euros.

Les cautions en cours au 31 décembre 2004 dans le cadre de ces autorisations totalisent respectivement 14,47 millions d'euros et 33,25 millions d'euros.

• Avec les sociétés COGEMA, Framatome-ANP, FCI et Technicatome

Le Conseil de Surveillance du 25 juillet 2002 a autorisé M. ARBOLA, en sa qualité de Membre du Directoire, à signer quatre conventions de services comprenant des services récurrents et non récurrents facturés par AREVA à plusieurs de ses filiales :

• AREVA et COGEMA

Services facturés en 2004 au titre de l'année 2004 : 21,562 M€
Facturation en 2004 au titre du solde de l'année 2003 : 3,3 M€

• AREVA et Framatome-ANP

Services facturés en 2004 au titre de l'année 2004 : 17,970 M€
Facturation en 2004 au titre du solde de l'année 2003 : 3,242 M€

• AREVA et FCI

Services facturés en 2004 au titre de l'année 2004 : 2,439 M€
Avoir établi en 2004 au titre du solde de l'année 2003 : - 2,528 M€

• AREVA et Technicatome

Services facturés en 2004 au titre de l'année 2004 : 1,626 M€
Facturation en 2004 au titre du solde de l'année 2003 : 0,107 M€

• Avec la société COGEMA

Le Conseil de Surveillance du 15 octobre 2002 a autorisé la signature d'une convention de services comprenant des services récurrents et non récurrents facturés par COGEMA à AREVA. Les principaux effets sur l'exercice de cette convention de services sont les suivants :
Services facturés en 2004 au titre de l'année 2004 : 6,127 M€
Facturation en 2004 au titre du solde de l'année 2003 : 0,244 M€

Le Conseil de Surveillance du 27 mars 2003 a autorisé le Directoire à transférer sur AREVA ou contre-garantir sa filiale COGEMA au titre d'un crédit syndiqué de 305 millions de dollars canadiens, octroyé en novembre 2000 à COGEMA Ressources Inc. Canada, à hauteur de 280 millions de dollars canadiens, soit 173 millions d'euros au cours actuel.

Cet engagement a été réactualisé au 31 décembre 2004 à hauteur de 255 millions de dollars canadiens.

• Avec la société Framatome-ANP

La convention de garantie d'actif et de passif accordée par AREVA à Framatome-ANP dans le cadre de la cession d'Intercontrole s'est poursuivie au cours de l'exercice. Aucun montant n'a été versé par AREVA en 2004 dans le cadre de cette garantie.

• Avec la société Etablissements Pierre Mengin

L'avance d'actionnaire de 1 936 102,52 euros consentie aux Etablissements Pierre Mengin en 1989 et non rémunérée a été maintenue.

Neuilly-sur-Seine, La Défense et Paris, le 12 avril 2005

Deloitte & Associés
Pascal Colin
Jean-Paul Picard

Mazars & Guérard
Thierry Blanchetier
Michel Rosse

Salustro Reydel
Hubert Luneau
Denis Marangé

6.2.4.3. Honoraires d'audit 2004

(en milliers d'euros)	Audit	Prestations accessoires	Autres prestations	Total
Mazars	1 953	353	48	2 354
Deloitte	6 819	821	249	7 889
Salustro Reydel	2 836	6		2 842
Total	**11 608**	**1 180**	**297**	**13 085**

6.3. Schéma d'intéressement du personnel

Les pratiques en matière d'intéressement et de participation au sein du Groupe dépendent des accords existants, tant au niveau de la société mère que des filiales ou des établissements et restent marquées en 2004 par l'histoire et la situation propres à chaque entité.

6.3.1. La participation et l'intéressement

Divers accords d'intéressement et de participation sont applicables dans les sociétés du Groupe, dans le but d'associer le personnel à la performance collective au niveau de leur société d'appartenance et de renforcer le lien de confiance existant entre le salarié et l'entreprise, tout en bénéficiant des avantages fiscaux et sociaux liés à ces mécanismes.

6.3.1.1. Participation

Le régime légal de participation des salariés aux résultats de l'entreprise, prévu par les articles L. 442-1 et suivants du Code du travail, donne aux salariés accès à une fraction du bénéfice fiscal réalisé par l'entreprise selon la formule de calcul légale reprise dans la quasi-totalité des accords de participation des entités du Groupe.

La masse globale ainsi obtenue au niveau de l'entreprise est ensuite répartie entre les salariés de l'entreprise proportionnellement, selon les accords, à la durée de présence et/ou au salaire du bénéficiaire.

Les sommes attribuées au titre de la participation sont bloquées pendant cinq ans, sauf cas de déblocage anticipé prévu par la réglementation, et bénéficient du régime fiscal et social de faveur applicable en matière de participation. Elles peuvent, sur décision des bénéficiaires et si les accords le prévoient, être investies dans les FCPE existant au sein du Plan d'Epargne de l'entreprise auquel l'entreprise adhère.

6.3.1.2. Intéressement

L'intéressement, encadré par les articles L. 441-1 et suivants du Code du travail, permet d'intéresser financièrement les salariés d'une entreprise en fonction d'objectifs qualitatifs et quantitatifs dans des domaines plus techniques et spécifiques. Un accord d'intéressement est applicable pour une durée de trois ans. Les différents accords existants au sein du Groupe arrivent à échéance à des dates différentes selon les entités du Groupe. L'accord d'intéressement d'AREVA SA est arrivé à échéance le 31 décembre 2004 et sera renouvelé au cours du deuxième trimestre 2005.

Les critères de performance retenus dans les accords d'intéressement des entités du Groupe et définis en commun par la direction de l'entreprise et les partenaires sociaux sont, selon les accords, liés plus particulièrement à :

- des résultats quantitatifs (tels que le résultat opérationnel, le chiffre d'affaires, le résultat d'exploitation, etc.),
- l'amélioration de la productivité,
- la réduction de coûts,
- des résultats qualitatifs (objectifs de progrès propres à chaque société, par exemple le respect des délais de livraison, la réduction des réclamations clients, l'amélioration de la sécurité au travail par la baisse de la fréquence et de la gravité des accidents du travail, l'obtention ou le renouvellement de certification qualité, etc.).

Les sommes attribuées au titre de l'intéressement sont versées à l'issue de l'exercice, le salarié ayant en général, selon les accords, la faculté de les investir sur le Plan d'Epargne d'entreprise auquel l'entreprise adhère, ces sommes étant alors bloquées cinq ans et bénéficiant du régime fiscal et social de faveur des plans d'épargne.

6.3.2. Plans d'épargne d'entreprise et supports d'investissement

Au terme d'un processus de rationalisation des dispositifs d'épargne salariale du Groupe initié au cours du second semestre 2004, un nouveau Plan d'Epargne de Groupe a été mis en place par accord du 9 février 2005 avec les représentants du personnel au sein du Comité d'Entreprise d'AREVA.

L'adhésion à ce nouveau Plan d'Epargne de Groupe est ouverte à l'ensemble des sociétés françaises du groupe AREVA détenues majoritairement, directement ou indirectement, par AREVA. Ce dispositif nouveau a vocation à constituer un dispositif d'épargne salariale commun à l'ensemble des sociétés du Groupe, renforçant ainsi la cohésion sociale et la construction du groupe AREVA.

Ce nouveau PEG propose une large gamme de supports d'investissement (Fonds Commun de Placement d'Entreprise) permettant à ses adhérents de choisir le support de placement le plus adapté à leur situation individuelle ainsi qu'à leur choix d'épargne.

6.3.3. Actionnariat salarié

Les actions AREVA détenues par les salariés du Groupe (lors de la constitution du Groupe en septembre 2001, les actions Framatome détenues par les salariés au sein du FCPE Framépargne ont été échangées contre des actions AREVA) sont actuellement investies dans le Fonds "Framépargne" du Plan d'Epargne Groupe.

Au 31 décembre 2004, le Fonds "Framépargne" détenait 306 810 actions AREVA (représentant 0,86 % du capital d'AREVA), soit 76 088 880 euros investis en titres non cotés de l'entreprise. Le Fonds bénéficie actuellement d'une garantie de liquidité conclue avec Calyon et mise en œuvre dès franchissement d'un seuil minimum de liquidités de 15 %.

Dès la naissance d'AREVA, en septembre 2001, la Direction Générale du Groupe a exprimé son souhait de développer l'actionnariat salarié, en France comme à l'international.

6.3.4. Options de souscription et/ou d'achat d'actions – Attribution gratuite d'actions

A la date du dépôt du présent document de référence, AREVA n'a pas mis en place de plan d'options de souscriptions et/ou d'achat d'actions au niveau du Groupe.

≫ 6.4. Charte des valeurs du groupe AREVA

Le Conseil de Surveillance a examiné le 12 juin 2003 la Charte des valeurs du groupe AREVA adoptée par le Directoire.

La Charte des valeurs s'applique à toutes les activités que contrôle le Groupe, nucléaires et non nucléaires, et dans tous les pays où elles s'exercent, sans exception.

Cette Charte est applicable à tous les dirigeants et salariés. Le management est responsable de sa mise en œuvre à tous les échelons. Elle associe des valeurs, des principes d'action et des règles de conduite.

Ces valeurs, fondatrices de la stratégie de développement durable du Groupe, portent sur l'intégrité, la conscience professionnelle, le sens des responsabilités, la sincérité de la communication, l'esprit de partenariat, la rentabilité, la satisfaction du client.

Les principes d'action sont dédiés à chacune des parties prenantes du Groupe : clients, actionnaires, salariés, fournisseurs et sous-traitants, ainsi qu'au public et à l'environnement.

Enfin, la Charte énonce les règles de conduite qui s'appliquent à tous dans des domaines particuliers d'exposition aux risques, notamment la prévention des conflits d'intérêts, les informations privilégiées et la prévention des délits d'initiés.

La Charte précise qu'AREVA circularise une note concernant la prévention des délits d'initiés qui s'impose à l'ensemble des dirigeants et des salariés du Groupe. Cette note rappelle notamment aux dirigeants et aux salariés détenteurs d'informations privilégiées sur le Groupe ou le certificat d'investissement AREVA qu'ils doivent (i) s'abstenir de réaliser, ou de permettre de réaliser, directement ou par personne interposée, toute opération sur le certificat d'investissement AREVA avant que le public ait eu connaissance de cette information, et (ii) s'interdire toute divulgation d'information privilégiée, à l'intérieur comme à l'extérieur du Groupe, en dehors du cadre normal de leurs fonctions. Cette note prévoit également un certain nombre de recommandations afin de prévenir les délits d'initiés.

Un Comité consultatif d'éthique a été institué pour suivre la mise en oeuvre de la Charte des valeurs, tirer les leçons du retour d'expérience et proposer les évolutions éventuelles.

Un déontologue, nommé par la Présidente du Directoire et rattaché au Directeur juridique du Groupe, conseille le management en cas de dilemme sur l'application de la Charte des valeurs, conçoit et suit les actions de formation à l'éthique et aux valeurs du Groupe en liaison avec l'Université AREVA et anime un réseau de correspondants dans les filiales de premier rang.

6.5. Assemblée Générale Ordinaire Annuelle du 12 mai 2005

6.5.1. Ordre du jour

- Présentation du rapport de gestion du Directoire sur l'exercice clos le 31 décembre 2004 (comportant des informations sur les conséquences sociales et environnementales de l'activité, en application de l'article L.225-102-1 du Code de commerce) ;
- Présentation du rapport du Conseil de Surveillance sur le rapport du Directoire, sur les comptes sociaux, ainsi que sur les comptes consolidés de l'exercice 2004 et du rapport du Président du Conseil de Surveillance sur les travaux du Conseil de Surveillance et sur les procédures de contrôle interne, et les observations des Commissaires aux Comptes, en application des articles L.225-68 et L.225-235 du Code de commerce,
- Lecture du rapport général des Commissaires aux Comptes sur les comptes de l'exercice 2004 ;
- Lecture du rapport spécial des Commissaires aux Comptes sur les conventions visées à l'article L.225-86 du Code de commerce ;
- Approbation des comptes sociaux et consolidés de la société (bilan – compte de résultat et annexe de l'exercice clos au 31 décembre 2004) ;
- Approbation des conventions visées à l'article L.225-86 du Code de commerce ;
- Quitus aux membres du Directoire, du Conseil de Surveillance et aux Commissaires aux Comptes ;
- Affectation des résultats de l'exercice ;
- Transfert des sommes portées à la réserve spéciale des plus-values à long terme à un compte "autres réserves" ;
- Fixation des jetons de présence alloués au Conseil de Surveillance au titre de 2005 ;
- Ratification de la nomination d'un nouveau membre du Conseil de Surveillance ;
- Pouvoirs pour les formalités.

6.5.2. Résolutions

Première résolution

L' Assemblée Générale, après avoir entendu la présentation du rapport de gestion du Directoire, du rapport du Conseil de Surveillance, du rapport du Président du Conseil de Surveillance sur les conditions de préparation et d'organisation des travaux de son Conseil et les procédures de contrôle interne mises en place, la lecture des rapports des Commissaires aux Comptes, et les explications complémentaires fournies verbalement, approuve dans toutes leurs parties les rapports du Directoire, du Conseil de Surveillance et de son Président, ainsi que le bilan, le compte de résultat et l'annexe des comptes sociaux et consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2004, tels qu'ils ont été présentés.

L'Assemblée approuve, en conséquence, les actes de gestion accomplis par le Directoire, dont le compte-rendu lui a été fait et donne quitus aux membres du Directoire et du Conseil de Surveillance et aux Commissaires aux Comptes de l'exécution de leur mandat au cours de l'exercice écoulé.

Deuxième résolution

L'Assemblée Générale, après avoir entendu lecture du rapport spécial des Commissaires aux Comptes sur les conventions visées à l'article L.225-86 du Code de commerce, déclare approuver toutes les conventions conclues ou poursuivies au cours de l'exercice 2004.

Troisième résolution

L'Assemblée Générale, compte tenu d'un bénéfice de l'exercice de 301 555 266,19 €, décide d'affecter comme suit le résultat distribuable, en conformité avec les dispositions légales :

- Bénéfice de l'exercice 301 555 266,19 €
- Réserve légale (pourvue en totalité)
- Report à nouveau 212 829 388,65 €
- Résultat distribuable
  (Art. L. 232-11 du Code de commerce) 514 384 654,84 €
- Dividende aux actionnaires
  et porteurs de certificats d'investissement 339 895 502,59 €

Après cette affectation, le report à nouveau s'élève à 174 489 152,25 €.

Le dividende net par action et par certificat d'investissement est fixé à 9,59 euros, étant précisé que les revenus distribués sont éligibles à l'abattement de 50 %, sous réserve que le bénéficiaire soit une personne physique ; il sera mis en paiement le 30 juin 2005.

L'Assemblée Générale prend acte de ce que le montant des dividendes mis en distribution au titre des trois exercices précédents et celui de l'avoir fiscal correspondant ont été les suivants :

(en euros)

Exercice	Dividende	Avoir fiscal	Revenu global
2001	6,20	3,10	9,30
2002	6,20	3,10	9,30
2003	6,20	3,10	9,30

Quatrième résolution

Pour tenir compte de la réforme du régime d'imposition des plus-values introduite par l'article 39 de la loi de finances rectificative pour 2004, l'Assemblée Générale décide que les sommes portées à la réserve spéciale des plus-value à long terme et qui s'élèvent à 6 402 858,72 €, sont transférées au compte autres réserves.

Cinquième résolution

L'Assemblée Générale fixe à la somme de 227 500 € le montant global annuel des jetons de présence alloués au Conseil de Surveillance.
Cette décision, applicable à l'exercice en cours, sera maintenue jusqu'à décision contraire.

Sixième résolution

L'Assemblée Générale, sur proposition du Conseil de Surveillance, ratifie la nomination en qualité de membre du Conseil de Surveillance de M. Frédéric Lemoine, effectuée le 8 mars 2005 par le Conseil de Surveillance en remplacement de M. Philippe Pontet, démissionnaire, pour la durée restant à courir du mandat de son prédécesseur, soit jusqu'à l'Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

Septième résolution

L'Assemblée Générale confère tous pouvoirs au porteur de l'original, d'un extrait ou d'une copie du présent procès-verbal à l'effet d'accomplir toutes formalités de publicité, de dépôt et autres qu'il appartiendra.

Chapitre 7

Evolutions récentes et perspectives d'avenir

7.1. Evènements postérieurs à la clôture des comptes 2004

13 janvier 2005

En septembre 2003, le groupe AREVA a signé le contrat concernant l'acquisition des activités de Transmission et Distribution (T&D) du groupe Alstom. Le prix d'acquisition de l'activité T&D avait alors été fixé à un montant de 950 millions d'euros, sous réserve d'ajustements de prix portant sur certains éléments d'exploitation et de bilan découlant de l'exercice 2003, ainsi que sur la situation de trésorerie apportée au 31 décembre 2003.

Comme le prévoyait le contrat d'acquisition, les deux groupes ont conjointement saisi un expert, KPMG, pour déterminer ces ajustements. L'expert a rendu ses conclusions le 23 décembre 2004 :

- la valeur d'entreprise après ajustements a été ramenée de 950 millions d'euros à 913 millions d'euros, soit une diminution du prix de vente de 37 millions d'euros,
- la trésorerie nette de la division à fin 2003 a été évaluée à 140 millions d'euros, soit un montant total de 1 053 millions d'euros.

Avant la décision de l'expert, AREVA avait réglé la somme de 950 millions d'euros (dont 25 millions d'euros sont encore bloqués sur un compte séquestre dans l'attente de la cession des filiales indiennes et pakistanaises). AREVA a donc effectué le 29 décembre 2004 un versement complémentaire à Alstom de 103 millions d'euros.

17 janvier 2005

Un accord de cessation anticipée d'activité (CASA) a été signé chez AREVA T&D le 17 janvier 2005. Cet accord concerne 82 personnes en France. Un avenant à cet accord est en cours de négociation avec les partenaires sociaux pour l'étendre à 406 personnes répondant aux critères d'âge prévus par cet accord.

3 février 2005

La division Transmission et Distribution d'AREVA vient de remporter deux contrats en Tunisie pour la construction de cinq sous-stations haute tension et de deux systèmes de gestion du réseau électrique. Ces contrats clé en main, d'une valeur totale de 62 millions d'euros, ont été signés avec la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG). Ils s'inscrivent dans le cadre du 10e plan de rénovation du réseau électrique tunisien.

15 février 2005

La division Transmission et Distribution (T&D) d'AREVA a remporté un contrat de 25 millions d'euros au Canada pour la construction du premier déglaceur de lignes électriques au monde et régulateur de la qualité d'électricité. Le contrat clé en main a été signé avec Hydro-Québec, société nationale de production, de transport et de distribution d'électricité pour la province de Québec.

28 février 2005

Le groupe AREVA a officiellement répondu le lundi 28 février 2005 à l'appel d'offres international lancé le 28 septembre 2004 par les autorités chinoises pour la construction de quatre îlots nucléaires à Yangjiang et Sanmen, ainsi que le transfert de la technologie de 3e génération.

L'offre commerciale d'AREVA propose l'EPR, aujourd'hui le seul réacteur de 3e génération ayant déjà reçu une commande de la part de clients électriciens.

3 mars 2005

Le 3 mars 2005, la US Court of Appeals for the Federal Circuit (CAFC) a confirmé que les ventes de COGEMA/Eurodif sont des prestations de services d'enrichissement, ce qui rend inapplicables, au regard du droit américain, les mesures de protection anti-dumping et subvention mises en place depuis 2001 par le US Departement of Commerce. Cette décision qui est encore susceptible d'appel, devrait mettre un terme à l'ensemble des procédures en cours.

4 mars 2005

La division Transmission et Distribution (T&D) d'AREVA a remporté un contrat clé en main pour la construction de deux centrales électriques biomasse à Paraná au sud du Brésil. Le contrat, d'une valeur de 16,6 millions d'euros, a été signé avec CCC Machinery, une filiale du groupe allemand Münchmeyer Petersen.

8 mars 2005

Le 8 mars 2005, Frédéric Lemoine a été élu Président du Conseil de Surveillance d'AREVA, en remplacement de Philippe Pontet, démissionnaire à la suite de sa nomination chez HSBC CCF comme Vice-Chairman Corporate Finance Europe.

21 mars 2005

Le 21 mars 2005, Gérald Arbola, membre du Directoire et Directeur Financier d'AREVA, a été nommé Président du Conseil de Surveillance de STMicroelectronics.

23 mars 2005

Les quatre assemblages combustibles MOX fabriqués à partir du plutonium américain d'origine militaire ont quitté le port de Cherbourg le 23 mars 2005, à destination de Charleston (Etats-Unis) dans le cadre de l'opération Eurofab. Ce transport s'effectue à bord de deux navires britanniques, le Pacific Teal et le Pacific Pintail, spécialement conçus pour le transport de matières nucléaires.

L'opération de transformation de stocks de plutonium d'origine militaire en combustibles civils pour les centrales nucléaires entre dans le cadre des accords de non prolifération mis en place par les Etats-Unis et la Fédération de Russie. Les quatres assemblages fabriqués en France valideront la performance du combustible MOX dans un réacteur nucléaire américain. Ils seront chargés dans la centrale nucléaire de Catawba, exploitée par l'électricien Duke Power.

30 mars 2005

Le Groupe, par le biais de COGEMA, a signé avec BNFL un contrat d'assistance portant sur l'amélioration des performances de l'atelier de vitrification de l'usine de Sellafield. Aux termes de ce contrat, le Groupe s'engage sur les quatre prochaines années à assurer les prestations suivantes : fourniture des équipements liés au procédé de vitrification ; transfert de savoir-faire et de connaissance des méthodes de conduite, avec accueil de salariés de BNFL à l'usine de La Hague ; assistance sur le site de Sellafield pour accompagner la mise en œuvre des équipements ; assistance technique complémentaire depuis la France de ce type de "help-line".

5 avril 2005

EDF a attribué un contrat de plus de 300 millions d'euros à un consortium dirigé par AREVA. Le contrat porte sur le remplacement de 18 générateurs de vapeur sur six réacteurs de 900 MWe, dont un réacteur en option, ainsi que sur les opérations associées. Les opérations associées seront réalisées par Framatome-ANP et les entreprises partenaires lors des arrêts de tranche programmés entre fin 2006 et 2012.

7 avril 2005

AREVA T&D a conclu avec Alstom un accord d'achat d'actions en date du 6 avril 2005, portant au plus sur 66,35 % du capital de sa filiale indienne Alstom Limited, pour un prix plafonné à 14,5 millions d'euros.

Alstom Limited est une société indienne cotée en bourse, dont la majeure partie du chiffre d'affaires est réalisée dans le secteur des systèmes de transmission et de distribution d'électricité. Les comptes audités pour l'année fiscale clôturée le 31 mars 2004 font apparaître un résultat après impôt d'environ 3 millions d'euros, pour un chiffre d'affaires de l'ordre de 100 millions d'euros.

Les lois indiennes imposent à AREVA T&D de présenter une offre de rachat aux actionnaires minoritaires d'Alstom Limited portant sur l'acquisition en espèces de 20 % maximum du capital émis, pour un montant d'environ 10,8 millions d'euros. Il est prévu que cette offre soit close d'ici la fin du premier semestre 2005.

La transaction est soumise à l'accord des autorités indiennes.

Cet accord permet également à AREVA de transférer à une filiale d'Alstom les activités ne relevant pas des systèmes de transmission et de distribution d'électricité, à un prix qui sera déterminé par un audit indépendant, et sous réserve des accords à obtenir des actionnaires et des autorités indiennes.

8 avril 2005

Le groupe AREVA a scellé un accord pour acquérir la société suédoise Uddcomb Engineering. Cette acquisition sera finalisée au cours des prochaines semaines.

Uddcomb Engineering est une société rentable avec un effectif de 100 personnes. Ses activités comprennent principalement des prestations de service (maintenance, réparation, rénovation) et d'ingénierie pour les centrales nucléaires. Uddcomb Engineering bénéficie d'une longue expérience dans l'industrie nucléaire, avec la fabrication de 15 cuves de réacteurs et d'autres équipements pour des centrales suédoises, finlandaises et allemandes.

Grâce à cette acquisition réalisée au travers de Framatome-ANP*, AREVA va proposer à ses clients suédois un accompagnement de proximité pour mieux répondre à leurs besoins dans le domaine de l'ingénierie nucléaire et des services. Le Groupe renforcera ainsi ses relations commerciales et son développement en Suède.

7.2. Perspectives

Comme l'indiquent les remarques générales figurant au début du présent document de référence, cette section contient des indications sur les objectifs, perspectives, et axes de développement du groupe AREVA et de ses marchés. Ces informations ne doivent pas être interprétées comme des garanties que les faits et données énoncés se produiront ou que les objectifs seront atteints. Ni AREVA, ni le groupe AREVA ne prennent l'engagement de mettre à jour ces déclarations prospectives ou ces informations contenues dans la présente section.

Le groupe AREVA présente des perspectives financières solides pour les années à venir. Ses activités nucléaires constituent une base récurrente de cash-flow opérationnel. Toutefois, les montants dégagés sur les deux derniers exercices se situent à des niveaux élevés compte tenu d'une forte baisse du besoin en fonds de roulement, notamment lié au versement d'importantes avances clients dans l'Aval du cycle.

Les pôles **Nucléaires** pourraient tirer profit, à terme, d'un nouvel essor du nucléaire. Ceci doit s'entendre dans une perspective de moyen à long terme compte tenu des cycles longs auxquels sont soumises les activités nucléaires.

En ce qui concerne le Pôle **Transmission & Distribution**, le plan d'optimisation à trois ans lancé en 2004 devrait permettre au Pôle d'améliorer significativement son niveau de rentabilité opérationnelle et de se rapprocher, à l'horizon 2007, de celui des principaux concurrents du secteur. Toutefois, compte tenu des projets de restructuration annoncés en Europe, le résultat opérationnel du Pôle devrait être impacté par les charges de restructuration et ne devrait pas s'améliorer significativement d'ici là.

Enfin, le redressement du Pôle **Connectique** sera poursuivi afin d'améliorer encore dans les années à venir les marges opérationnelles de cette activité.

Pour l'ensemble de l'année 2005, le Groupe prévoit :

- Un chiffre d'affaires en progression, à données comparables,
- Une baisse du résultat opérationnel et du résultat net du Groupe, compte tenu des charges de restructuration liées au plan d'optimisation du Pôle **Transmission & Distribution**.

Au niveau des pôles, le Groupe anticipe :

- Le maintien d'un résultat opérationnel élevé dans le **Nucléaire** et une croissance significative des investissements (voir § 4.12),
- Une légère progression du résultat opérationnel avant restructurations du Pôle **T&D**,
- Une consolidation du chiffre d'affaires et du résultat opérationnel de la **Connectique**.

Lexique

AIEA : Agence Internationale de l'Energie Atomique

Organisation internationale sous contrôle de l'ONU, son rôle est de favoriser l'utilisation de l'énergie atomique à des fins pacifiques et de contrôler que les matières nucléaires détenues par les utilisateurs ne sont pas détournées pour des usages militaires.

ANDRA : Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs

Etablissement public industriel et commercial sous tutelle des ministères chargés de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement. L'Andra est un établissement public indépendant des producteurs de déchets. Créé en 1991, cet organisme répond à trois missions :

- une mission industrielle, par laquelle l'Agence assure la gestion, l'exploitation et la surveillance des centres de stockage de déchets radioactifs, conçoit et réalise de nouveaux centres pour des déchets non acceptables dans les installations existantes et définit, en conformité avec les règles de sûreté, des spécifications de conditionnement, d'acceptabilité et de stockage, des déchets radioactifs,
- une mission de recherche, par laquelle l'Andra participe et contribue, en coopération notamment avec le Commissariat à l'Energie Atomique, aux programmes de recherche concernant la gestion à long terme des déchets radioactifs,
- une mission d'information, notamment par la réalisation d'un inventaire de l'ensemble des déchets radioactifs se trouvant sur le territoire national.

ARRETES MODAUX

Il s'agit des arrêtés qui définissent, en fonction du mode de transport (route, rail et fluvial en particulier), les règles à respecter en matière de véhicules, de colis, de formation professionnelle des conducteurs et de documents à fournir pour le transport des matières dangereuses. Ces règles, issues de textes internationaux et communautaires, s'appliquent notamment au transport des matières radioactives (transports dits de la classe 7).

ARRETE ADR

Arrêté du 1er juin 2001 modifié relatif au transport des marchandises dangereuses par route (dit "arrêté ADR"). Cet arrêté intègre et complète les dispositions de l'accord européen relatif au transport international des marchandises dangereuses par route du 30 septembre 1957 et de ses annexes et définit des règles spécifiques aux transports de marchandises dangereuses effectués en France par route, que ces transports soient nationaux ou internationaux.

ARRETE RID

Arrêté du 5 juin 2001 modifié relatif au transport des marchandises dangereuses par chemin de fer (dit "arrêté RID"). Cet arrêté intègre et complète les dispositions du règlement concernant le transport international ferroviaire des marchandises dangereuses pris en application de la Convention de Berne relative aux transports internationaux ferroviaires (COTIF) adoptée le 9 mai 1980. Il définit les règles spécifiques aux transports de marchandises dangereuses effectués en France par chemin de fer, que ces transports soient nationaux ou internationaux.

ARRETE ADNR

Arrêté du 12 mars 1998 modifié relatif au transport des marchandises dangereuses par voies de navigation intérieure (dit "arrêté ADNR"). Cet arrêté a pour objet de définir les règles spécifiques aux transports des marchandises dangereuses effectués en France par voies de navigation intérieure, que ces transports soient nationaux ou internationaux. Il renvoie aux annexes techniques du règlement pour le transport des matières dangereuses sur le Rhin, adopté par une résolution de la Commission Centrale pour la Navigation du Rhin (CCNR) du 1er décembre 1993.

ASSEMBLAGE, ASSEMBLAGE COMBUSTIBLE (Voir "ELEMENT COMBUSTIBLE")

ATOME

Constituant de base des éléments chimiques formant la matière. Sa structure est représentée par un noyau constitué de particules électriquement positives ou neutres (protons et neutrons), autour duquel gravitent des particules électriquement négatives (électrons).

BARRES DE CONTROLE

Les barres de contrôle servent à contrôler la réaction en chaîne dans le cœur du réacteur nucléaire. Le contrôle consiste à s'assurer que le nombre de neutrons produits dans le cœur du réacteur par les fissions soit exactement égal au nombre de neutrons qui disparaissent dans le cœur du réacteur. Le rapport entre ces deux nombres (production divisée par disparition) est appelé cœfficient de multiplication, noté K, qui doit être rigoureusement égal à 1. Pour conserver en permanence le ratio K = 1, on introduit (ou on retire), selon les besoins, des éléments composés de noyaux atomiques qui absorbent les neutrons. Les barres de contrôle que l'on fait pénétrer plus ou moins dans le cœur du réacteur vont ainsi agir pour "absorber" les neutrons.

BARRIERE (DE CONFINEMENT)
Dispositif capable d'empêcher ou de limiter la dispersion de matières radioactives.

BECQUEREL (Bq) (voir aussi "RADIOACTIVITE")
Unité de mesure de l'activité nucléaire (1 Bq = 1 désintégration de noyau atomique par seconde). Le becquerel est une unité très petite ! L'activité nucléaire était précédemment mesurée en curie (1 curie = 37 milliards de Bq).

CALOPORTEUR (ou REFRIGERANT)
Fluide circulant dans le cœur d'un réacteur nucléaire pour en évacuer la chaleur.

CENTRIFUGATION
Voir Ultracentrifugation.

CHATEAU DE TRANSPORT
Emballage spécialement conçu pour confiner totalement certaines matières radioactives (combustibles usés, déchets vitrifiés…) pendant leur transport et résister à d'éventuels accidents.

CONTACT ELECTRIQUE
Elément conducteur d'un composant qui s'accouple avec un élément correspondant pour assurer le passage de courant.

CŒUR
Région d'un réacteur nucléaire à fission comprenant le combustible nucléaire et agencée pour être le siège d'une réaction de fission en chaîne.

COMBUSTIBLE NUCLEAIRE
Nucléide dont la consommation par fission dans un réacteur libère de l'énergie. Par extension, produit qui, contenant des matières fissiles, fournit l'énergie dans le cœur d'un réacteur en entretenant la réaction en chaîne. Un réacteur à eau pressurisée de 1 300 MWe comporte environ cent tonnes de combustible renouvelé périodiquement, par partie.

CONDITIONNEMENT
Conditionnement des combustibles : traitement spécial du combustible usé en vue d'un entreposage intermédiaire ou d'un dépôt définitif.

Conditionnement des déchets : opération pour la transformation des déchets sous une forme convenable pour le transport et/ou le stockage et/ou le dépôt définitif.

- Les déchets radioactifs de très faible activité (vinyle, chiffons de nettoyage...) sont mis en fûts métalliques.
- Les déchets de faible et moyenne activité, après avoir subi autant que possible une réduction de volume, sont conditionnés, c'est-à-dire enrobés dans une matière spéciale (matrice de béton, de bitume ou de résine) afin de les convertir en blocs solides résistant aux agressions du milieu ambiant.
- Pour les déchets de haute activité, la matrice est du verre (procédé de vitrification). Les déchets vitrifiés sont placés dans des conteneurs métalliques.

CONTROLE DES MATIERES NUCLEAIRES
Cette fonction a deux aspects :

- C'est l'ensemble des dispositions prises par les exploitants pour assurer la sécurité des matières qu'ils détiennent : suivi et comptabilité, confinement, surveillance, protection physique des matières et des installations, protection en cours de transport,
- C'est le contrôle exercé par l'Etat ou par des organismes internationaux (AIEA, Euratom...) pour vérifier l'efficacité et la fiabilité de ces dispositions.

Dans les deux cas, le contrôle vise à prévenir tout détournement de matière et tout acte de malveillance.

CRAYON COMBUSTIBLE
Tube métallique (long d'environ 4 m et d'environ 1 cm de diamètre) rempli de pastilles (environ 300) de combustible nucléaire.

CRITICITE
(adj. CRITIQUE, SOUS-CRITIQUE, SUR-CRITIQUE)
Un milieu contenant un matériau nucléaire fissile devient critique lorsque le taux de production de neutrons (par les fissions de ce matériau) est exactement égal au taux de disparition des neutrons (absorptions et fuites à l'extérieur).

CYCLE DU COMBUSTIBLE
Ensemble des opérations industrielles auxquelles est soumis le combustible nucléaire. Ces opérations comprennent notamment : l'extraction, le traitement du minerai d'uranium, la conversion, l'enrichissement de l'uranium, la fabrication du combustible, le traitement des combustibles usés, le recyclage des matières fissiles récupérées et la gestion des déchets. Le cycle du combustible est dit "fermé" s'il comprend le traitement du combustible usé et le recyclage de matières fissiles issues du traitement. Le cycle "ouvert" ou "à un seul passage" comprend le dépôt définitif du combustible après son utilisation dans le réacteur.

DECHETS RADIOACTIFS (ou DECHETS NUCLEAIRES)
Sous-produits non valorisables de l'industrie nucléaire ; on en distingue 4 classes, selon l'intensité de leur radioactivité :
- les déchets de très faible activité (TFA),
- les déchets de faible activité (FA), comme les gants, surbottes, masques de production, etc. provenant des opérations de production industrielle et de maintenance (90 % des déchets stockés en centre spécialisé),
- les déchets de moyenne activité, comme certaines pièces provenant du démantèlement d'équipements de production, d'appareils de mesure etc. (8 %),
- les déchets de haute activité, principalement les produits de fission séparés au cours de l'opération de traitement/recyclage (2 %).

DECHETS HAVL
Déchets de haute activité à vie longue. Ces déchets nucléaires, issus du combustible usé, représentent un niveau élevé de radioactivité et une durée de vie très longue. Ils ne bénéficient pas, à ce jour, de solution définitive de gestion et sont actuellement conditionnés dans des matrices qui permettent d'assurer le confinement des radioéléments. La gestion des déchets HAVL fait l'objet de recherches menées sous l'égide de l'Andra, en application de la loi "Bataille" de 1991 codifiée aux articles L. 542-1 du Code de l'environnement, dans trois directions : transmutation des éléments radioactifs à vie longue, stockage dans les formations géologiques profondes, conditionnement et entreposage de longue durée en surface.

DECHETS ULTIMES
Aux termes de l'article L. 541-1-III du Code de l'environnement, un déchet ultime est un déchet résultant ou non du traitement d'un déchet, qui n'est plus susceptible d'être traité dans les conditions techniques et économiques du moment, notamment par extraction de la part valorisable ou par réduction de son caractère polluant ou dangereux.

DECONTAMINATION
La décontamination est une opération physique, chimique ou mécanique destinée à éliminer ou réduire une présence de matières radioactives ou chimiques déposées sur une installation, un espace découvert, un matériel ou du personnel.

DEMANTELEMENT
Terme recouvrant toutes les étapes qui suivent la mise à l'arrêt d'une installation nucléaire ou minière en fin d'exploitation, depuis sa fermeture jusqu'à l'élimination de la radioactivité sur le site, en passant par le démontage physique et la décontamination de toutes les installations et équipements non réutilisables.

DGSNR : Direction Générale de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection
Service de l'Etat français placé sous l'autorité des ministres chargés respectivement de l'Industrie, de l'Environnement et de la Santé. Il a pour fonctions spécifiques l'élaboration et la mise en œuvre de la politique en matière de sûreté nucléaire (domaine civil) et de radioprotection, et, en particulier, le contrôle des dispositions touchant la sûreté dans le secteur nucléaire, envisagées ou prises par les exploitants, ainsi que le contrôle des rejets d'effluents liquides et gazeux et des déchets provenant des installations nucléaires de base. La DGSNR, qui s'appuie sur les divisions de la sûreté nucléaire et de la radioprotection (DSNR) situées au sein des Directions régionales de l'industrie, de la recherche et de l'environnement (DRIRE), est communément dénommée Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN).

DIFFUSION GAZEUSE
Procédé de séparation d'espèces moléculaires, basé sur la différence de vitesse de passage de ces molécules (due à leur différence de masse et de taille) au travers d'une membrane semi-perméable ; c'est ainsi que sont séparés les hexafluorures d'uranium 235UF6 et 238UF6, permettant l'enrichissement du combustible nucléaire en 235U.

DOSE
Mesure caractérisant l'exposition des personnes soumises à des rayonnements. Par abus de langage, le terme dose est souvent utilisé à la place d'équivalent de dose.
- Dose absorbée : quantité d'énergie absorbée par la matière (vivante ou inerte) exposée aux rayonnements. Elle s'exprime en gray (Gy).
- Dose équivalente : dans les organismes vivants, les effets produits par une même dose absorbée sont différents selon la nature des rayonnements (X, alpha, bêta et gamma). Pour tenir compte de ces différences, on utilise un facteur multiplicatif de la dose (appelé "facteur de qualité") qui permet de calculer une "dose équivalente".
- Dose efficace : somme des doses équivalentes pondérées délivrées aux différents tissus et organes du corps par l'irradiation interne et externe. L'unité de dose efficace est le sievert (Sv).
- Dose létale : dose mortelle, d'origine nucléaire ou chimique.
- Dose maximale admissible : dose ne devant pas être dépassée pendant une durée déterminée.

Gray (Gy) : unité de mesure de dose absorbée. La dose absorbée était précédemment mesurée en rad (1 gray = 100 rad).

Sievert (Sv) : unité de mesure de l'équivalent de dose, c'est-à-dire de la fraction de quantité d'énergie apportée par un rayonnement ionisant et reçue par 1 kilo de matière vivante. A partir de la mesure de la dose d'énergie reçue (comptée en gray), l'équivalent de dose se calcule par application de cœfficients dépendant de la nature du rayonnement reçu et de celle de l'organe concerné. On le note Sv.

Ses sous-multiples fréquemment utilisés sont :
- le millisievert, noté mSv, qui vaut 0,001 Sv (un millième de Sv),
- le microsievert, noté µSv, qui vaut 0,000 001 Sv (un millionième de Sv).

Ainsi par exemple, la dose moyenne d'exposition annuelle d'origine naturelle (sol, cosmos…) de la population en France est de 2,4 mSv/personne.

ECHELLE INES
L'échelle INES (International Nuclear Event Scale) est une échelle internationale de définition de la gravité d'un événement survenant dans une installation nucléaire. L'échelle INES a été conçue par un groupe international d'experts réunis par l'Agence Internationale de l'Energie Atomique (AIEA) et l'Agence pour l'Energie Nucléaire (AEN) de l'OCDE. Elle a été mise en place au plan international en 1991. A l'instar de ce qui existe dans le domaine des séismes ou des avalanches par exemple, cette échelle est un outil d'information à l'attention des médias et du public. Les événements sont classés, par gravité croissante, du niveau 0 au niveau 7. A titre d'exemple, l'accident de Tchernobyl était de niveau 7. A la suite de l'avis favorable donné le 24 juin 1999 par le Conseil Supérieur de la Sûreté et de l'Information Nucléaire (CSSIN), l'Autorité de Sûreté Nucléaire a décidé le 11 avril 2001, et après une période probatoire d'un an, d'étendre, en France, l'application de l'échelle INES au classement des incidents ou accidents des transports de matières radioactives.

ELEMENT COMBUSTIBLE (ou assemblage)
Assemblage solidaire de crayons remplis de pastilles d'uranium ou de MOX. Suivant les types de centrales, le cœur du réacteur contient entre 100 et 200 assemblages de combustible.

ENRICHISSEMENT
Procédé par lequel on accroît la teneur en isotopes fissiles d'un élément. Ainsi, l'uranium est constitué, à l'état naturel, de 0,7 % de 235U (fissile) et de 99,3 % de 238U (non fissile). Pour le rendre efficacement utilisable dans un réacteur à eau pressurisée, la proportion de 235U est portée aux environs de 3 à 4 %.

ENTREPOSAGE (voir aussi STOCKAGE)
Dépôt temporaire de déchets radioactifs.

EPR
L'EPR est un réacteur nucléaire de la troisième génération de la filière des Réacteurs à Eau sous Pression (REP). L'EPR offre une puissance électrique de l'ordre de 1 600 MWe et un niveau de sûreté accru ainsi que des conditions d'exploitation et de maintenance simplifiées. En outre, sa durée de vie prévue est de 60 ans contre une durée de vie initiale de 40 ans.

AREVA propose deux modèles de réacteurs de troisième génération : l'EPR et le SWR 1 000 qui est un réacteur de la filière des Réacteurs à Eau Bouillante (REB). La puissance électrique de ce type de réacteur est de l'ordre de 1 000 à 1 250 MWe.

EPUISEMENT SPECIFIQUE (ou BURNUP, improprement TAUX DE COMBUSTION)
Energie totale libérée par unité de masse d'un combustible nucléaire. Elle est couramment exprimée en mégawatt-jour par tonne, MWj/t (il s'agit de mégawatts thermiques).

EXPOSITION
Exposition d'un organisme à une source de rayonnement caractérisée par la dose reçue.
- Exposition externe : exposition pour laquelle la source de rayonnement est située à l'extérieur de l'organisme.
- Exposition interne : exposition pour laquelle la source de rayonnement est située à l'intérieur de l'organisme.

FLEX
Système d'interconnexion pour circuits souples.

FISSILE
Se dit d'un nucléide capable de subir la fission sous l'effet de neutrons, même peu énergétiques. Exemples : 233U, 235U, 239Pu, 241Pu (les neutrons de haute énergie peuvent provoquer la fission de presque tous les noyaux lourds).

FISSION
Eclatement, généralement sous le choc d'un neutron, d'un noyau lourd en deux noyaux plus petits (produits de fission), accompagné d'émission de neutrons, de rayonnements et d'un important dégagement de chaleur. Cette libération importante d'énergie, sous forme de chaleur, constitue le fondement de la génération d'électricité d'origine nucléaire.

GAINE
Tube métallique étanche qui enveloppe le combustible nucléaire pour le protéger de la corrosion par le caloporteur et empêcher la dispersion des produits de fission. La gaine constitue la “première barrière”.

HIGHLY ENRICHED URANIUM (HEU)
Uranium Hautement Enrichi. Les accords “Start” prévoient que les Etats-Unis s’engagent à commercialiser les UTS contenues dans le HEU issu du désarmement, et à ce que la composante UF6 naturelle de ce HEU soit reprise par un consortium dont AREVA fait partie. Ce second engagement court jusqu’en 2013. Cette ressource constitue de fait l’équivalent d’une mine de 2 000 tonnes d’uranium par an pour le Groupe.

HEXAFLUORURE D’URANIUM (UF6)
L’uranium contenu dans les combustibles nucléaires doit être enrichi en 235U fissile. L’enrichissement se fait par diffusion gazeuse ou ultracentrifugation, aussi l’uranium est-il tout d’abord converti en un gaz appelé “hexafluorure d’uranium”.

INFOGERANCE EVOLUTIVE
L’infogérance est la gestion par une société spécialisée des systèmes d’information d’un client. Elle est évolutive lorsqu’elle s’accompagne de la mise en place de plans de progrès.

INSTALLATIONS NUCLEAIRES DE BASE (INB)
Ce sont les installations nucléaires soumises à régime d’autorisation et de surveillance administrative en vertu du décret 63-1228 du 11 décembre 1963 modifié. Cette réglementation concerne les réacteurs nucléaires (à l’exception de ceux qui font partie d’un moyen de transport), les accélérateurs de particules, les usines de préparation, de fabrication ou de transformation de substances radioactives (notamment les usines de préparation des combustibles nucléaires, de traitement des combustibles irradiés ou de traitement des déchets radioactifs) et les installations destinées au stockage, au dépôt ou à l’utilisation de substances radioactives, y compris les déchets. Les installations citées ci-dessus ne relèvent de la réglementation relative aux INB que lorsque la quantité ou l’activité totale des substances radioactives est supérieure à un seuil, fixé par arrêté, selon le type d’installation et le radioélément considéré. La surveillance des INB, organisée par la DGSNR, est exercée par les inspecteurs des installations nucléaires de base désignés conjointement par les ministres chargés de l’Industrie et de l’Environnement.

IRSN (voir aussi “DGSNR”) : Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire
Etablissement public à caractère industriel et commercial qui a notamment pour mission de réaliser des recherches et des expertises dans les domaines de la sûreté nucléaire, de la protection de l’homme et de l’environnement contre les rayonnements ionisants et du contrôle et de la protection des matières nucléaires. L’IRSN intervient comme appui technique de la DGSNR.

ISOTOPES
Eléments dont les atomes possèdent le même nombre d’électrons et de protons, mais un nombre différent de neutrons. Il existe par exemple trois isotopes d’uranium : 234U (92 protons, 92 électrons, 142 neutrons), 235U (92 protons, 92 électrons, 143 neutrons), 238U (92 protons, 92 électrons, 146 neutrons). Un élément chimique donné peut donc comprendre plusieurs isotopes différents par leur nombre de neutrons. Tous les isotopes d’un même élément ont les mêmes propriétés chimiques, mais des propriétés physiques différentes (masse en particulier).

LIXIVIATION
Extraction de certains composés contenus dans un milieu pulvérulent, perméable ou poreux, par passage d’un solvant approprié, qui s’écoule naturellement au travers de la masse à traiter. On peut l’appliquer directement à un sol très fragmenté (lixiviation in situ) ou lessiver au contraire une masse extraite, concassée et disposée sur une aire appropriée (lixiviation en tas). C’est un mode d’extraction des éléments métalliques, dont l’uranium. C’est aussi la façon dont l’eau de pluie extrait par ruissellement certains composants d’une masse de déchets.

MOX
(“Mixed Oxydes”) : mélange d’oxydes d’uranium et de plutonium destiné à la fabrication de certains combustibles nucléaires.

NORME ISO
Normes internationales. Les normes ISO 9000 fixent les exigences d’organisation ou de système de management de la qualité pour démontrer la qualité d’un produit ou d’un service à des exigences clients. Les normes ISO 14000 prescrivent les exigences d’organisations ou de système de management environnemental pour prévenir toute pollution et réduire les effets d’une activité sur l’environnement.

OBLIGATIONS DE FIN DE CYCLE

Les obligations de fin de cycle comprennent, au sens du présent document, l'ensemble des obligations de mise à l'arrêt et de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires.

PISCINE D'ENTREPOSAGE DES ELEMENTS COMBUSTIBLES

Bassins dans lesquels est entreposé le combustible usé après le déchargement d'un réacteur, pour laisser les assemblages perdre la plus grande partie de leur radioactivité par décroissance radioactive. L'eau permet de protéger le personnel contre les radiations émises par les combustibles usés.

PLUTONIUM

Elément de numéro atomique 94 et de symbole Pu. Le plutonium 239, isotope fissile, est produit dans les réacteurs nucléaires à partir d'uranium 238.

POSTE DE TRANSFORMATION (SOUS-STATION)

Point d'interconnexion des parties d'un réseau fonctionnant à des tensions différentes. On y réalise les fonctions de contrôle d'acheminement des flux d'électricité et la transformation du niveau de tension.

POUDRE UO_2

UO_2 est le symbole pour l'oxyde d'uranium. L'oxyde d'uranium peut se présenter sous forme de poudre ou de pastilles. C'est une des composantes de la matière nucléaire.

PRODUITS DE FISSION

Fragments de noyaux lourds produits par la fission nucléaire (fragmentation des noyaux de 235U ou de 239Pu) ou la désintégration radioactive ultérieure de nucléides formés selon ce processus. L'ensemble des fragments de fission et de leurs descendants sont appelés "produits de fission". Les produits de fission, dans les usines de traitement, sont séparés par extraction au solvant après dissolution à l'acide nitrique du combustible, concentrés par évaporation et entreposés avant leur conditionnement sous forme de produit vitrifié dans un conteneur en acier inoxydable.

PUISSANCE RESIDUELLE

Dans un réacteur nucléaire à l'arrêt ou dans un assemblage combustible usé, puissance dégagée par la radioactivité du combustible nucléaire et des autres matériaux.

RADIATION (Voir aussi "RAYONNEMENT")

Mot synonyme de rayonnement qui désigne une transmission d'énergie sous forme lumineuse, électromagnétique ou corpusculaire.

RADIOACTIVITE

Emission, par un élément chimique, d'un flux d'ondes électromagnétiques et/ou de particules, ayant pour origine une modification dans l'arrangement de son noyau ; l'émission peut être spontanée (radioactivité naturelle de certains atomes instables) ou induite (radioactivité artificielle). On distingue :

- La radioactivité par émission de particules alpha (assemblage de deux protons et deux neutrons), dite "rayonnement alpha".
  - Les particules composant le rayonnement alpha sont des noyaux d'hélium 4, fortement ionisants mais très peu pénétrants. Une simple feuille de papier est suffisante pour arrêter leur propagation.
- La radioactivité par émission d'électrons, dite "rayonnement bêta".
  - Les particules composant le rayonnement bêta sont des électrons de charge négative ou positive. Un écran de quelques mètres d'air ou une simple feuille d'aluminium suffisent à les arrêter.
- La radioactivité par émission d'ondes électromagnétiques, dite "rayonnement gamma".
  - Rayonnement électromagnétique, de même nature que la lumière et les rayons X. De fortes épaisseurs de matériaux compacts (bétons, plomb...) sont nécessaires pour les arrêter.

On regroupe l'ensemble de ces rayonnements sous l'appellation générique de "rayonnements ionisants". La radioactivité d'une quantité isolée d'un élément diminue avec le temps, au fur et à mesure que les noyaux instables disparaissent. La période ou demi-vie est le temps nécessaire à la réduction de moitié de la radioactivité d'une substance radioactive.

RADIOELEMENT (ou radio nucléide)

Toute substance radioactive. Seul un petit nombre de radioéléments existent naturellement : il s'agit de quelques éléments lourds (thorium, uranium, radium...) et de quelques éléments légers (carbone 14, potassium 40). Les autres, dont le nombre dépasse 1 500, sont créés artificiellement en laboratoire pour des applications médicales ou dans les réacteurs nucléaires sous forme de produits de fission.

RADIOPROTECTION (Voir aussi "RADIOACTIVITE")

Terme couramment utilisé pour désigner la branche de la physique nucléaire qui concerne la protection des personnes contre les rayonnements ionisants. Par extension, le terme "Radioprotection" regroupe l'ensemble des mesures destinées à réaliser la protection sanitaire de la population et des travailleurs contre ces rayonnements et à assurer le respect des dispositions légales.

RAPPORTS DE SURETE

Rapports qui décrivent la conception des installations nucléaires de base et les dispositions prises pour assurer la sûreté. Ces rapports inventorient les risques présentés par l'installation et analysent les dispositions prises pour prévenir les risques ainsi que les mesures propres à réduire la probabilité des accidents et leurs effets.

- Rapport préliminaire de sûreté : rédigé au stade de l'avant-projet, il contient une description générale de l'installation et des opérations qui y seront effectuées. Il s'attache à identifier les risques, à dégager les options de sûreté, à lister les principes de sûreté et à justifier le choix du site. Il sert de base à la demande d'autorisation de création, conformément au décret de 1963.
- Rapport provisoire de sûreté : présenté à l'appui de la demande de mise en actif, il traite de l'installation telle qu'elle a été construite et permet de s'assurer de la conformité de la réalisation avec les principes de sûreté du rapport préliminaire de sûreté et des prescriptions techniques de construction prévues par le décret d'autorisation de création.
- Rapport définitif de sûreté : présenté après les essais, préalablement à l'autorisation de mise en service de l'installation.

RAYONNEMENT, RAYONNEMENT IONISANT (voir aussi "RADIOACTIVITE")

Flux d'ondes électromagnétiques (comme les ondes radio, les ondes lumineuses, les rayons UV ou X, les rayons cosmiques…), de particules de matière (électrons, protons, neutrons…), ou de groupement de ces particules. Ces flux portent une énergie proportionnelle à la fréquence des ondes ou à la vitesse des particules. Leur effet sur les objets irradiés est souvent un arrachement d'électrons aux atomes de ceux-ci, laissant sur leur trajectoire des atomes ionisés, (porteur de charges électriques) d'où leur nom générique de "rayonnements ionisants".

REACTEUR, REACTEUR NUCLEAIRE

Appareil dans lequel sont conduites, sous contrôle, des réactions nucléaires, dont le dégagement de chaleur associé est exploité pour former de la vapeur d'eau. Celle-ci est utilisée pour actionner une turbine entraînant un générateur électrique. Il en existe différents modèles, selon la nature du combustible, du modérateur qui permet de contrôler la réaction et du caloporteur qui permet d'évacuer la chaleur à récupérer. Le modèle actuellement utilisé par EDF utilise l'uranium légèrement enrichi comme combustible, et l'eau ordinaire sous pression comme modérateur et caloporteur (REP).

- Réacteur à Eau Bouillante (REB, BWR en anglais) : réacteur nucléaire dans lequel on utilise l'eau bouillante sous pression pour extraire la chaleur du réacteur.
- Réacteur à Eau sous Pression (REP, PWR en anglais) : réacteur nucléaire modéré et refroidi par de l'eau ordinaire, maintenue liquide dans le cœur grâce à une pression appropriée dans les conditions normales de fonctionnement.

RESEAU DE TRANSPORT D'ELECTRICITE

Réseau qui transmet l'électricité entre la centrale de production et le réseau de distribution. Il couvre de larges zones géographiques. Le réseau de transport comprend des lignes haute et très haute tension, ainsi que des transformateurs et de l'appareillage de commutation.

RESEAU DE DISTRIBUTION

Réseau qui assure la livraison locale de l'électricité aux utilisateurs finaux (industriels, commerciaux, activités tertiaires, résidentiels). L'électricité est distribuée en moyenne tension (12-24 000 V) et réduite graduellement jusqu'à la basse tension au point d'utilisation (230 V en europe et 110 V aux Etats-Unis).

RESERVES/RESSOURCES

Réserves minérales

Des réserves minérales désignent la partie économiquement exploitable des ressources minérales mesurées ou indiquées, démontrée par au moins une étude de faisabilité préliminaire. Cette étude doit inclure les informations adéquates relatives à l'exploitation minière, au traitement, à la métallurgie, aux aspects économiques et autres facteurs pertinents démontrant qu'il est possible, au moment de la rédaction du rapport, de justifier l'extraction économique. Des réserves minérales comprennent les matériaux de dilution et des provisions allouées pour les pertes pouvant être encourues lors de l'exploitation.

Réserves minérales probables

Des "réserves minérales probables" désignent la partie économiquement exploitable des ressources minérales indiquées et, dans certains cas, des ressources minérales mesurées, démontrée par au moins une étude de faisabilité préliminaire. Cette étude doit inclure les informations adéquates relatives à l'exploitation minière, au traitement, à la métallurgie, aux aspects économiques et autres facteurs pertinents démontrant qu'il est possible, au moment de la rédaction du rapport, de justifier l'extraction économique.

Réserves minérales prouvées

Des "réserves minérales prouvées" désignent la partie économiquement exploitable des ressources minérales mesurées, démontrée par au moins une étude de faisabilité préliminaire. Cette étude doit inclure les informations adéquates relatives à l'exploitation minière, au traitement, à la métallurgie, aux aspects

économiques et autres facteurs pertinents justifiant l'extraction économique au moment de la rédaction du rapport.

Ressources minérales
Des ressources minérales sont des concentrations ou indices minéralisés d'une substance naturelle solide présente au sein de la croûte terrestre ou sur celle-ci, qu'il s'agisse d'une substance inorganique ou d'une substance organique fossilisée, dont la forme, la quantité et la teneur ou qualité sont telles qu'elles présentent des perspectives raisonnables d'extraction économique. La localisation, la quantité, la teneur, les caractéristiques géologiques et la continuité des ressources minérales sont connues, estimées ou interprétées à partir d'évidences et de connaissances géologiques spécifiques.

Ressources minérales inférées
Des "ressources minérales inférées" désignent la partie des ressources minérales dont on peut estimer la quantité et la teneur ou qualité sur la base d'évidences géologiques et d'un échantillonnage restreint et dont on peut raisonnablement présumer sans toutefois vérifier la continuité de la géologie et des teneurs. L'estimé est basé sur des informations et un échantillonnage restreints, recueillis à l'aide de techniques appropriées à partir d'emplacements tels des affleurements, des tranchées, des puits, des chantiers et des sondages.

Ressources minérales indiquées
Des "ressources minérales indiquées" désignent la partie des ressources minérales dont on peut estimer la quantité et la teneur ou qualité, la densité, la forme et les caractéristiques physiques avec un niveau de confiance suffisant pour permettre la mise en application appropriée de paramètres techniques et économiques pour appuyer la planification minière et l'évaluation de la viabilité économique du dépôt.

L'estimé est basé sur des informations détaillées et fiables relatives à l'exploration et aux essais, recueillies à l'aide de techniques appropriées à partir d'emplacements tels des affleurements, des tranchées, des puits, des chantiers et des sondages dont l'espacement est assez serré pour émettre une hypothèse raisonnable sur la continuité de la géologie et des teneurs.

Ressources minérales mesurées
Des "ressources minérales mesurées" désignent la partie des ressources minérales dont la quantité et la teneur ou qualité, la densité, la forme et les caractéristiques physiques sont si bien établies que l'on peut les estimer avec suffisamment de confiance pour permettre la mise en application appropriée de paramètres techniques et économiques pour appuyer la planification de la production et l'évaluation de la viabilité économique du dépôt.

L'estimé est basé sur des informations détaillées et fiables relatives à l'exploration et aux essais, recueillies à l'aide de techniques appropriées à partir d'emplacements tels des affleurements, des tranchées, des puits, des chantiers et des sondages dont l'espacement est assez serré pour confirmer à la fois la continuité de la géologie et des teneurs.

Les "autres ressources minérales" correspondent à des minéralisations dont l'exploitation est gelée pour des raisons administratives ou dont la valorisation nécessite des conditions de marché plus favorables. Les tonnages affichés correspondent à la quantité de métal en terre sans application du taux de rendement de l'usine. Des travaux de développement complémentaires ou des modifications de critères de démarrage peuvent faire rentrer ces "autres ressources" dans la catégorie des "ressources".

Les "ressources minérales globales", ou "global mineral resources" en anglais, correspondent à la somme de toutes les catégories de ressources. Elles constituent un bon critère de comparaison à long terme des portefeuilles des producteurs.

RESIDU
Ce qui reste, et qui est non valorisable, après une opération physique ou chimique. Pour le traitement, le terme a un sens plus strict, il recouvre l'ensemble des déchets ayant fait l'objet d'un conditionnement.

SERTISSAGE
Méthode de fixation permanente d'un raccordement à un conducteur par une pression entraînant la déformation ou la mise en forme du fût (partie du contact de la jonction ou de la borne qui reçoit le conducteur) autour du conducteur afin d'établir une bonne connexion électrique et mécanique.

SYSTEMES DE PROTECTION
Ensemble des équipements permettant la détection et l'élimination des défauts où autres conditions anormales de fonctionnement des réseaux électriques.

SYSTEME DE GESTION DES MARCHES DE L'ENERGIE
Logiciel de gestion des marchés de l'énergie qui permet aux producteurs et distributeurs d'énergie de gérer leur relation commerciale de la manière la plus efficace. Il assure les opérations suivantes : planification stratégique, conclusion, gestion des risques et exploitation optimale des transactions, ainsi que la gestion des comptes clients.

SYSTEMES DE GESTION DES RESEAUX

Les systèmes de gestion des réseaux servent à optimiser le flux d'électricité, prévenir la surcharge des équipements, limiter les pertes et analyser les risques de défaut.

STOCKAGE DE DECHETS RADIOACTIFS (voir aussi ENTREPOSAGE)

Opération de gestion des déchets radioactifs consistant à les déposer, après conditionnement, dans un espace spécialement aménagé susceptible d'en garantir la sûreté (stockage réversible ou irréversible).

SURETE NUCLEAIRE (voir aussi "RAPPORTS DE SURETE")

Au sein de la sécurité nucléaire, la sûreté nucléaire comprend l'ensemble des dispositions prises à tous les stades de la conception, de la construction, de l'exploitation et de l'arrêt définitif d'une installation, pour en assurer un fonctionnement sûr et pour prévenir les incidents et en limiter les effets.

- Règles fondamentales de sûreté (RFS) : règles techniques émises par l'Autorité de Sûreté Nucléaire concernant les installations nucléaires de base, définissant les objectifs de sûreté et décrivant les pratiques que l'Autorité de Sûreté Nucléaire juge satisfaisantes pour les respecter.
- Règles générales d'exploitation (RGE) : document établi par l'exploitant d'une INB décrivant le domaine de fonctionnement prescrit de l'installation en donnant les fonctions importantes pour la sûreté. Il décrit les dispositions prises en exploitation en cas de sortie du domaine de fonctionnement normal.

TAUX DE COMBUSTION (ou TAUX D'EPUISEMENT)

Désigne en général improprement l'épuisement spécifique. Au sens propre, pourcentage de noyaux disparus par fission.

TENEUR ISOTOPIQUE

Rapport du nombre des atomes d'un isotope donné d'un élément au nombre total des atomes de cet élément contenus dans une matière. La teneur isotopique est exprimée en pourcentage.

TONNES DE METAL LOURD (tML)

Le métal lourd correspond à la matière nucléaire : oxyde d'uranium et éventuellement oxyde de plutonium dans le cas du combustible MOX. L'unité de mesure du métal lourd est la tonne.

TRADING (négoce en français)

Transactions commerciales sur le marché de l'uranium naturel, sous la forme d'achat, de vente, d'échange, de location ou de prêt de quantités d'uranium, sans lien direct avec les exploitations minières du Groupe.

TRAITEMENT (ou retraitement)

Traitement des combustibles usés pour en extraire les matières fissiles et fertiles (uranium et plutonium) de façon à permettre leur réutilisation, et pour conditionner les différents déchets sous une forme apte au stockage. Les produits de fission et les transuraniens sont vitrifiés.

ULTRACENTRIFUGATION

Procédé d'enrichissement qui consiste à faire tourner à grande vitesse un mélange gazeux d'isotopes, afin d'utiliser la force centrifuge pour modifier la composition du mélange.

URANIUM

Elément chimique de numéro atomique 92 et de symbole U, possédant trois isotopes naturels : 234U, 235U et 238U. 235U est le seul nucléide fissile naturel, une qualité qui explique son utilisation comme source d'énergie.

URANIUM NATUREL (Unat)

Elément radioactif naturel, sous forme de métal gris et dur, présent dans plusieurs minerais, notamment la pechblende. L'uranium naturel se présente sous la forme d'un mélange comportant : 238U fertile, dans la proportion de 99,28 %, 235U fissile, dans la proportion de 0,71 %, 234U.

URANIUM ENRICHI, APPAUVRI

Avant d'être utilisé dans la fabrication des éléments combustibles, l'uranium naturel est enrichi en U235 (les teneurs en U235 vont alors de 3 % à 5 %). L'uranium enrichi en U235 est obtenu à partir d'uranium naturel, par séparation isotopique. Les processus physiques ou chimiques permettant de produire l'uranium enrichi fournissent simultanément, en contrepartie, un uranium de teneur en U235 plus faible que la teneur naturelle : cet uranium est dit uranium appauvri.

URANIUM DE RETRAITEMENT ENRICHI (URE)

Le combustible usé peut être retraité, après analyse, à l'usine de la Hague pour être de nouveau enrichi et retrouve ainsi sa teneur initiale en isotopes fissiles (de l'ordre de 3 à 5 %). Ce combustible usé retraité et enrichi est appelé communément URE.

UTS (Unité d'Enrichissement)
La production d'une usine d'enrichissement s'exprime en unités de travail de séparation (UTS). Cette unité est proportionnelle à la quantité d'uranium traité et donne une mesure du travail nécessaire pour séparer l'isotope fissile.

VITRIFICATION
Opération visant à solidifier, par mélange à haute température, avec une pâte vitreuse, des solutions concentrées de produits de fission et de transuraniens extraits par le traitement du combustible usé.

YELLOWCAKE
Concentré d'uranium à environ 80 %.

ZIRCONIUM
Métal de transition (comme le Titane) découvert en 1824 par Berzélius, le Zirconium a le numéro 40 dans la table périodique des éléments. Ses qualités de tenue mécanique et de résistance à la corrosion par l'eau à haute température, jointes à sa très faible absorption des neutrons thermiques, en ont fait la base des alliages utilisés pour le gainage des éléments combustibles de réacteurs à eau.

ZONE DE CONFINEMENT
Dans la construction d'une installation où seront présentes des matières radioactives, on interpose entre ces matières et l'extérieur plusieurs barrières de confinement successives, constituant ainsi des zones séparées, appelées "zones de confinement".