

# Comptes consolidés

au 31 décembre 2008



<b>Comptes de résultat consolidés</b>	<b>8</b>	<b>Note 4 Opérations majeures de croissance externe</b>	<b>35</b>
<b>Bilans consolidés</b>	<b>9</b>	4.1 BRITISH ENERGY	35
<b>Tableaux de flux de trésorerie consolidés</b>	<b>10</b>	4.2 CONSTELLATION ENERGY GROUP (CEG)	38
<b>Variations des capitaux propres consolidés</b>	<b>11</b>	<b>Note 5 Autres opérations ou événements majeurs</b>	<b>39</b>
<b>Annexe aux comptes consolidés</b>	<b>12</b>	5.1 ÉVÉNEMENTS SURVENUS EN 2008	39
<b>Note 1 Référentiel comptable du Groupe</b>	<b>12</b>	5.2 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE 2007	41
1.1 DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE	12	<b>Note 6 Évolutions du périmètre de consolidation</b>	<b>42</b>
1.2 ÉVOLUTION DES PRINCIPES COMPTABLES AU 1 <sup>ER</sup> JANVIER 2008	13	6.1 ÉVOLUTIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU COURS DE L'EXERCICE 2008	42
<b>Note 2 Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation</b>	<b>14</b>	6.2 ÉVOLUTIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU COURS DE L'EXERCICE 2007	42
2.1 BASES D'ÉVALUATION	15	<b>Note 7 Informations sectorielles</b>	<b>43</b>
2.2 JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION DU GROUPE	15	7.1 INFORMATIONS PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE	43
2.3 MÉTHODES DE CONSOLIDATION	16	7.2 PRODUITS PROVENANT DES VENTES À DES CLIENTS EXTERNES PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE SUR LA BASE DE LA LOCALISATION DES CLIENTS	46
2.4 RÈGLES DE PRÉSENTATION DES ÉTATS FINANCIERS	17	7.3 INFORMATIONS PAR SECTEURS D'ACTIVITÉ	46
2.5 MÉTHODES DE CONVERSION	17	<b>Note 8 Chiffre d'affaires</b>	<b>47</b>
2.6 PARTIES LIÉES	18	<b>Note 9 Achats de combustibles et d'énergie</b>	<b>47</b>
2.7 CHIFFRE D'AFFAIRES	18	<b>Note 10 Autres consommations externes</b>	<b>48</b>
2.8 IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS	18	<b>Note 11 Obligations contractuelles et engagements</b>	<b>48</b>
2.9 GOODWILL ET REGROUPEMENTS D'ENTREPRISES	19	11.1 ENGAGEMENTS D'ACHATS	48
2.10 AUTRES ACTIFS INCORPORELS	19	11.2 ENGAGEMENTS DE LIVRAISON D'ÉLECTRICITÉ	50
2.11 IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS, IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES	20	11.3 GARANTIES ET ENGAGEMENTS RELATIFS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION	50
2.12 CONTRATS DE CONCESSION	21	11.4 OBLIGATIONS ET ENGAGEMENTS EN MATIÈRE DE LOCATION SIMPLE	51
2.13 ACTIVITÉS DE PROSPECTION, D'EXPLORATION ET DE PRODUCTION D'HYDROCARBURES	22	<b>Note 12 Charges de personnel</b>	<b>52</b>
2.14 CONTRATS DE LOCATION	22	12.1 CHARGES DE PERSONNEL	52
2.15 PERTES DE VALEUR DES GOODWILL OU DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES OU CORPORELLES	23	12.2 EFFECTIFS MOYENS	53
2.16 ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS	23	<b>Note 13 Autres produits et charges opérationnels</b>	<b>53</b>
2.17 STOCKS ET EN-COURS	26	<b>Note 14 Prolongation du TaRTAM – Loi du 4 août 2008</b>	<b>54</b>
2.18 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	27	<b>Note 15 Pertes de valeur / reprises</b>	<b>55</b>
2.19 TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	27	<b>Note 16 Autres produits et charges d'exploitation</b>	<b>55</b>
2.20 CAPITAUX PROPRES	27	<b>Note 17 Résultat financier</b>	<b>56</b>
2.21 ACTIONS PROPRES	27	17.1 COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	56
2.22 PROVISIONS	28	17.2 CHARGE D'ACTUALISATION	56
2.23 AVANTAGES DU PERSONNEL	28	17.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	57
2.24 PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	29	<b>Note 18 Impôts sur les résultats</b>	<b>58</b>
2.25 SUBVENTIONS D'INVESTISSEMENT	30	18.1 VENTILATION DE LA CHARGE D'IMPÔT	58
2.26 DÉPENSES ENVIRONNEMENTALES	31	18.2 RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE ET DE LA CHARGE D'IMPÔT EFFECTIVE	59
2.27 RÉSULTAT NET PAR ACTION ET RÉSULTAT NET DILUÉ PAR ACTION	31	18.3 VENTILATION DES ACTIFS ET DES PASSIFS D'IMPÔT DIFFÉRÉ PAR NATURE	60
2.28 ACTIFS ET PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE ET ACTIVITÉS ABANDONNÉES	31	18.4 DÉFICITS REPORTABLES ET CRÉDITS D'IMPÔT	60
<b>Note 3 Événements réglementaires survenus en France en 2008</b>	<b>32</b>	18.5 IMPÔT CONSTATÉ EN CAPITAUX PROPRES	60
3.1 RÉFORME DU RÉGIME DE RETRAITE DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUES ET GAZIÈRES EN FRANCE	32	<b>Note 19 Goodwill</b>	<b>61</b>
3.2 PROLONGATION DE LA DURÉE D'APPLICATION DU TARIF RÉGLEMENTÉ TRANSITOIRE D'AJUSTEMENT DU MARCHÉ (TaRTAM)	34		
3.3 LOIS SRU UH (RELATIVES À LA SOLIDARITÉ ET AU RENOUVELLEMENT URBAIN – URBANISME ET HABITAT)	34		
3.4 LOIS RELATIVES À L'EAU ET À LA FORCE HYDRAULIQUE	34		

<b>Note 20</b>	<b>Autres actifs incorporels</b>	<b>62</b>	<b>32.3</b>	PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET POUR DERNIERS CŒURS	<b>81</b>
20.1	AU 31 DÉCEMBRE 2008	62	32.4	SÉCURISATION DU FINANCEMENT DES OBLIGATIONS DE LONG TERME AU TITRE DES INSTALLATIONS NUCLÉAIRES D'EDF	<b>83</b>
20.2	AU 31 DÉCEMBRE 2007	62	32.5	AVANTAGES DU PERSONNEL	<b>84</b>
<b>Note 21</b>	<b>Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France</b>	<b>63</b>	32.6	AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS ÉVENTUELS	<b>88</b>
21.1	VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	63	<b>Note 33</b>	<b>Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France sur biens existants et sur biens à renouveler</b>	<b>90</b>
21.2	VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS)	63	<b>Note 34</b>	<b>Passifs financiers courants et non courants</b>	<b>90</b>
<b>Note 22</b>	<b>Immobilisations en concessions des autres activités</b>	<b>64</b>	34.1	RÉPARTITION COURANT / NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS	<b>90</b>
22.1	VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	64	34.2	EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	<b>91</b>
22.2	VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS ET FINANCÉES PAR LOCATION-FINANCEMENT)	64	34.3	ENDETTEMENT FINANCIER NET	<b>93</b>
<b>Note 23</b>	<b>Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre</b>	<b>65</b>	34.4	ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	<b>94</b>
23.1	VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	65	34.5	GARANTIES SUR EMPRUNTS	<b>94</b>
23.2	VARIATION DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS ET FINANCÉES PAR LOCATION-FINANCEMENT)	66	<b>Note 35</b>	<b>Gestion des risques financiers</b>	<b>95</b>
23.3	OBLIGATIONS ET ENGAGEMENTS EN MATIÈRE DE CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT	67	<b>Note 36</b>	<b>Instruments dérivés et comptabilité de couverture</b>	<b>96</b>
<b>Note 24</b>	<b>Titres mis en équivalence</b>	<b>67</b>	36.1	COUVERTURE DE JUSTE VALEUR	<b>96</b>
<b>Note 25</b>	<b>Actifs financiers courants et non courants</b>	<b>68</b>	36.2	COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE	<b>96</b>
25.1	RÉPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	68	36.3	COUVERTURE D'INVESTISSEMENTS NETS À L'ÉTRANGER	<b>97</b>
25.2	VARIATION DES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS HORS DÉRIVÉS	69	36.4	IMPACT DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE EN CAPITAUX PROPRES	<b>97</b>
25.3	DÉTAIL DES ACTIFS FINANCIERS	69	36.5	COUVERTURE DE JUSTE VALEUR LIÉES AUX MATIÈRES PREMIÈRES	<b>99</b>
25.4	JUSTE VALEUR DES ACTIFS FINANCIERS COMPTABILISÉS AU COÛT AMORTI	71	<b>Note 37</b>	<b>Instruments dérivés non comptabilisés en couverture</b>	<b>100</b>
25.5	ENGAGEMENTS LIÉS AUX INVESTISSEMENTS	72	37.1	DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	<b>100</b>
<b>Note 26</b>	<b>Stocks</b>	<b>73</b>	37.2	DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	<b>101</b>
<b>Note 27</b>	<b>Clients et comptes rattachés</b>	<b>74</b>	37.3	CONTRATS DÉRIVÉS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE	<b>102</b>
<b>Note 28</b>	<b>Autres débiteurs</b>	<b>74</b>	<b>Note 38</b>	<b>Autres créditeurs</b>	<b>103</b>
<b>Note 29</b>	<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>	<b>75</b>	<b>Note 39</b>	<b>Contribution des coentreprises</b>	<b>103</b>
<b>Note 30</b>	<b>Actifs et passifs détenus en vue de leur vente</b>	<b>75</b>	<b>Note 40</b>	<b>Parties liées</b>	<b>104</b>
<b>Note 31</b>	<b>Capitaux propres</b>	<b>76</b>	40.1	TRANSACTIONS AVEC LES SOCIÉTÉS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION	<b>104</b>
31.1	CAPITAL SOCIAL	76	40.2	RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT	<b>105</b>
31.2	ACTIONS PROPRES	76	40.3	RÉMUNÉRATION DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION	<b>105</b>
31.3	DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES	76	<b>Note 41</b>	<b>Environnement</b>	<b>106</b>
31.4	RÉSULTAT NET ET RÉSULTAT NET DILUÉ PAR ACTION	77	41.1	QUOTAS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE	<b>106</b>
31.5	GESTION DU CAPITAL	77	41.2	CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE	<b>106</b>
<b>Note 32</b>	<b>Provisions</b>	<b>78</b>	41.3	CERTIFICATS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE	<b>106</b>
32.1	RÉPARTITION COURANT / NON COURANT DES PROVISIONS	78	<b>Note 42</b>	<b>Événements postérieurs à la clôture</b>	<b>107</b>
32.2	PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	78	42.1	ATEL	<b>107</b>
			42.2	BRITISH ENERGY	<b>107</b>
			42.3	LANCEMENTS D'EMPRUNTS OBLIGATAIRES	<b>107</b>
			42.4	CONSTRUCTION D'UN SECOND EPR	<b>107</b>
			<b>Note 43</b>	<b>Périmètre de consolidation</b>	<b>108</b>

## Comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2008	2007
Chiffre d'affaires	8	64 279	59 637
Achats de combustibles et d'énergie	9	(27 022)	(23 215)
Autres consommations externes	10	(10 258)	(9 797)
Charges de personnel	12	(10 476)	(9 938)
Impôts et taxes		(3 171)	(3 236)
Autres produits et charges opérationnels	13	2 083	1 759
Prolongation du TaRTAM - Loi du 4 août 2008	14	(1 195)	-
<b>Excédent brut d'exploitation</b>		<b>14 240</b>	<b>15 210</b>
Dotations aux amortissements		(5 713)	(5 628)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(526)	(504)
(Pertes de valeur) / reprises	15	(115)	(150)
Autres produits et charges d'exploitation	16	25	1 063
<b>Résultat d'exploitation</b>		<b>7 911</b>	<b>9 991</b>
Coût de l'endettement financier brut <sup>(1)</sup>	17.1	(1 657)	(1 605)
Charge d'actualisation	17.2	(2 797)	(2 632)
Autres produits et charges financiers <sup>(1)</sup>	17.3	1 287	1 703
<b>Résultat financier</b>	17	<b>(3 167)</b>	<b>(2 534)</b>
<b>Résultat avant impôts des sociétés intégrées</b>		<b>4 744</b>	<b>7 457</b>
Impôts sur les résultats	18	(1 561)	(1 841)
Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence	24	352	168
Résultat net des activités en cours d'abandon		-	9
<b>Résultat net consolidé</b>		<b>3 535</b>	<b>5 793</b>
dont résultat net part des minoritaires		135	175
<b>DONT RÉSULTAT NET PART DU GROUPE</b>		<b>3 400</b>	<b>5 618</b>
<b>Résultat net part du Groupe par action :</b>			
Résultat par action en euro	31.4	1,87	3,08
Résultat dilué par action en euro	31.4	1,87	3,08

(1) Un reclassement des montants présents au 31 décembre 2007 a été effectué afin de compenser le gain de change de 113 millions d'euros portant sur la dette finançant les filiales anglaises inscrit en coût de l'endettement financier brut avec les variations de juste valeur et le résultat de change relatifs à des instruments de couverture économiques de cette dette figurant dans la rubrique « Autres produits et charges financiers » (voir note 17.3).

## Bilans consolidés

<b>ACTIF</b> (en millions d'euros)	Notes	31.12.2008	31.12.2007
Goodwill	19	6 807	7 266
Autres actifs incorporels	20	3 076	2 421
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	21	41 213	39 982
Immobilisations en concessions des autres activités	22	26 957	27 151
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	23	39 245	37 808
Titres mis en équivalence	24	2 819	2 530
Actifs financiers non courants	25	18 103	15 805
Impôts différés	18	2 912	1 609
<b>Actif non courant</b>		<b>141 132</b>	<b>134 572</b>
Stocks	26	9 290	8 678
Clients et comptes rattachés	27	19 144	16 100
Actifs financiers courants	25	15 329	14 876
Actifs d'impôts courants	18	992	376
Autres débiteurs	28	8 530	5 243
Trésorerie et équivalents de trésorerie	29	5 869	6 035
<b>Actif courant</b>		<b>59 154</b>	<b>51 308</b>
<b>Actifs détenus en vue de la vente</b>	30	<b>2</b>	<b>269</b>
<b>TOTAL DE L'ACTIF</b>		<b>200 288</b>	<b>186 149</b>

<b>PASSIF</b> (en millions d'euros)	Notes	31.12.2008	31.12.2007
Capital	31	911	911
Réserves et résultats consolidés		22 147	26 299
<b>Capitaux propres - part du Groupe</b>		<b>23 058</b>	<b>27 210</b>
Intérêts minoritaires		1 784	1 586
<b>Total des capitaux propres</b>		<b>24 842</b>	<b>28 796</b>
Provisions pour aval du cycle nucléaire	32.2	14 686	16 699
Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs	32.3	13 886	13 097
Provisions pour avantages du personnel	32.5	12 890	12 240
Autres provisions	32.6	1 953	2 002
<b>Provisions non courantes</b>	32.1	<b>43 415</b>	<b>44 038</b>
Droits des concédants sur les biens en concessions de distribution publique d'électricité en France existants	33	19 025	18 227
Droits des concédants sur les biens en concessions de distribution publique d'électricité en France à renouveler	33	19 491	18 730
Passifs financiers non courants	34.1	25 584	17 607
Autres créditeurs	38	5 628	5 624
Impôts différés	18	4 086	4 435
<b>Passif non courant</b>		<b>117 229</b>	<b>108 661</b>
Provisions	32.1	4 722	4 696
Fournisseurs et comptes rattachés		13 957	9 867
Passifs financiers courants	34.1	18 958	16 918
Dettes d'impôts courants		383	391
Autres créditeurs	38	20 197	16 706
<b>Passif courant</b>		<b>58 217</b>	<b>48 578</b>
<b>Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente</b>	30	<b>-</b>	<b>114</b>
<b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF</b>		<b>200 288</b>	<b>186 149</b>

## Tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2008	2007
<b>Opérations d'exploitation :</b>			
<b>Résultat avant impôt des sociétés intégrées</b>		<b>4 744</b>	<b>7 457</b>
Pertes de valeurs / (reprises)	15	115	150
Amortissements, provisions et variation de juste valeur		4 673	6 130
Produits et charges financiers		1 174	642
Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence		110	130
Plus- ou moins-values de cession		(245)	(860)
Variation du besoin en fonds de roulement		(211)	(269)
<b>Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation</b>		<b>10 360</b>	<b>13 380</b>
Frais financiers nets décaissés		(1 068)	(921)
Impôts sur le résultat payés		(1 720)	(2 237)
<b>Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles</b>		<b>7 572</b>	<b>10 222</b>
<b>Opérations d'investissement :</b>			
Acquisitions / cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée)	6	(281)	253
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles	20, 21, 22, 23	(9 703)	(7 490)
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	20, 21, 22, 23	214	229
Variations d'actifs financiers	25	(6 895)	1 580
<b>Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement</b>		<b>(16 665)</b>	<b>(5 428)</b>
<b>Opérations de financement :</b>			
Émissions d'emprunts	34	15 717	7 059
Remboursements d'emprunts	34	(4 882)	(6 357)
Dividendes versés par EDF	31.3	(2 438)	(3 170)
Dividendes versés aux minoritaires		(90)	(90)
Augmentation de capital souscrite par les minoritaires <sup>(1)</sup>		249	178
Augmentation des passifs spécifiques des concessions	33	285	238
Subventions d'investissement		150	32
Actions propres		(180)	(6)
<b>Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement</b>		<b>8 811</b>	<b>(2 116)</b>
<b>Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>		<b>(282)</b>	<b>2 678</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture</b>		<b>6 035</b>	<b>3 308</b>
Incidence des variations de change		(79)	(42)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		188	96
Incidence des autres reclassements		7	(5)
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE</b>		<b>5 869</b>	<b>6 035</b>

(1) Dont EDF Énergies Nouvelles : 248 millions d'euros.

## Variations des capitaux propres consolidés

	Capital	Réserves consolidées et résultat	Actions propres	Différences de conversion	Écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers	Capitaux propres part du Groupe	Intérêts minoritaires	Total capitaux propres
<i>(en millions d'euros)</i>								
<b>Capitaux propres au 31 décembre 2006</b>	<b>911</b>	<b>21 776</b>	<b>-</b>	<b>310</b>	<b>312</b>	<b>23 309</b>	<b>1 490</b>	<b>24 799</b>
Variations de juste valeur des actifs disponibles à la vente <sup>(1)</sup> :								
- dont variation de juste valeur enregistrée en capitaux propres	-	-	-	-	493	493	1	494
- dont variation de juste valeur transférée en résultat	-	-	-	-	(200)	(200)	-	(200)
Variations de juste valeur des instruments financiers de couverture <sup>(2)</sup> :								
- dont variation de juste valeur enregistrée en capitaux propres	-	-	-	-	720	720	1	721
- dont variation de juste valeur transférée en résultat	-	-	-	-	827	827	-	827
Différences de conversion	-	-	-	(450)	-	(450)	21	(429)
<b>Résultat directement reconnu en capitaux propres</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(450)</b>	<b>1 840</b>	<b>1 390</b>	<b>23</b>	<b>1 413</b>
Résultat	-	5 618	-	-	-	5 618	175	5 793
<b>Total des charges et produits de la période</b>	<b>-</b>	<b>5 618</b>	<b>-</b>	<b>(450)</b>	<b>1 840</b>	<b>7 008</b>	<b>198</b>	<b>7 206</b>
Dividendes distribués	-	(3 170)	-	-	-	(3 170)	(90)	(3 260)
Rachats d'actions propres	-	-	(38)	-	-	(38)	-	(38)
Cessions d'actions propres	-	-	32	-	-	32	-	32
Autres variations	-	42	-	22	5	69	(12)	57
<b>Capitaux propres au 31 décembre 2007</b>	<b>911</b>	<b>24 266</b>	<b>(6)</b>	<b>(118)</b>	<b>2 157</b>	<b>27 210</b>	<b>1 586</b>	<b>28 796</b>
Variations de juste valeur des actifs disponibles à la vente <sup>(1)</sup> :								
- dont variation de juste valeur enregistrée en capitaux propres	-	-	-	-	(2 284)	(2 284)	-	(2 284)
- dont variation de juste valeur transférée en résultat	-	-	-	-	(54)	(54)	-	(54)
Variations de juste valeur des instruments financiers de couverture <sup>(2)</sup> :								
- dont variation de juste valeur enregistrée en capitaux propres	-	-	-	-	(1 455)	(1 455)	(17)	(1 472)
- dont variation de juste valeur transférée en résultat	-	-	-	-	247	247	-	247
Différences de conversion <sup>(5)</sup>	-	-	-	(1 528)	-	(1 528)	(50)	(1 578)
<b>Résultat directement reconnu en capitaux propres</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(1 528)</b>	<b>(3 546)</b>	<b>(5 074)</b>	<b>(67)</b>	<b>(5 141)</b>
Résultat	-	3 400	-	-	-	3 400	135	3 535
<b>Total des charges et produits de la période</b>	<b>-</b>	<b>3 400</b>	<b>-</b>	<b>(1 528)</b>	<b>(3 546)</b>	<b>(1 674)</b>	<b>68</b>	<b>(1 606)</b>
Dividendes distribués <sup>(3)</sup>	-	(2 438)	-	-	-	(2 438)	(91)	(2 529)
Rachats d'actions propres	-	-	(441)	-	-	(441)	-	(441)
Cessions d'actions propres	-	-	261	-	-	261	-	261
Autres variations <sup>(4)</sup>	-	136	-	6	(2)	140	221	361
<b>CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2008</b>	<b>911</b>	<b>25 364</b>	<b>(186)</b>	<b>(1 640)</b>	<b>(1 391)</b>	<b>23 058</b>	<b>1 784</b>	<b>24 842</b>

(1) Ces variations correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché ainsi qu'aux transferts en résultat de la variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente. Elles concernent essentiellement EDF et EnBW. En 2008, elles reflètent les effets de la crise des marchés financiers (voir note 25.3.2).

(2) Ces variations correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché des instruments financiers de couverture ainsi qu'aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats dénoués. Au 31 décembre 2007, la variation positive de 1 547 millions d'euros reflétait notamment le recyclage en résultat des contrats d'EDF Energy en cours à fin 2006 et arrivés à échéance en 2007. Au 31 décembre 2008, la variation négative de 1 208 millions d'euros s'explique essentiellement par le recyclage en résultat des contrats arrivés à échéance en 2008 et par l'évolution des prix observée en fin d'année sur les marchés de l'énergie qui a induit des variations de juste valeur sur les contrats de charbon, d'électricité et de produits pétroliers documentés en couverture principalement chez EDF, EDF Energy, EnBW et Edison pour (1 998) millions d'euros. Elle intègre également pour 563 millions d'euros l'effet des couvertures d'investissement net à l'étranger souscrites par EDF et EDF International.

(3) Dont : acomptes sur dividendes : 1 164 millions d'euros et solde du dividende 2007 : 1 274 millions d'euros.

(4) Les autres variations de capitaux propres de l'exercice 2008 incluent à hauteur de 248 millions d'euros l'augmentation de capital d'EDF Énergies Nouvelles souscrite par les minoritaires.

(5) Les différences de conversion de l'exercice concernent principalement la dépréciation de la livre sterling vis-à-vis de l'euro.

## Annexe aux comptes consolidés

Électricité de France (EDF ou la « Société ») est une société anonyme de droit français, domiciliée en France.

Les comptes consolidés de la Société comprennent ceux de la Société et de ses filiales ainsi que la quote-part dans les coentreprises ou les entreprises associées (l'ensemble économique étant désigné comme le « Groupe »).

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production, le transport, la distribution, la commercialisation et le négoce d'énergies.

Les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2008 ont été établis sous la responsabilité du conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 11 février 2009. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'assemblée générale qui se tiendra le 20 mai 2009.

## Note 1 Référentiel comptable du Groupe

# 1

**1.1** Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe

P.12

**1.2** Évolution des principes comptables au 1<sup>er</sup> janvier 2008

P.13

## 1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2008 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2008. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*),

IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les comptes consolidés de l'exercice 2008 sont présentés avec en comparatif l'exercice 2007 établi selon le même référentiel.

## 1.2 Évolution des principes comptables au 1<sup>er</sup> janvier 2008

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2008 sont identiques à celles utilisées par le Groupe au 31 décembre 2007.

En effet, deux textes ont été adoptés par l'Union européenne pour application en 2008 :

- l'interprétation IFRIC 11, intitulée IFRS 2 « Actions propres et transactions intra-groupe » qui avait été appliquée par anticipation dès 2007 ;
- l'amendement IAS 39 – IFRS 7 « Reclassement des actifs financiers » adopté par l'Union européenne le 16 octobre 2008 pour application possible dès le 1<sup>er</sup> juillet 2008, qui ne s'applique pas à EDF, donc n'a pas d'effet sur les comptes du Groupe.

S'agissant des normes adoptées par l'Union européenne en 2007 et 2008 et dont l'application n'est pas obligatoire en 2008, le Groupe a décidé de ne pas appliquer par anticipation :

- la norme IAS 1 « Présentation des états financiers », version révisée ;
- la norme IFRS 8 « Segments opérationnels » ; cette norme, qui remplace IAS 14, impose de présenter la performance financière et les segments opérationnels de l'entité tels qu'ils sont régulièrement examinés par la direction ;
- l'amendement à la norme IAS 23 « Coûts d'emprunts » qui supprime l'option permettant de comptabiliser immédiatement en charges les coûts d'emprunts directement attribués à l'acquisition, la construction ou la production d'un actif qualifié et impose donc leur capitalisation dans les coûts de l'actif ;
- l'amendement à la norme IFRS 2 « Conditions d'acquisition des droits et annulations » ;
- l'interprétation IFRIC 13 « Programme de fidélité des clients » ;
- l'interprétation IFRIC 14 « IAS 19 – Limitation de l'actif au titre de prestations définies, obligations de financement minimum et leur interaction ».

Ces normes, amendements et interprétations seront d'application obligatoire à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2009. Leur impact potentiel est en cours d'évaluation.

En outre, le Groupe a décidé de ne pas appliquer par anticipation les textes suivants qui doivent faire l'objet d'une approbation par l'Union européenne en 2009 :

- IFRS 1 « Première application des normes IFRS », version révisée ;
- amendement à la norme IAS 27 « États financiers consolidés et individuels », version révisée ;
- amendements à IAS 32 et à IAS 1 intitulés « Instruments financiers remboursables par anticipation à la juste valeur et obligations liées à la liquidation » ;
- IFRS 3 « Regroupements d'entreprises », version révisée ;
- amendements IFRS 1 – IAS 27 « Coûts d'un investissement dans une filiale, une entité contrôlée conjointement ou une entreprise associée » ;
- amendements à IAS 39 « Instruments financiers : comptabilisation et évaluation – Éléments couverts éligibles » ;
- IFRIC 12 « Accords de concession de services » (cette interprétation fait l'objet d'un développement spécifique en note 2.12.1) ;
- IFRIC 15 « Accords pour la construction d'un bien immobilier » ;
- IFRIC 16 « Couverture d'un investissement net dans une activité à l'étranger » ;
- IFRIC 17 « Distribution d'actifs non monétaires aux propriétaires » ;
- IFRIC 18 « Comptabilisation des actifs reçus des clients ».

L'impact potentiel de l'ensemble de ces normes, amendements et interprétations reste en cours d'évaluation.

# Note 2

## Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation

<b>2.1</b> Bases d'évaluation	15
<b>2.2</b> Jugements et estimations de la Direction du Groupe	15
<b>2.3</b> Méthodes de consolidation	16
<b>2.4</b> Règles de présentation des états financiers	17
<b>2.5</b> Méthodes de conversion	17
<b>2.6</b> Parties liées	18
<b>2.7</b> Chiffre d'affaires	18
<b>2.8</b> Impôts sur les résultats	18
<b>2.9</b> Goodwill et regroupements d'entreprises	19
<b>2.10</b> Autres actifs incorporels	19
<b>2.11</b> Immobilisations en concessions, immobilisations de production et autres immobilisations corporelles	20
<b>2.12</b> Contrats de concession	21
<b>2.13</b> Activités de prospection, d'exploration et de production d'hydrocarbures	22
<b>2.14</b> Contrats de location	22
<b>2.15</b> Pertes de valeur des goodwill ou des immobilisations incorporelles ou corporelles	23
<b>2.16</b> Actifs et passifs financiers	23
<b>2.17</b> Stocks et en-cours	26
<b>2.18</b> Clients et comptes rattachés	27
<b>2.19</b> Trésorerie et équivalents de trésorerie	27
<b>2.20</b> Capitaux propres	27
<b>2.21</b> Actions propres	27
<b>2.22</b> Provisions	28
<b>2.23</b> Avantages du personnel	28
<b>2.24</b> Passifs spécifiques des concessions	29
<b>2.25</b> Subventions d'investissement	30
<b>2.26</b> Dépenses environnementales	31
<b>2.27</b> Résultat net par action et résultat net dilué par action	31
<b>2.28</b> Actifs et passifs détenus en vue de leur vente et activités abandonnées	31

Les méthodes comptables exposées ci-dessous ont été appliquées d'une façon permanente à l'ensemble des périodes présentées dans les états financiers consolidés.

---

## 2.1 Bases d'évaluation

---

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique à l'exception de certains instruments financiers et d'actifs financiers disponibles à la vente qui sont comptabilisés suivant la convention de la juste valeur.

Les méthodes utilisées pour évaluer la juste valeur de ces instruments sont présentées en note 2.16.

---

## 2.2 Jugements et estimations de la Direction du Groupe

---

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer des estimations actuelles.

Les principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont décrites ci-après. Toute modification d'hypothèses sur ces domaines pourrait avoir un impact significatif compte tenu de leur importance dans les états financiers du groupe EDF.

### 2.2.1 Provisions nucléaires

---

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme ainsi qu'aux échéanciers de décaissements. Une ré-estimation est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe. Si ces ré-estimations conduisaient à constater des écarts significatifs, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

Le montant de ces provisions s'élève à 29 018 millions d'euros au 31 décembre 2008 (30 484 millions d'euros au 31 décembre 2007).

Une modification des taux d'actualisation serait considérée comme un changement d'estimation au même titre qu'un changement d'échéancier de décaissement ou qu'un changement de devis dont les effets seraient enregistrés :

- sur les actifs correspondants lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif ;
  - en résultat dans les autres cas ;
- et pourrait avoir un impact significatif sur les états financiers du Groupe.

### 2.2.2 Retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

---

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles aux hypothèses de taux d'actualisation et de taux d'augmentation des salaires ainsi qu'à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues.

Les provisions enregistrées à ce titre au 31 décembre 2008 s'élèvent à 13 719 millions d'euros (13 763 millions d'euros au 31 décembre 2007).

Des analyses de sensibilité sont présentées en note 32.5.

### 2.2.3 Dépréciation des goodwill et pertes de valeur des actifs à long terme

---

Les tests de dépréciation de goodwill et des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme. Compte tenu de ces sensibilités, le Groupe révisé ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour.

La valeur nette des goodwill des filiales et coentreprises, au 31 décembre 2008, est de 6 807 millions d'euros (7 266 millions d'euros au 31 décembre 2007).

### 2.2.4 Instruments financiers

---

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché (contrats d'énergies essentiellement), le Groupe utilise des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses soumises à des aléas, dont la modification pourrait avoir un impact significatif sur les comptes.

### 2.2.5 Énergie et acheminement en compteurs

Comme précisé en note 2.7, les quantités d'énergie livrée non relevée non facturée sont déterminées en date d'arrêt à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. Ces statistiques et estimations sont sensibles aux hypothèses retenues pour déterminer la quote-part de chiffre d'affaires non facturée en date d'arrêt de comptes.

### 2.2.6 Évaluation des obligations sur les biens à renouveler au titre des concessions de distribution publique en France

Compte tenu des spécificités des contrats de concession de distribution publique d'électricité en France, le Groupe a privilégié, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler, une évaluation consistant à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de comptes rendus annuels d'activité. Une approche alternative consisterait à évaluer les obligations sur la base d'une valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle. Les effets qu'aurait eu l'adoption de cette dernière approche

sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 2.24. Quelle que soit la méthode d'évaluation retenue, l'évaluation du passif des concessions sur les biens à renouveler est notamment sujette à des aléas en termes de coûts et de dates de décaissements.

### 2.2.7 Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM)

Pour évaluer la contribution à sa charge dans le cadre de l'application du Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché défini dans les lois du 7 décembre 2006 et du 4 août 2008, le Groupe retient différentes hypothèses à partir des meilleures informations et prévisions disponibles pour apprécier notamment le volume des clients souhaitant bénéficier du tarif d'ajustement, l'évolution des prix de l'électricité sur le marché et la quote-part de financement de ce dispositif par la contribution au service public de l'électricité (CSPE) à chaque date d'arrêt.

### 2.2.8 Autres jugements de la Direction

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses revêt également une importance particulière pour l'évaluation des montants de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) à recevoir au titre de l'exercice et pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

## 2.3 Méthodes de consolidation

Les filiales sont les sociétés dans lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif et sont consolidées par la méthode de l'intégration globale. Le contrôle exclusif est le pouvoir, direct ou indirect, de diriger les politiques financières et opérationnelles d'une entreprise afin de tirer avantage de ses activités. Il y a présomption de contrôle exclusif lorsque la détention, directe et indirecte, est supérieure à 50 % des droits de vote. Pour apprécier le contrôle, les droits de vote potentiels exerçables à la date de clôture, y compris par une autre partie, sont pris en considération.

Les coentreprises sont les sociétés sur lesquelles le Groupe exerce un contrôle conjoint et sont consolidées par la méthode de l'intégration proportionnelle, en fonction du pourcentage d'intérêt du Groupe. Le contrôle conjoint est le partage du contrôle d'une entreprise exploitée en commun par un nombre limité d'associés ou d'actionnaires, de sorte que les politiques financières et opérationnelles résultent de leur accord conjoint.

Les entreprises associées désignent les entités dans lesquelles le Groupe exerce une influence notable sur les politiques financières et opérationnelles sans en

avoir le contrôle. L'influence notable est présumée lorsque la participation du Groupe est supérieure ou égale à 20 %. Les entreprises associées sont consolidées par la méthode de la mise en équivalence. Les titres mis en équivalence sont inscrits au bilan à leur coût historique corrigé de la quote-part de situation nette générée après l'acquisition, diminué des pertes de valeur. La quote-part de résultat de la période est présentée dans la ligne « Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence » du compte de résultat.

Les résultats des sociétés acquises au cours de l'exercice sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé du Groupe à compter de la date de prise de contrôle et ce, jusqu'à la date de transfert de ce contrôle en cas de cession.

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

La liste des filiales, coentreprises et entreprises associées est présentée en note 43.

---

## 2.4 Règles de présentation des états financiers

---

Les actifs et passifs de nature ou de fonction dissemblables sont présentés séparément.

Les actifs et passifs constitutifs du besoin en fonds de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courants. Les autres actifs et passifs sont classés en courants d'une part, non courants d'autre part, selon que leur échéance est à plus ou moins d'un an par rapport à la date de clôture.

Les engagements de rachat d'intérêts minoritaires sur une entité intégrée globalement donnés par une entité du groupe EDF sont présentés en « Autres créiteurs courants et non courants », en contrepartie du goodwill et des intérêts minoritaires.

Le compte de résultat est présenté par nature. La rubrique « Autres produits et charges d'exploitation » placée sous l'excédent brut d'exploitation comprend des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant.

---

## 2.5 Méthodes de conversion

---

### 2.5.1 Monnaie de présentation des comptes

Les états financiers du Groupe sont présentés en euros qui est la monnaie fonctionnelle et la monnaie de présentation d'EDF. Toutes les données financières sont arrondies au million d'euros le plus proche.

### 2.5.2 Monnaie fonctionnelle

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale peut être retenue dès lors qu'elle reflète la devise des principales transactions.

### 2.5.3 Conversion des états financiers des sociétés étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro

Les états financiers des entités étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro sont convertis en euros de la façon suivante :

- les bilans des sociétés étrangères sont convertis en euro au taux de change à la date de clôture ;

- les comptes de résultat et les flux de trésorerie de ces mêmes sociétés sont convertis au taux de change moyen de la période ;
- les écarts résultant de la conversion des états financiers des sociétés étrangères sont portés en capitaux propres sur la ligne « Différences de conversion ».

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

### 2.5.4 Conversion des opérations en devises

En application de la norme IAS 21, les opérations libellées en devises étrangères sont initialement converties et comptabilisées dans la monnaie fonctionnelle de l'entité concernée au cours en vigueur à la date de transaction.

Lors des arrêtés comptables, les actifs et passifs monétaires exprimés en devises sont convertis au taux de clôture à cette même date. Les différences de change correspondantes sont comptabilisées dans le compte de résultat.

## 2.6 Parties liées

Les parties liées comprennent l'État français, les sociétés détenues majoritairement par l'État et certaines de leurs filiales et les sociétés sur lesquelles EDF exerce un contrôle conjoint ou une influence notable, ainsi que les membres des instances de direction et d'administration du Groupe.

## 2.7 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie et des prestations de services. Ces dernières incluent principalement des prestations de transport et de distribution de l'énergie ainsi que les enchères de capacité et d'interconnexion.

Le Groupe constate les ventes quand :

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

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

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

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

Les opérations de négoce sur le marché de l'énergie sont comptabilisées nettes des achats.

Les participations financières perçues des clients par le Groupe lors de leur raccordement au réseau (« tickets de raccordement ») sont enregistrées en produits constatés d'avance et sont rapportées au chiffre d'affaires sur une période fonction de la durée de vie des actifs qu'elles ont contribué à financer ou sur la durée estimée des contrats clients.

## 2.8 Impôts sur les résultats

Les impôts sur les résultats comprennent la charge (le produit) d'impôt exigible et la charge (le produit) d'impôt différé, calculés conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Les impôts exigibles et différés sont comptabilisés en résultat, ou en capitaux propres si ces impôts concernent des éléments imputés directement en capitaux propres.

La charge (le produit) d'impôt exigible est le montant estimé de l'impôt dû au titre du résultat imposable de la période, déterminé en utilisant les taux d'impôt adoptés à la date de clôture.

L'impôt différé résulte des différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et leurs bases fiscales. Cependant, aucun impôt différé n'est constaté pour les différences temporelles générées par :

- un goodwill non déductible fiscalement ;
- la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et qui n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable (perte fiscale) à la date de transaction ;
- des participations dans des filiales, coentreprises et entreprises associées dès lors que le Groupe contrôle la date à laquelle les différences temporelles s'inverseront et qu'il est probable que ces différences ne s'inverseront pas dans un avenir prévisible.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'impôt attendus sur l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif réglé et qui ont été adoptés à la date de clôture. En cas de changement de taux d'impôt, les impositions différées font l'objet d'un ajustement au nouveau taux en vigueur et l'ajustement est imputé au compte de résultat sauf s'il se rapporte à un sous-jacent dont les variations sont des éléments imputés en capitaux propres, notamment au titre de la comptabilisation des instruments de couverture et des actifs disponibles à la vente.

Les impôts différés sont revus à chaque clôture pour tenir compte notamment des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles. Un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable que le Groupe disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels cet actif pourra être imputé dans un horizon prévisible ou, au-delà, d'impôts différés passifs de même maturité.

---

## 2.9 Goodwill et regroupements d'entreprises

---

Les regroupements d'entreprises sont constatés selon la méthode de l'acquisition telle que définie dans la norme IFRS 3. Le coût d'acquisition correspond à la juste valeur des actifs remis, des passifs encourus ou assumés et des instruments de capitaux propres émis par l'acquéreur à la date de l'acquisition auxquels s'ajoutent les coûts annexes directement attribuables à l'acquisition.

### 2.9.1 Détermination des goodwill

---

Les goodwill représentent la différence entre le coût du regroupement d'entreprise et la part d'intérêt du Groupe dans la juste valeur des actifs, passifs et passifs éventuels identifiables de l'entité acquise à la date de prise de contrôle. Lorsqu'il en résulte une différence négative, elle est immédiatement comptabilisée en résultat.

Les justes valeurs des actifs et des passifs et la détermination du goodwill sont définitives au cours des douze mois suivant la date d'acquisition.

En cas d'acquisition d'intérêts minoritaires dans une filiale déjà consolidée par intégration globale, le Groupe enregistre en goodwill la différence entre le prix d'acquisition des intérêts minoritaires et la quote-part de situation nette acquise, sans procéder à la réévaluation des actifs et des passifs acquis.

En cas d'acquisition d'intérêts complémentaires dans une entreprise associée sans qu'il en résulte une prise de contrôle, le Groupe maintient les actifs et les passifs antérieurement acquis à leur valeur dans les comptes consolidés.

### 2.9.2 Évaluation et présentation des goodwill

---

Les goodwill relatifs aux sociétés acquises antérieurement au 1<sup>er</sup> janvier 2004 ont été présentés au bilan, nets des amortissements constatés, conformément à l'option ouverte par la norme IFRS 1.

Les goodwill provenant de l'acquisition de filiales ou de coentreprises sont présentés séparément au bilan. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont présentées sur la ligne « Pertes de valeur » du compte de résultat.

Les goodwill provenant de l'acquisition d'entreprises associées sont inclus dans la valeur comptable de la participation. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont enregistrées dans la ligne « Quote-part de résultat net dans les sociétés mises en équivalence ».

Après leur comptabilisation initiale, les goodwill sont inscrits à leurs coûts diminués des pertes de valeur constatées.

Les goodwill ne sont pas amortis mais font l'objet d'un test de perte de valeur dès l'apparition d'indices de pertes de valeur et au minimum une fois par an selon les modalités décrites en note 2.15.

Lors de la cession de tout ou partie d'une entité du Groupe, la quote-part du goodwill attribuable à la cession est incluse dans le calcul du résultat de cession.

---

## 2.10 Autres actifs incorporels

---

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués de logiciels, de brevets et droits similaires, de droits d'exploitation et de frais de développement, et sont amortis linéairement selon leur durée d'utilité, en général comprise entre 1 et 5 ans.

Ils incluent également les quotas d'émissions de gaz à effet de serre acquis à titre onéreux, mais qui ne sont pas amortis.

### 2.10.1 Dépenses de recherche et de développement

---

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

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

- la faisabilité technique nécessaire à l'achèvement de l'immobilisation incorporelle en vue de sa mise en service ou de sa vente ;
- son intention d'achever l'immobilisation incorporelle et de l'utiliser ou de la vendre ;
- sa capacité à utiliser ou à vendre l'immobilisation incorporelle ;
- la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs probables ;
- la disponibilité de ressources (techniques, financières et autres) appropriées

pour achever le développement et utiliser ou vendre l'immobilisation incorporelle ;

- sa capacité à évaluer de façon fiable les dépenses attribuables à l'immobilisation incorporelle au cours de son développement.

### 2.10.2 Quotas d'émission de gaz à effet de serre

---

Le traitement comptable retenu par le Groupe est le suivant :

- les droits d'émissions acquis à titre onéreux sont comptabilisés en actifs incorporels à leur coût d'acquisition ; lorsque les droits d'émission sont remis gratuitement dans le cadre du plan national d'allocation des quotas (PNAQ) par l'État concerné, ils n'apparaissent pas au bilan ;
- lorsque les émissions réalisées pour l'exercice d'une entité du Groupe sont supérieures aux droits alloués par l'État sous déduction des transactions effectives au comptant ou à terme et encore détenus au titre de l'exercice, une provision est constituée pour couvrir l'excédent d'émissions. Cette provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des droits acquis au comptant ou à terme et pour le solde par référence au prix de marché. Cette provision est soldée lors de la restitution des droits à l'État.

Les achats/ventes à terme de quotas relevant d'une activité de négoce sont comptabilisés selon la norme IAS 39 et valorisés à leur juste valeur à la date du bilan. La variation de juste valeur est enregistrée en résultat.

## 2.10.3 Certificats d'énergie renouvelable

Pour une entité productrice et commercialisatrice ayant une obligation quantifiée de commercialiser de l'énergie renouvelable et n'étant pas en mesure de satisfaire cette obligation en fin d'exercice, le traitement comptable retenu par le Groupe est le suivant :

- les certificats obtenus dans la limite de l'obligation ne sont pas comptabilisés ;
- les certificats acquis à titre onéreux sont comptabilisés en actifs incorporels à leur coût d'acquisition ;

- une provision est constituée au prorata du déficit constaté à la date d'arrêt par rapport à l'obligation ramenée à la période considérée. Cette provision est valorisée en tenant compte successivement du prix d'acquisition des certificats déjà acquis, au comptant ou à terme, du prix de marché ou du prix de la pénalité pour le solde. Cette provision est soldée lors de la restitution des certificats à l'État.

En l'absence d'obligation de commercialisation d'énergie renouvelable, les certificats reçus ou acquis pour revente sont comptabilisés en stocks.

## 2.11 Immobilisations en concessions, immobilisations de production et autres immobilisations corporelles

Les immobilisations du Groupe sont présentées sur trois rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées :

- immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France ;
- immobilisations en concessions des autres activités ;
- immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre.

### 2.11.1 Évaluation initiale

Les immobilisations sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production.

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

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Le coût des immobilisations comprend également les coûts de déconstruction des installations de production et pour les installations nucléaires le coût du dernier cœur. Ces actifs sont comptabilisés en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. À la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 2.22). Ainsi sont inclus dans la valeur des immobilisations :

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

Les pièces de sécurité stratégiques des installations nucléaires constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties au prorata de la durée de vie des installations.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de l'actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant.

Cette approche concerne principalement les coûts des révisions décennales imposées réglementairement pour les centrales nucléaires ainsi que les coûts de grande révision programmée qui sont amortis sur une durée correspondant à l'intervalle entre deux révisions. Elle s'applique également à certaines pièces amorties sur leur durée propre.

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

### 2.11.2 Mode et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle le Groupe prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

Pour les principaux ouvrages, les durées d'utilité estimées sont les suivantes :

- Barrages hydroélectriques : 75 ans
- Matériel électromécanique des usines hydroélectriques : 50 ans
- Centrales thermiques à flamme : 30 à 45 ans
- Installations de production nucléaire : 40 ans\*
- Installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation) : 20 à 45 ans

\* Sous réserve de dispositions réglementaires plus restrictives dans certains pays.

## 2.12 Contrats de concession

### 2.12.1 Méthodes comptables

Le groupe EDF comptabilise les contrats public/privé selon les normes et interprétations IAS 16, IAS 17, IAS 18, IAS 37, IFRS 6, et IFRIC 4 en fonction des spécificités des contrats.

L'IFRIC a publié, en novembre 2006, l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services ». Le processus d'adoption par l'Union européenne s'est poursuivi : l'*Accounting Regulatory Committee* a donné un avis favorable le 6 novembre 2008. L'adoption définitive est attendue en 2009.

Le Groupe a mené une analyse courant 2007 qui lui permet de considérer que lorsque l'interprétation s'appliquera, elle aura un impact limité sur son bilan et son compte de résultat.

### 2.12.2 Concessions en France

En France, le Groupe est concessionnaire de trois types de concessions de service public :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions de Forces Hydrauliques, dont le concédant est l'État ;
- la concession du réseau public de transport dont le concédant est l'État.

#### 2.12.2.1 LES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ

##### CADRE GÉNÉRAL

Depuis la loi du 8 avril 1946, EDF est le concessionnaire unique chargé par la loi de l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France.

Le traitement comptable des concessions repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques. Il prend en compte l'éventualité que le statut de concessionnaire obligé d'EDF puisse un jour être remis en cause.

Ces contrats d'une durée de 20 à 30 ans relèvent généralement d'un cahier des charges type des concessions de 1992 négocié avec la FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et régies) et approuvé par les pouvoirs publics.

##### CONSTATATION DES ACTIFS COMME IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

Les actifs utilisés par EDF dans le cadre de contrats de concession de distribution publique d'électricité en France sont regroupés sur une ligne dédiée de l'actif du bilan, quel que soit leur propriétaire (concédant ou concessionnaire), pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant.

#### 2.12.2.2 LES CONCESSIONS DE FORCES HYDRAULIQUES

Les contrats de concession de Forces Hydrauliques relèvent d'un cahier des charges type approuvé par décret. Les immobilisations affectées au service de la concession comprennent les ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines...), et pour les concessions renouvelées récemment, les ouvrages de production et d'évacuation d'électricité.

Les biens relevant de cette activité sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » pour leur coût d'acquisition. Les évolutions réglementaires récentes liées à la suppression du droit de préférence lors du renouvellement de la concession (voir note 3.4) conduiront à des changements d'estimation qui seront mis en œuvre dans les comptes sur l'exercice 2009.

#### 2.12.2.3 LA CONCESSION DU RÉSEAU PUBLIC DE TRANSPORT

La loi du 10 février 2000 a confié à un service indépendant au sein d'EDF la charge de gérer le réseau public de transport de l'électricité. Ce service a été filialisé, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005, sous le nom de RTE EDF Transport, société intégrée globalement.

Un nouveau cahier des charges type de concession du réseau public de transport a été approuvé par le décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006. L'avenant à la convention du 27 novembre 1958 et portant concession à RTE EDF Transport du réseau public de transport d'électricité a été signé le 30 octobre 2008 ; il prendra fin le 31 décembre 2051.

Les biens affectés à la concession du réseau public de transport sont par la loi propriété de RTE EDF Transport. Ils sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités ».

### 2.12.3 Concessions à l'étranger

Les dispositions relatives aux concessions à l'étranger sont différentes selon les contrats et les législations nationales. Les biens relevant d'une activité de concession à l'étranger sont comptabilisés en « Immobilisations en concession des autres activités », à l'exception des droits de prospection et des dépenses associées à la découverte de ressources minérales qui figurent en immobilisations incorporelles. Les principaux pays concernés sont les suivants :

#### – LE ROYAUME-UNI

EDF Energy est propriétaire de réseaux de distribution publique d'électricité. La filiale détient un monopole sur la zone géographique définie dans la licence et le réseau peut être cédé à sa juste valeur. Les licences peuvent être révoquées, en cas de manquement aux obligations de la licence de distribution, avec un préavis de 25 ans.

#### – L'ALLEMAGNE

Les réseaux de distribution dont EnBW est le concessionnaire lui appartiennent pour la durée de la concession. En cas de non-renouvellement de concession, EnBW peut céder le réseau à sa juste valeur ou à la valeur de remplacement amortie.

### – L'ITALIE

Edison est concessionnaire de sites de production d'hydrocarbures, de sites de stockage de gaz, de réseaux de distribution locale de gaz et de sites de production hydraulique. Il est propriétaire des actifs, à l'exception d'une partie des immobilisations corporelles des sites de production hydraulique qui sont gratuitement cessibles à l'échéance de la concession, par exemple les conduites.

Les actifs de production hydraulique qui sont remis gratuitement à la fin de la concession sont amortis sur la durée de la concession.

Les sites de production d'hydrocarbures sont comptabilisés conformément aux règles applicables à ce secteur (note 2.13).

Les actifs relatifs aux sociétés d'exploration-production ainsi que les concessions d'hydrocarbures d'Edison sont amortis selon la méthode de l'unité de production ; les dépenses qui sont associées à la découverte de ressources minérales spécifiques sont amorties sur l'exercice.

## 2.13 Activités de prospection, d'exploration et de production d'hydrocarbures

Le Groupe applique la norme IFRS 6 « Prospection et évaluation de ressources minérales ».

Les dépenses d'exploration et les coûts engagés dans le cadre d'études géologiques, de tests d'exploration, de repérages géologiques ou géophysiques ainsi que les coûts associés aux forages exploratoires sont constatés en actifs incorporels et intégralement amortis sur l'année où ils sont exposés.

Les coûts de développement associés aux puits exploitables commercialement ainsi que les investissements d'extraction et de stockage des hydrocarbures sont comptabilisés en « Immobilisations de production et autres immobilisations du domaine propre » ou en « Immobilisations en concessions des autres activités » selon qu'ils relèvent ou non d'une activité concédée.

Ils sont amortis selon la méthode à l'unité de production (UOP – « unit of production method »).

## 2.14 Contrats de location

Dans le cadre de ses activités, le Groupe utilise des actifs mis à sa disposition en vertu de contrats de location. Ces contrats de location font l'objet d'une analyse au regard des situations décrites et indicateurs fournis par la norme IAS 17 afin de déterminer s'il s'agit de contrats de location simple ou de contrats de location-financement.

### 2.14.1 Contrats de location-financement

Les contrats ayant pour effet de transférer au Groupe la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété des biens loués sont qualifiés de contrats de location-financement. Les critères examinés par le Groupe afin d'apprécier si un contrat de location transfère la quasi-totalité des risques et avantages sont notamment :

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

Les actifs utilisés dans le cadre de contrats de location-financement sont rattachés aux rubriques d'immobilisations concernées, avec pour contrepartie une dette financière ; ils sont amortis sur leur durée d'utilisation ou, lorsqu'elle est plus courte, sur la durée du contrat de location correspondant.

Lorsque le Groupe réalise une opération de cession-bail qui débouche sur un contrat de location-financement, cette opération est comptabilisée conformément aux principes énoncés ci-dessus. Dans le cas où le prix de cession

est supérieur à la valeur comptable de l'actif, l'excédent est différé et amorti sur la durée du contrat de location.

### 2.14.2 Contrats de location simple

Les contrats de location ne correspondant pas à la définition d'un contrat de location-financement sont qualifiés de contrat de location simple et comptabilisés comme tels.

Les paiements effectués au titre de ces contrats sont comptabilisés en charges dans le compte de résultat.

### 2.14.3 Accords qui contiennent des contrats de location

Conformément à l'interprétation IFRIC 4, le Groupe identifie les accords qui, bien que n'ayant pas la forme juridique d'un contrat de location, transfèrent le droit d'utilisation d'un actif ou d'un groupe d'actifs spécifiques au preneur du contrat, dès lors que le preneur bénéficie d'une part substantielle de la production de l'actif et que le paiement n'est pas dépendant de la production ou du prix du marché.

Les accords ainsi identifiés sont assimilés à des contrats de location et sont analysés en regard des dispositions de la norme IAS 17 en tant que tels pour être qualifiés soit de contrat de location simple soit de contrat de location-financement.

## 2.15 Pertes de valeur des goodwill ou des immobilisations incorporelles ou corporelles

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

- le Groupe mesure les éventuelles dépréciations des actifs long terme et des goodwill par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein d'unités génératrices de trésorerie, et leur valeur recouvrable.

Les Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables bénéficiant des synergies provenant de l'acquisition. Le Groupe a retenu comme Unité Génératrice de Trésorerie (UGT), soit les sous-groupes, soit les entités juridiques, ventilés le cas échéant selon leur secteur d'activité (production-commercialisation, distribution, transport, autres). Les goodwill sont affectés aux Unités Génératrices de Trésorerie (UGT).

La valeur recouvrable de ces unités est la valeur la plus élevée entre la juste valeur nette des coûts de sortie et la valeur d'utilité déterminée par référence aux flux futurs de trésorerie nets actualisés issus des prévisions financières à moyen terme. Lorsque cette valeur recouvrable est inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour

la différence en « Pertes de valeur », en s'imputant en priorité sur les goodwill puis sur les actifs immobilisés de l'UGT concernée ;

- les taux d'actualisation retenus pour ces besoins s'appuient sur le coût moyen pondéré du capital de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés ; ils sont déterminés par zone économique, géographique et par activité le cas échéant. Le taux d'actualisation avant impôt est calculé par un processus itératif à partir des taux après impôt ;
- les flux de trésorerie futurs sont établis sur la base des plans à moyen terme sur trois ans et des hypothèses validées par le Groupe. Les variables susceptibles d'influencer significativement les calculs sont :
  - les évolutions de la réglementation tarifaire et des prix de marché,
  - les évolutions des taux d'intérêt et des primes de risque de marché,
  - les niveaux de marché et la part de marché sur les offres ainsi que le niveau d'investissement,
  - la durée de vie des installations ainsi que le plan de renouvellement des concessions,
  - les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme et les valeurs terminales considérées.

Les pertes de valeur relatives à des goodwill sont irréversibles.

## 2.16 Actifs et passifs financiers

Les actifs financiers comprennent les titres disponibles à la vente (titres de participations non consolidés, actifs dédiés et autres titres de placement), les prêts et créances au coût amorti y compris les créances clients et comptes rattachés ainsi que la juste valeur positive des instruments financiers dérivés.

Les actifs dédiés sont des actifs financiers destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan (voir notes 25.3.2.1 et 32.4). Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers du Groupe eu égard à leur objectif. Ils sont composés de titres obligataires, d'actions, d'OPCVM et de fonds dits réservés, constitués par le Groupe pour son usage exclusif.

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

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

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

### 2.16.1 Classement des actifs et passifs financiers et modalités d'évaluation

Les classes d'instruments financiers retenus au sens de la norme IFRS 7 sont :

- les actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ;
- les actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance ;
- les prêts et créances financières ;
- les actifs financiers disponibles à la vente ;
- les clients et comptes rattachés ;
- la trésorerie et les équivalents de trésorerie ;
- les dettes financières et dettes d'exploitation ;
- les instruments financiers dérivés.

#### 2.16.1.1 ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATIONS DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT

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

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

Ces actifs sont comptabilisés à la date de transaction, à leur coût d'acquisition y compris frais accessoires d'achat. À chaque date d'arrêté comptable, ils sont évalués à leur juste valeur, déterminée soit sur la base de prix cotés, disponibles auprès de contributeurs externes, pour les instruments financiers cotés, soit selon des techniques d'évaluation reconnues telles la méthode des flux futurs actualisés ou selon des références externes pour les autres instruments financiers.

Les variations de juste valeur des instruments autres que ceux portant sur des matières premières sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges financiers ».

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

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

Les variations de juste valeur des autres contrats de matières premières qualifiés de dérivés sont classées en « Chiffres d'affaires » ou en « Achats de combustibles et d'énergie » selon la nature du sous-jacent ou du risque couvert par ces dérivés.

En ce qui concerne l'option sur la juste valeur, le Groupe classe un actif ou un passif dans la catégorie « Juste valeur sur option » dans les 3 cas suivants :

- (1) élimination ou réduction significative d'une incohérence dans la méthode d'évaluation d'actifs ou de passifs ;
- (2) gestion de la performance d'un groupe d'actifs/passifs à la juste valeur, conformément aux stratégies documentées et au reporting effectué auprès du management ;
- (3) contrat avec un ou plusieurs dérivés incorporés. Il est alors possible de classer l'instrument hybride dans la catégorie juste valeur sur option, sauf si :
  - le dérivé incorporé ne modifie pas substantiellement les flux de trésorerie du contrat,
  - l'analyse des caractéristiques du contrat hôte et du dérivé incorporé n'induit pas une séparation du dérivé incorporé.

### 2.16.1.2 ACTIFS FINANCIERS DÉTENUS JUSQU'À L'ÉCHÉANCE

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

### 2.16.1.3 PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES

Les prêts et créances financières sont évalués et comptabilisés, à la date de transaction, au coût amorti diminué d'une éventuelle provision pour dépréciation.

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

### 2.16.1.4 ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE

Les actifs financiers disponibles à la vente comprennent les titres de participation dans des sociétés non consolidées, les fonds réservés ainsi que les titres de placement. Ils sont comptabilisés au coût d'acquisition à leur date de transaction, puis en date d'arrêté comptable à leur juste valeur.

Leur évaluation à la juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés, disponibles auprès de contributeurs externes, pour les instruments financiers cotés sur un marché actif. La juste valeur est déterminée selon la méthode des flux futurs actualisés pour les autres instruments financiers. Quand une juste valeur ne peut être estimée de manière fiable au moyen d'autres méthodes d'évaluation admises comme l'actualisation des flux futurs, ces titres sont évalués à leur coût d'acquisition, diminué de toute dépréciation cumulée.

Les plus-values ou moins-values latentes sur ces actifs financiers disponibles à la vente sont constatées en capitaux propres, sauf en cas de perte avérée auquel cas une dépréciation est constatée en résultat (voir note 2.16.2).

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

## 2.16.1.5 DETTES FINANCIÈRES ET DETTES D'EXPLOITATION

Les dettes financières sont comptabilisées selon la méthode du coût amorti avec séparation éventuelle des dérivés incorporés. Les intérêts calculés au taux d'intérêt effectif sont comptabilisés au poste « Coût de l'endettement financier brut » sur la durée de la dette financière. La juste valeur de la dette est calculée par actualisation des flux futurs au taux de marché.

## 2.16.1.6 INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

### 2.16.1.6.1 CHAMP D'APPLICATION

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

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

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

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

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

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

### 2.16.1.6.2 ÉVALUATION ET COMPTABILISATION

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés et de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. En l'absence de prix cotés, le Groupe peut faire référence à des transactions récentes comparables ou, à défaut, utiliser une valorisation fondée sur des modèles internes reconstruits par les intervenants sur le marché et privilégiant des données directement dérivées de données observables telles que des cotations de gré à gré.

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

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

### 2.16.1.6.3 INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS QUALIFIÉS DE COUVERTURE

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

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

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

Le Groupe applique les typologies de couverture suivantes :

#### (A) COUVERTURE DE JUSTE VALEUR

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

#### (B) COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE

Il s'agit d'une couverture de transactions futures hautement probables où les variations de flux de trésorerie générés par l'élément couvert sont compensées par les variations de valeur de l'instrument de couverture.

Les variations cumulées de juste valeur sont enregistrées dans une rubrique des capitaux propres pour leur partie efficace et en résultat pour la partie inefficace (correspondant à l'excédent de variations de juste valeur de l'instrument de couverture par rapport aux variations de juste valeur de l'élément couvert).

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

#### (C) COUVERTURE D'UN INVESTISSEMENT NET

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

La relation de couverture prend fin dès lors que :

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

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

Le Groupe enregistre la variation de valeur liée à l'effet taux des dérivés de couverture d'investissement net à l'étranger en capitaux propres au même titre que la variation de valeur liée au change.

## 2.16.2 Dépréciation des actifs financiers

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

### 2.16.2.1 ACTIFS FINANCIERS COMPTABILISÉS AU COÛT AMORTI

Le montant de la perte est égal à la différence entre la valeur comptable de l'actif et la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus déterminée au taux d'intérêt effectif d'origine de l'instrument financier. Le montant de la perte est inclus dans le poste « Autres charges financières » du compte de résultat. Si, au cours d'un exercice ultérieur, la perte diminue, elle est reprise en résultat.

### 2.16.2.2 ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE

S'il existe une baisse significative ou durable de la juste valeur des actifs disponibles à la vente, la moins-value latente est reclassée des capitaux propres au résultat de l'exercice. Si, au cours d'une période ultérieure, la juste valeur d'un actif disponible à la vente augmente, l'accroissement de valeur est inscrit en capitaux propres pour les instruments de capitaux propres tandis qu'elle motive une reprise en résultat de la dépréciation antérieurement constatée pour les instruments de dettes.

### 2.16.3 Décomptabilisation des actifs et passifs financiers

Le Groupe décomptabilise tout ou partie :

- d'un actif financier lorsque les droits contractuels constituant cet actif arrivent à expiration, lorsque le Groupe transfère substantiellement la quasi-totalité des risques inhérents à la propriété de l'actif ;
- d'un passif financier lorsque le passif est éteint du fait de l'annulation de l'obligation ou de l'arrivée à échéance. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu avec un prêteur, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe enregistre un nouveau passif.

### 2.16.4 Opérations de titrisation

Lorsqu'il est démontré que le Groupe n'a pas le contrôle des fonds communs de créances issus des opérations de titrisation, ils sont exclus du périmètre de consolidation. Dans le cas contraire, la contrepartie de la trésorerie reçue est portée en « Autres dettes ».

## 2.17 Stocks et en-cours

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation, à l'exception des stocks de négoce qui sont évalués à leur valeur de marché. Le coût des stocks est déterminé en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières, les coûts de main-d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

### 2.17.1 Matières et combustibles nucléaires

Les stocks de matières et de combustibles nucléaires sont constitués de matières fissiles aux différents stades d'élaboration et du combustible en réacteur et en magasin. Le cycle de fabrication des combustibles nucléaires est supérieur à un an.

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

Du fait de la prise en compte de la notion de « combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007, en France, le coût des stocks pour les combustibles engagés en réacteur et non encore irradiés comprend les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées.

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

Les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication des combustibles, dont la durée est supérieure à un an, et les combustibles nucléaires, qu'ils soient en magasin ou en réacteur, sont enregistrés dans les comptes de stocks.

Les stocks de combustibles nucléaires sont évalués selon la méthode dite du coût moyen pondéré appliquée à chacune des composantes (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication).

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

Les consommations de combustibles nucléaires sont déterminées par composante sur la base des quantités prévisionnelles épuisées par kWh produit. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock.

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

### 2.17.2 Matières et autres stocks d'exploitation

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

Les provisions constituées pour les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance dépendent du taux de rotation de ces pièces et de la durée de vie des unités de production.

### 2.17.3 Certificats d'énergie renouvelable

Les certificats d'énergie renouvelable obtenus ou acquis et ne devant pas être restitués à l'État dans le cadre d'une obligation réglementaire sont comptabilisés en « Autres stocks ».

---

## 2.18 Clients et comptes rattachés

---

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et comptes rattachés sont comptabilisés à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir. Une provision pour dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire, basée sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Selon la nature

des créances, le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou à partir de méthodes statistiques tirées de l'expérience.

Cette rubrique enregistre également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée, non relevée et non facturée. Une provision est constituée pour faire face au risque potentiel de non-recouvrement.

---

## 2.19 Trésorerie et équivalents de trésorerie

---

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

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

---

## 2.20 Capitaux propres

---

### 2.20.1 Écart de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers

---

Les écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers proviennent de la réévaluation à la juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente et de certains instruments de couverture.

### 2.20.2 Frais d'émission de capital

---

Seuls les coûts externes expressément liés à l'augmentation de capital constituent des frais d'émission de titres. Ils sont imputés sur la prime d'émission pour leur montant net d'impôt.

Les autres coûts constituent des charges de l'exercice.

---

## 2.21 Actions propres

---

Les actions propres sont des titres d'autocontrôle émis par l'entreprise consolidante et détenus soit par elle-même soit par les autres membres du groupe consolidé. Elles sont enregistrées pour leur coût d'acquisition en diminu-

tion des capitaux propres jusqu'à leur date de cession. Les résultats de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

## 2.22 Provisions

Les provisions sont comptabilisées par le Groupe si les trois conditions suivantes sont remplies :

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

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

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

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

Les provisions sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées pour l'ensemble du combustible (en France, la provision porte sur la totalité du combustible engagé dans les réacteurs, quel que soit leur degré d'irradiation ; la provision couvre également les charges de gestion des déchets radioactifs issus de la déconstruction des centrales nucléaires) ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales et les pertes relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provision pour derniers cœurs) ;

- les pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie :
  - les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel de l'électricité,
  - les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles avec le coût de production de l'énergie à livrer.

Les provisions constituées pour dépenses d'aval du cycle nucléaire, pour charges liées à la déconstruction des centrales et aux derniers cœurs, pour pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie, sont estimées en appliquant aux montants des décaissements prévus un indice d'inflation prévisionnel à long terme, et sont actualisées à partir des taux représentant la meilleure estimation d'un taux de rendement à long terme sur les marchés obligataires.

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

Pour la France, le Groupe retient un taux d'actualisation sur la base de séries longues d'un échantillon d'emprunts obligataires et tient compte du fait qu'une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions sera décaissée sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières dans la ligne « Charges d'actualisation ».

L'effet des changements d'estimation des provisions à long terme dont la contrepartie a été initialement enregistrée à l'actif, qu'ils soient liés à un changement de calendrier, de taux d'actualisation, d'estimation des dépenses ou d'évolutions technologiques est imputé sur l'actif de contrepartie et au-delà sur l'actif de référence sous-jacent (centrale). Chacun de ces paramètres pris isolément ou de façon combinée est susceptible d'impacter sensiblement ces estimations dans le temps.

## 2.23 Avantages du personnel

Les salariés du Groupe bénéficient, suivant les réglementations locales et certaines dispositions spécifiques comme la réglementation statutaire pour les entreprises relevant du régime des Industries électriques et gazières (IEG), d'avantages pendant leur durée d'activité et d'inactivité.

### 2.23.1 Engagements concernant les retraites et les avantages postérieurs à l'emploi

Lors de leur départ en retraite, les salariés du Groupe bénéficient de pensions déterminées selon les réglementations locales auxquelles s'ajoutent le cas échéant des prestations directement à la charge des sociétés, et des prestations complémentaires dépendantes des réglementations.

Les engagements d'EDF et des filiales françaises relevant du régime des IEG sont décrits dans la note 32.5.2.2 pour chacun de ces engagements.

### 2.23.2 Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernant les salariés en activité sont accordés selon chaque réglementation locale, en particulier la réglementation statutaire des Industries électriques et gazières pour EDF et les filiales françaises sous le régime des IEG. Ils sont décrits dans la note 32.5.3 de la présente annexe.

### 2.23.3 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture en matière de retraites, avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme, en tenant compte des conditions économiques propres à chacun des pays et des perspectives d'évolution de salaires.

Ainsi, pour les retraites et les autres avantages postérieurs à l'emploi, cette méthode d'évaluation tient compte en particulier des données suivantes :

- des salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables (service actif, nombre d'enfants) ;
- des effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays ;
- les reversions de pensions dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG ;
- d'un taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la durée des engagements, déterminé suivant la norme IAS 19, comme le taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou le cas échéant, le taux des obligations d'État, à la clôture, d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision tient compte de la valeur des actifs destinés à couvrir les engagements de retraite, qui vient en minoration de l'évaluation des engagements ainsi déterminée.

Pour les retraites et les avantages postérieurs à l'emploi, les gains et pertes actuariels excédant 10 % du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.

Dans le cadre de la préparation du bilan d'ouverture en IFRS à la date de transition (1<sup>er</sup> janvier 2004) et conformément à la norme IFRS 1, les écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel, non comptabilisés selon la règle du « corridor », ont été comptabilisés en provision « Avantages du personnel », en contrepartie des réserves de consolidation.

Pour les autres avantages à long terme, les écarts actuariels provenant essentiellement de la variation du taux d'actualisation ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision sans application de la règle du corridor.

La charge comptabilisée au titre des engagements envers le personnel intègre :

- la charge correspondant à l'acquisition des droits supplémentaires, ainsi qu'à l'actualisation financière des droits existants ;
- le produit correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;
- la charge ou le produit correspondant à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs ;
- la charge ou le produit lié aux modifications des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

### 2.23.4 Paiements sur la base d'actions

Suivant la législation en vigueur en France, les salariés d'un groupe français peuvent bénéficier de mesures d'attribution d'actions. Ainsi, l'article 11 de la loi de privatisation de 1986 et l'article 26 de la loi du 9 août 2004 prévoient qu'une cession par l'État, d'une part du capital d'une entreprise publique, doit être accompagnée d'une offre réservée aux salariés et anciens salariés. De même, l'entreprise peut mettre en oeuvre des plans d'attribution d'actions gratuites.

Au regard de la norme IFRS 2, ces avantages accordés aux salariés – et anciens salariés – constituent des charges de personnel pour l'entreprise, assimilables à des compléments de rémunération, et comptabilisés comme tels, en contrepartie des capitaux propres.

La valorisation de l'avantage, dans le cas d'une offre réservée aux salariés et anciens salariés, se fait sur la base de la différence entre le prix de souscription et le cours de l'action au jour de l'attribution, avec une évaluation par calcul actuariel des impacts, le cas échéant, des délais de paiement, de la période d'incessibilité, et de la non-perception de dividendes pendant la période d'obtention d'actions gratuites.

Dans le cas d'attribution d'actions gratuites, l'avantage est valorisé sur la base du cours de l'action au jour de l'attribution, en fonction du nombre d'actions accordées et de la non-perception de dividendes pendant la période d'obtention d'actions gratuites. La charge est étalée sur la période d'acquisition des droits.

## 2.24 Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution publique d'électricité en France.

Ces passifs représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges sont décomposés, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2007, au passif du bilan en :

- droits sur les biens existants : ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concédant. Ce droit est constitué par la contre-valeur en nature des ouvrages – valeur nette comptable des biens mis en concession – déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;

- droits sur les biens à renouveler : ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers recouvrent sous les rubriques suivantes :

- l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant,
- la provision pour renouvellement, assise sur la différence entre la valeur de renouvellement à la date d'arrêt des comptes et la valeur d'origine, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession ; les dotations annuelles à la provision correspondent à l'écart entre valeur de remplacement réappréciée chaque année en date de clôture et valeur d'origine, diminué des provisions déjà constituées, le net étant amorti sur la durée de vie résiduelle des biens. Ceci conduit à enregistrer des charges qui, pour un bien donné, progressent dans le temps.

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

La valeur des passifs spécifiques des concessions est déterminée comme suit :

- les droits du concédant sur les biens existants représentatifs de la part réputée détenue par le concédant dans les biens sont évalués sur la base des biens figurant à l'actif ;
- les obligations au titre des biens à renouveler sont calculées à partir de la valeur estimée du bien à renouveler déterminée à chaque fin d'exercice en prenant en compte l'usure du bien à cette date avec pour assiette de calcul :
  - pour la provision pour renouvellement, la différence entre la valeur de remplacement du bien calculé en date de clôture et la valeur d'origine (cf. *supra*),
  - pour l'amortissement du financement du concédant, le coût historique pour la partie des biens financés par le concédant.

L'évaluation de ces passifs est sujette à des aléas, entre autres, en termes de coûts et de dates de décaissements.

Le Groupe considère qu'il convient d'évaluer les obligations au titre des biens à renouveler sur la base des clauses spécifiques des contrats de concession. Cette approche consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des comptes rendus d'activité.

En l'absence de telles dispositions contractuelles spécifiques, une approche alternative serait de déterminer le montant des engagements contractuels à partir de la valeur actuelle du montant à décaisser pour faire face au renouvellement des biens concédés à l'issue de leur durée de vie industrielle.

Le Groupe présente ci-après, à titre d'information, les effets de cette dernière approche, à savoir une actualisation des obligations de pourvoir au financement des biens à renouveler.

Les principales hypothèses retenues pour établir cette simulation sont les suivantes :

- l'assiette de calcul de la provision pour renouvellement repose sur une valeur de remplacement estimée en fin de vie du bien en fonction d'un taux d'inflation prévisionnel de 2 % par an, minorée de la valeur d'origine du bien. Ce montant est constitué au fur et à mesure de l'usure du bien et actualisé à partir d'un taux de 4,5 % compte tenu d'une durée moyenne de 8 ans ;
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 4,5 %.

Le tableau qui suit donne les impacts d'une telle actualisation pour l'exercice 2008 :

### – IMPACT SUR LE COMPTE DE RÉSULTAT

(en millions d'euros)	2008
Résultat d'exploitation	475
Résultat financier	(525)
Résultat avant impôt	(50)

### – IMPACT BILAN – CAPITAUX PROPRES

(en millions d'euros et avant impôt)	2008
À l'ouverture	1 820
À la clôture	1 770

L'évaluation des passifs des concessions selon cette méthode est comme la précédente soumise à des aléas de coûts et de décaissements ; elle est, de plus, sensible aux variations de taux d'inflation et d'actualisation.

## 2.25 Subventions d'investissement

Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif dans la rubrique « Autres créditeurs » et virées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

---

## 2.26 Dépenses environnementales

---

Les dépenses environnementales sont les dépenses supplémentaires identifiables effectuées en vue de prévenir, réduire ou réparer les dommages que le Groupe a occasionnés ou pourrait occasionner à l'environnement, du fait de ses activités. Ces dépenses sont comptabilisées sous trois rubriques :

- dépenses capitalisées dès lors qu'elles sont effectuées en vue de prévenir ou de réduire des dommages futurs ou de préserver des ressources ;
- passifs environnementaux et dotations aux provisions pour risques environnementaux dès lors que l'obligation existe à la clôture de l'exercice et

qu'il est probable ou certain à la date d'établissement des comptes qu'elle provoquera une sortie de ressources au bénéfice de tiers, sans contrepartie au moins équivalente attendue de ceux-ci après la clôture des comptes ;

- charges de l'exercice pour les dépenses de fonctionnement des structures en charge de l'environnement, la surveillance de l'environnement, les redevances et taxes environnementales, le traitement des effluents liquides et gazeux et des déchets non radioactifs, les études et recherches non liées à un investissement.

---

## 2.27 Résultat net par action et résultat net dilué par action

---

Le résultat net par action est calculé en divisant le résultat net part du Groupe de la période par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant la période. Ce nombre moyen pondéré d'actions en circulation est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de la période, ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises durant la période.

Ce nombre ainsi que le résultat par action est modifié le cas échéant pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions potentielles dilutives (options, bons de souscriptions d'actions et obligations convertibles émises, etc.).

---

## 2.28 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente et activités abandonnées

---

Les actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont présentés séparément des autres actifs et passifs du bilan. Le résultat des activités abandonnées est présenté en un seul montant après impôt au compte de résultat.

# Note 3

## Événements réglementaires survenus en France en 2008

<b>3.1</b> Réforme du régime de retraite des Industries électriques et gazières en France	32
<b>3.2</b> Prolongation de la durée d'application du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM)	34
<b>3.3</b> Lois SRU UH (relatives à la solidarité et au renouvellement urbain – urbanisme et habitat)	34
<b>3.4</b> Lois relatives à l'eau et à la force hydraulique	34

## 3.1 Réforme du régime de retraite des Industries électriques et gazières en France

### 3.1.1 Présentation de la réforme

Le décret relatif au régime spécial de retraite des agents des Industries électriques et gazières (IEG), publié au journal officiel le 22 janvier 2008, est venu, conformément au Document d'Orientation sur les Retraites du 10 octobre 2007, apporter les premières modifications au régime spécial de retraite des agents des IEG.

Les principales dispositions de ce décret concernent :

- l'allongement de la durée de cotisation des agents nécessaire pour ouvrir droit à une pension à taux plein, qui est portée à 40 ans en 2012, son évolution étant par la suite identique à celle du régime des fonctionnaires d'État ;
- la mise en place d'une décote et d'une surcote des taux de pension. La décote consiste en l'application d'une pénalité financière pour les salariés qui n'ont pas atteint la durée d'assurance nécessaire à l'obtention d'une pension à taux plein. À l'inverse, la surcote correspond à une majoration de pension applicable aux salariés qui prolongent leur activité au-delà de 60 ans et de 160 trimestres de durée d'assurance, sous certaines conditions ;
- l'indexation des pensions sur l'inflation et non plus sur le Salaire National de Base (SNB) à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2009.

Ce décret, qui est entré en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet 2008, est complété par les décrets du 27 juin 2008, du 2 juillet 2008 et du 20 octobre 2008 qui traitent, entre autres points, de l'instauration d'un minimum de pension, des avantages familiaux et conjugaux, de la fixation de la limite d'âge de départ en retraite à 65 ans, de la fin de la fixation de l'âge de départ en inactivité à l'initiative de l'employeur et de la levée dans certaines conditions de la « clause des 15 ans », 15 ans représentant avant cette réforme, la durée minimale exigée pour bénéficier d'une pension de retraite des IEG.

Ces décrets modifient le statut des agents des Industries électriques et gazières.

Dans le cadre de cette réforme et selon les principes posés par le Document d'Orientation sur les retraites, un accord a, par ailleurs, été signé le 29 janvier 2008 pour la branche des IEG. Il prévoit les principales mesures d'accompagnement suivantes :

- des dispositions relatives aux salaires des agents : une augmentation du Salaire National de Base de 4,31 % au 1<sup>er</sup> janvier 2008, applicable aux agents actifs comme inactifs, qui se combine pour les agents actifs avec la suppression de la Prime de Compensation de la Cotisation Retraite de 2,85 %, et une revalorisation de la grille des salaires qui comprend également une revalorisation des niveaux d'embauche pour les agents d'exécution ;
- des premières dispositions en lien avec l'allongement des parcours professionnels comme la création de deux échelons d'ancienneté supplémentaires ou la modification du barème des indemnités de départ en inactivité.

Au cours du second semestre 2008, comme prévu dans le Document d'Orientation, les négociations ont continué sur certaines mesures d'accompagnement.

Ainsi, des accords de branche et d'entreprises ont été finalisés concernant la prévoyance et la mise en place d'un régime de retraite supplémentaire pour les agents bénéficiant du régime statutaire des IEG. Ces accords prennent effet au 1<sup>er</sup> janvier 2009 et ne génèrent pas d'engagement complémentaire pour le Groupe.

D'autres accords sont encore en discussion et concernent, entre autres points, la prise en compte de la spécificité des métiers ou la couverture maladie supplémentaire. Ces accords restent à finaliser sur 2009 et les incidences financières correspondantes seront comptabilisées, le cas échéant, lors de la conclusion de ces accords.

### 3.1.2 Mode de comptabilisation

Le traitement comptable retenu a conduit à considérer que :

- les textes liés à la réforme du régime des retraites et les mesures d'accompagnement décidées constituent un ensemble cohérent. Leurs incidences sur les obligations du Groupe doivent, en conséquence et en application de la norme IAS 19 « Avantages au personnel », être comptabilisées comme une seule modification de régime pour les différents engagements envers le personnel, qu'il s'agisse d'engagements à long terme ou d'engagements postérieurs à l'emploi, y compris ceux pour lesquels les impacts de ces mesures sont indirects ;
- la date de prise d'effet de l'intégralité de ces mesures a été fixée au 1<sup>er</sup> janvier 2008.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, les impacts de la réforme et des mesures d'accompagnement sont enregistrés dans le compte de résultat :

- en une fois, au 1<sup>er</sup> janvier 2008, pour les engagements relatifs aux droits acquis, car correspondant à une modification du coût des services passés ;
- étalés sur la durée résiduelle d'acquisition des droits pour les engagements relatifs aux droits non acquis ;
- en coût des services rendus pour les droits qui seront acquis à compter de la date de la réforme.

Pour les avantages à long terme, visés de manière indirecte dans les mesures d'accompagnement, l'impact des modifications est enregistré directement dans le résultat de la période.

### 3.1.3 Impact global de la réforme des retraites et des mesures d'accompagnement sur le résultat

Les nouvelles évaluations des engagements de retraites et des autres « engagements mutualisés » en date du 1<sup>er</sup> janvier 2008 pour les entreprises de la branche IEG ont été effectuées par la Caisse nationale des Industries électriques et gazières.

Suivant les hypothèses prises pour les calculs, le groupe EDF a considéré que les agents relevant des IEG modifieraient leur comportement de manière à prolonger leur activité à due concurrence du délai nécessaire à l'acquisition de la totalité de leurs droits afin de ne pas être pénalisés par une éventuelle décote. En revanche, il n'a pas été fait l'hypothèse d'une modification de comportement en vue de l'obtention d'une surcote éventuelle liée à un allongement de la durée d'activité au-delà de la nouvelle durée légale de 40 ans.

Le comportement réel des agents pourrait, le cas échéant, avoir une incidence sur les états financiers si ce dernier dérivait des hypothèses considérées.

#### – IMPACT SUR LES ENGAGEMENTS DE RETRAITE AU 1<sup>er</sup> JANVIER 2008

Les impacts doivent être différenciés suivant les secteurs d'activité des agents (régulé / non régulé) et selon la période d'acquisition des droits à retraite.

Concernant les droits spécifiques des secteurs régulés (transport et distribution) acquis avant le 1<sup>er</sup> janvier 2005, la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) assure, en principe, le financement de ces droits, y compris les impacts de la réforme et des mesures d'accompagnement, à l'exception de l'impact résultant de la création des deux échelons complémentaires, considéré par le Groupe comme pouvant être constitutif d'une dérive au sens de l'article 18 de la loi du 9 août 2004. Ce coût supplémentaire restant à la charge des entreprises concernées, le Groupe a

comptabilisé une provision pour dérive en contrepartie de la rubrique « Autres produits et charges d'exploitation » pour 251 millions d'euros.

Pour les droits spécifiques des secteurs non régulés (commercialisation et production) acquis jusqu'au 31 décembre 2007 et les droits spécifiques des secteurs régulés acquis entre le 1<sup>er</sup> janvier 2005 et le 31 décembre 2007, les impacts de la réforme sont comptabilisés au compte de résultat en une fois au 1<sup>er</sup> janvier 2008, date de mise en place de la réforme dans les « Autres produits et charges d'exploitation » pour un produit de 409 millions d'euros hors provision liée à la dérive.

Pour les droits spécifiques acquis à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2008, qu'ils concernent les secteurs régulés ou non régulés, les dotations annuelles correspondant au coût des services rendus sont modifiées dès le 1<sup>er</sup> janvier 2008 et sont enregistrées en charges de personnel.

#### – IMPACT SUR LES ENGAGEMENTS AU PERSONNEL AUTRES QUE LES RETRAITES AU 1<sup>er</sup> JANVIER 2008

Le traitement comptable des autres engagements au personnel suit celui retenu pour les engagements de retraite. Ainsi, quand les conséquences financières des mesures prises viennent modifier les droits acquis, elles sont comptabilisées en une fois en 2008 au compte de résultat dans les « Autres produits et charges d'exploitation ». L'impact de la réforme des retraites et des mesures d'accompagnement sur les engagements au personnel autres que les retraites est une charge de 42 millions d'euros.

En complément des impacts sur les engagements au personnel, la réforme des retraites et les mesures d'accompagnement ont pour conséquence une augmentation des charges du premier semestre 2008.

En premier lieu, l'une des mesures d'accompagnement liée à la suppression de la Prime de Compensation de la Cotisation Retraite est le versement d'une prime par agent, qui constitue une charge de 81 millions d'euros sur le résultat de l'exercice, comptabilisée en « Autres produits et charges d'exploitation ».

Par ailleurs, l'impact des différentes mesures prises lors de cette réforme conduit à une augmentation des charges de personnel récurrentes de 150 millions d'euros sur l'exercice 2008. Cette augmentation correspond principalement aux effets des mesures salariales sur les charges de personnel.

Ainsi, l'impact de la réforme des retraites et des mesures d'accompagnement sur le résultat avant impôt de l'exercice 2008 peut se résumer comme suit :

(en millions d'euros)

Impact sur les charges de personnel	(150)
<b>Impact sur l'excédent brut d'exploitation</b>	<b>(150)</b>
Droits spécifiques passés du non régulé et droits spécifiques acquis à compter du 01.01.2005	409
Droits spécifiques passés du régulé (dérive)	(251)
Engagements autres que les retraites	(42)
Mesure d'accompagnement : prime	(81)
<b>Impact sur les autres produits et charges d'exploitation (1)</b>	<b>35</b>
<b>Charges financières (actualisation)</b>	<b>7</b>
<b>IMPACT SUR LE RÉSULTAT 2008</b>	<b>(108)</b>

(1) Impact négatif.

(1) Selon les différentes catégories de mesures, l'allongement de la durée d'activité, a un impact positif de 1 916 millions d'euros, alors que les mesures d'accompagnement représentent une charge de 1 549 millions d'euros, à laquelle il convient de rajouter la provision constituée au titre de la dérive pour 251 millions d'euros et la prime pour 81 millions d'euros.

## 3.2 Prolongation de la durée d'application du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM)

La loi n° 2008-776 de modernisation de l'économie du 4 août 2008 prolonge le dispositif du TaRTAM jusqu'au 30 juin 2010.

Outre la prolongation du dispositif du TaRTAM, cette loi prévoit également de permettre à tout consommateur final de bénéficier de ce tarif, quand bien même il ne bénéficierait pas actuellement du TaRTAM.

Cette prolongation entraîne un complément de provisions sur les comptes 2008 de 1 263 millions d'euros au titre de la contribution d'EDF à la compensation des fournisseurs d'électricité en 2009 et 2010, partiellement compensé à hauteur de 68 millions d'euros par les refacturations attendues auprès de partenaires dans des centrales nucléaires, pour lesquels ces charges sont répercutées.

## 3.3 Lois SRU UH (relatives à la solidarité et au renouvellement urbain – urbanisme et habitat)

Les textes d'application des articles des lois SRU (Solidarité Renouvellement Urbain) et UH (Urbanisme et Habitat) relatifs aux opérations de raccordement au réseau public de distribution d'électricité prévoient la mise en œuvre d'un nouveau dispositif dont les principales caractéristiques sont les suivantes :

- définition des opérations de raccordement avec distinction de la partie extension et de la partie branchement ainsi qu'identification précise des bénéficiaires (collectivités en charge de l'urbanisme et clients raccordés) ;
- établissement d'un barème de prix unique pour la facturation de l'ensemble des opérations de raccordement ;
- prise en charge directement en dedans du tarif d'acheminement d'une partie du prix de raccordement par le biais de taux de réfaction applicables aux prix du barème.

Un barème de prix a été proposé à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) qui l'a approuvé. Ces nouvelles dispositions ont été précisées dans l'arrêté publié le 20 novembre 2008, qui entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2009. Les contributions reçues en application de ce texte seront comptabilisées en chiffre d'affaires.

## 3.4 Lois relatives à l'eau et à la force hydraulique

L'article 7 de la loi n° 2006-1772 du 30 décembre 2006 sur l'eau et les milieux aquatiques a supprimé le droit de préférence au concessionnaire sortant, institué par la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique.

L'article 33 de la loi n° 2006-1771 du 30 décembre 2006 de finances rectificative pour 2006 prévoit au profit du concessionnaire sortant le principe d'une indemnisation de la part non amortie de ses investissements réalisés durant la deuxième moitié du contrat, sans que cette durée puisse être inférieure à 10 ans, et à l'exclusion de ceux qui auraient été nécessaires à la remise en bon état des ouvrages à la fin de la concession.

Le décret d'application n° 2008-1009 du 26 septembre 2008 apporte notamment des précisions sur les modalités d'indemnisation des travaux effectués lors de la deuxième moitié de la concession et réalisés antérieurement à la publication du décret. Le concessionnaire dispose d'un délai de 4 mois à compter de la publication du décret pour proposer à l'agrément du ministre les dépenses qui seront indemnisées à la fin du contrat de concession.

Lorsque les dépenses auront été définitivement agréées par l'administration, l'entreprise procédera alors aux ajustements nécessaires dans les comptes, et notamment à l'amortissement accéléré sur la durée résiduelle du contrat de la valeur nette comptable des ouvrages remis gratuitement en fin de concession.

# Note 4

## Opérations majeures de croissance externe

### 4.1 British Energy

35

### 4.2 Constellation Energy Group (CEG)

38

## 4.1 British Energy

### 4.1.1 Historique des opérations et prise de contrôle de British Energy

EDF et British Energy ont annoncé le 24 septembre 2008 avoir conclu un accord sur les termes de l'offre publique envisagée par Lake Acquisitions Ltd, filiale à 100 % du groupe EDF, pour l'acquisition de l'intégralité des actions émises ou à émettre du groupe British Energy, à l'exception de l'Action Spéciale détenue par le gouvernement britannique. Dans ce cadre, Lake Acquisitions Ltd a acquis, le 24 septembre 2008, 274 288 774 actions de British Energy au prix de 774 pence par action représentant environ 26,5 % du capital existant pour un montant total de 2 123 millions de livres sterling, soit 2 679 millions d'euros.

Les conditions financières proposées dans l'offre publique d'achat soumise le 5 novembre 2008 aux actionnaires de British Energy sont décrites ci-dessous :

- une offre principale en numéraire à 774 pence par action ;
- une offre alternative limitée à 32,28 % du nombre total des actions British Energy acquises incluant les actions convertibles détenues par le Nuclear Liability Fund (NLF) permettant à des actionnaires résidents dans certains pays de la Communauté européenne de recevoir en échange des actions apportées, un montant en numéraire de 700 pence et un « Certificat de Valeur Conditionnelle » (*CVR-Linked Nuclear Power Note*), donnant droit à recevoir annuellement, entre 2010 et 2019, un paiement conditionnel.

La valeur de ce complément de prix étant fonction de la production nucléaire effective et des prix de gros de l'électricité, cette offre alternative permet aux souscripteurs de conserver une exposition économique à la production nucléaire des actifs existants de British Energy et aux prix de gros de l'électricité, sous réserve de certaines contraintes.

Les actionnaires ayant opté pour l'offre alternative peuvent également, selon la disponibilité, demander de recevoir deux *CVR-Linked Nuclear Power Note* additionnels pour chaque action apportée, les paiements en numéraire associés étant dans ce cas réduits de 74 pence par *CVR* additionnel reçu.

L'offre publique faite par Lake Acquisitions Ltd était assortie des quatre conditions suspensives suivantes :

- franchissement du seuil de 75 % des droits de vote attachés aux actions ordinaires après acceptation et conversion en actions par le NLF de son droit à percevoir un *Cash Sweep Payment* ;
- autorisation de la Commission européenne ;
- déclaration de Lake Acquisitions Ltd sous forme d'assurance négative confirmant qu'à sa connaissance ni l'*Office of Fair Trading*, ni le *Secretary of State* n'avaient l'intention de diligenter une instruction devant les instances de la concurrence au Royaume-Uni ;

- déclaration de Lake Acquisitions Ltd sous forme d'assurance négative confirmant qu'à sa connaissance ni le Régulateur (Gas and Electricity Markets Authority), ni l'Autorité de Sécurité Nucléaire (Health and Safety Executive) n'avaient l'intention de retirer ou d'amender la licence d'exploitation nucléaire de British Energy.

Le 22 décembre 2008, la Commission européenne a autorisé l'acquisition par Lake Acquisitions Ltd de British Energy notamment sous les conditions suivantes :

- l'engagement de cession de certains actifs de production détenus par British Energy (la centrale au charbon de Eggborough) entre le 1<sup>er</sup> septembre 2009 et le 31 mars 2010 ou par EDF Energy (la centrale au gaz de Sutton Bridge) d'ici le 31 mars 2013 ;
- la renonciation à un des trois accords de transport d'électricité du groupe sur le site de Hinckley Point ;
- la mise sur le marché des volumes d'électricité compris entre 5 et 10 TWh sur la période 2012-2015 ;
- l'engagement par EDF de vendre sans condition un terrain permettant potentiellement la construction et l'exploitation de nouvelles capacités de production d'électricité, adjacent aux centrales nucléaires existantes de British Energy de Dungeness ou de Heysham, à la discrétion de l'acquéreur potentiel.

Le 2 janvier et le 5 janvier 2009, les dernières conditions suspensives de l'opération ont été levées avec notamment la conversion par le NLF de son droit à percevoir un « *Cash Sweep Payment* » en actions et son acceptation de l'offre au titre de ces actions.

En conséquence, British Energy a attribué au NLF, le 5 janvier 2009, 571 204 734 actions représentant 35,45 % du capital élargi de British Energy portant le capital de 1 036 054 899 actions à 1 611 519 535 actions ordinaires (dans l'hypothèse d'une conversion totale des warrants en circulation, soit 4 259 902 warrants).

À cette même date, les offres ont été déclarées entièrement inconditionnelles et Lake Acquisitions Ltd a reçu des acceptations valables portant sur 1 275 813 748 actions (dont 207 657 505 au titre de l'offre conditionnelle et 571 204 734 au titre des actions convertibles du NLF), lesquelles représentent 79,4 % du capital émis de British Energy. Ainsi, compte tenu des actions déjà acquises par Lake Acquisitions Ltd le 24 septembre 2008, la détention totale définitive de Lake Acquisitions Ltd s'élève à 96,4 % du capital émis de British Energy.

Conformément à la réglementation boursière britannique, le 12 janvier 2009, Lake Acquisitions Ltd a lancé une offre publique de retrait « *squeeze out* » sur les actions restant en circulation.

## 4.1.2 Valeur d'acquisition

Le coût d'acquisition apprécié au 5 janvier 2009 de British Energy, incluant les 26,5 % achetés en septembre 2008 s'élève à 11 998 millions de livres sterling (hors actions restant en circulation et hors frais liés à l'acquisition), équivalent à 13 232 millions d'euros.

En date de règlement-livraison au 19 janvier 2009, l'offre publique d'achat s'est traduite sur la base des acceptations reçues le 5 janvier 2009 par :

- le règlement en cash de : 9 586 millions de livres sterling ;
- l'émission de 389 982 701 *CVR-Linked Nuclear Power Note* à échéance 2019. Ces certificats, dont la juste valeur a été appréciée par le Groupe sur la base des termes de l'offre (74 pence par CVR), seront cotés dès 2009.

Le financement de l'acquisition de British Energy est assuré pour l'essentiel par un crédit syndiqué bancaire de 11 milliards de livres sterling (soit 11,6 milliards d'euros) souscrit le 23 septembre 2008, dont :

- 5 milliards de dollars refinancés le 26 janvier 2009 sur le marché obligataire par un placement privé auprès d'investisseurs institutionnels qualifiés aux États-Unis (« Qualified Institutional Buyers » ou « QIBs ») et d'autres investisseurs situés en dehors des États-Unis, le reliquat provenant des disponibilités de trésorerie d'EDF (voir note 42.3) ;
- 4 milliards d'euros refinancés le 23 janvier 2009 par l'émission de deux emprunts obligataires (voir note 42.3).

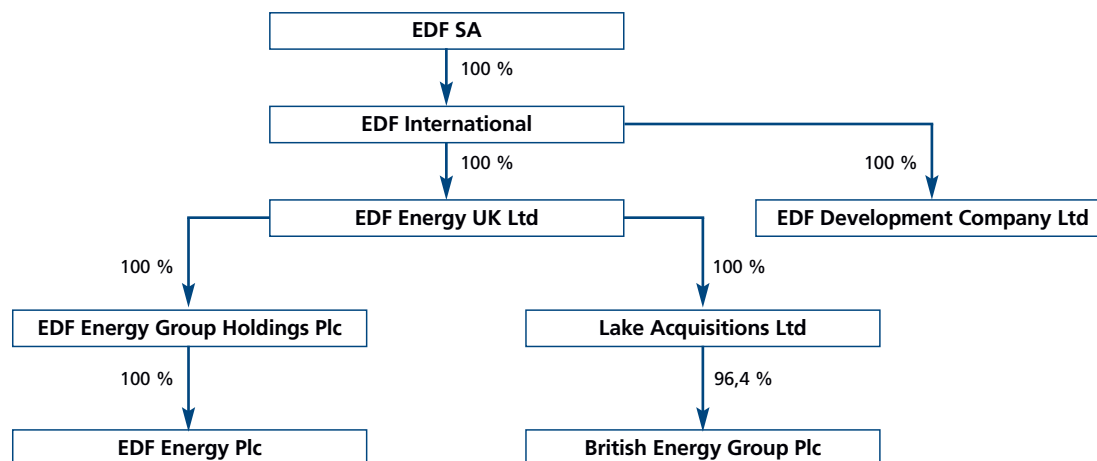
## 4.1.3 Traitement comptable dans les comptes consolidés de l'exercice 2008

La prise de contrôle exclusif de British Energy n'étant survenue que le 5 janvier 2009, date à laquelle toutes les conditions suspensives ont été satisfaites et les offres déclarées entièrement inconditionnelles, la consolidation par intégration globale de British Energy dans les comptes du groupe EDF sera mise en œuvre à compter du mois de janvier 2009.

## 4.1.4 Organisation du groupe EDF au Royaume-Uni

Suite à l'offre publique d'achat, l'ensemble des activités de British Energy et d'EDF Energy et du nouveau nucléaire seront regroupées sous une nouvelle entité EDF Energy UK Ltd.

Le tableau suivant présente l'organisation du groupe EDF au Royaume-Uni au 5 janvier 2009 :



Au 31 décembre 2008, en l'absence de représentant au conseil d'administration et d'influence notable sur les politiques opérationnelles et financières de British Energy :

- les titres acquis en septembre 2008, soit 26,5 % du capital non élargi et 17 % du capital élargi, ont été comptabilisés sous la rubrique « Actifs financiers disponibles à la vente – actions » pour un montant de 2 679 millions d'euros ;
- les engagements d'acquisition de titres résultant de l'offre publique d'achat s'élèvent à 9 875 millions de livres sterling et sont présentés en note 25.5.1 (« Engagements d'acquisition de titres ») ;
- le crédit syndiqué de 11 milliards de livres sterling figure en note 34.2.5 (« Lignes de crédit »).

Les capitaux propres au 30 septembre 2008, publiés par British Energy en novembre 2008, s'élèvent à 4 590 millions de livres sterling.

Au cours de l'exercice 2009, le groupe EDF procédera à l'évaluation des actifs et passifs en juste valeur au 5 janvier 2009, le goodwill provisoire qui en résultera sera comptabilisé lors de l'arrêté des comptes semestriels à fin juin 2009, conformément à la norme IFRS 3.

Conformément aux engagements pris avec le gouvernement britannique, le groupe EDF a initié des discussions non liantes avec le groupe gazier britannique Centrica en vue de la cession de 25 % de British Energy. Ces discussions restent en cours et Centrica a fait part de l'approbation, à plus de 97 % par ses actionnaires, du projet d'augmentation de capital de 2,2 milliards de livres sterling destiné à financer en partie le rachat d'une part de 25 % du capital de British Energy auprès d'EDF.

Dans le cadre de cet accord, Centrica aurait la possibilité de participer à la construction de nouvelles centrales nucléaires à hauteur de 25 % et aurait également un droit d'enlèvement de 25 % de la production d'électricité non contractualisée provenant des centrales nucléaires existantes.

## 4.1.5 Principales caractéristiques de British Energy

British Energy est le premier producteur d'électricité en Grande-Bretagne et emploie 6 000 personnes. Il vend son électricité sur les marchés de gros ou directement à des clients industriels et commerciaux.

Les accords de restructuration de British Energy conclus en 2005 garantissent la prise en charge par un organisme relevant des pouvoirs publics britanniques des coûts de démantèlement des installations et de ceux liés avant 2005 à l'aval du cycle combustible.

La valeur comptable des actifs de British Energy acquis et des passifs pris en charge tels qu'apparaissant dans les derniers états financiers semestriels établis en IFRS et publiés par British Energy (données non auditées) au 30 septembre 2008 s'établit comme suit :

<i>ACTIF (en millions de livres sterling)</i>	Total	Courant	Non courant
Actif de conversion	2 084	180	1 904
Immobilisations corporelles et incorporelles	1 671	-	1 671
Stocks	496	496	-
Compensation NLF provisions nucléaires	5 662	211	5 451
Autres actifs incorporels	365	-	365
Clients et comptes rattachés	801	520	281
Trésorerie soumise à restriction et autres actifs financiers	250	250	-
Trésorerie et équivalent trésorerie	759	759	-
Instruments financiers dérivés et contrats matières premières	117	117	-
<b>TOTAL DE L'ACTIF</b>	<b>12 205</b>	<b>2 533</b>	<b>9 672</b>
<i>PASSIF (en millions de livres sterling)</i>			
Emprunts et dettes financières	516	61	455
Fournisseurs et comptes rattachés	599	599	-
Dettes d'impôts courants	29	29	-
Provisions pour avantages au personnel postérieurs à l'emploi	347	-	347
NLF provisions nucléaires	5 662	211	5 451
NLF passifs	188	-	188
Impôts différés passifs	5	-	5
Provisions	50	14	36
Produits perçus d'avance	5	-	5
Instruments financiers dérivés et contrats matières premières	214	214	-
<b>TOTAL DU PASSIF</b>	<b>7 615</b>	<b>1 128</b>	<b>6 487</b>
Capitaux propres	4 590	-	4 590
<b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF</b>	<b>12 205</b>	<b>1 128</b>	<b>11 077</b>

Les principaux agrégats relatifs aux comptes de résultat annuels publiés sont les suivants :

<i>À fin mars (en millions de livres sterling)</i>	2007 <sup>(1)</sup>	2008 <sup>(1)</sup>
Chiffre d'affaires	2 999	2 811
EBITDA	1 221	882
Résultat net distribuable	465	335

(1) Exercice fiscal clos le 31 mars.

## 4.2 Constellation Energy Group (CEG)

Au cours de l'exercice 2008, et conformément aux accords antérieurement conclus avec CEG, le groupe EDF a progressivement augmenté sa participation dans cette société en la portant de 4,97 % à 9,51 %, par l'acquisition d'actions sur le marché pour 619 millions de dollars (412 millions d'euros). Le coût total d'acquisition de cette participation s'élève donc à 790 millions d'euros en valeur historique au 31 décembre 2008 (équivalent à un coût moyen de 68,5 dollars par action).

Le 3 décembre 2008, EDF a soumis une offre à CEG, en vue de l'acquisition d'une participation de 49,99 % dans les activités de production d'énergie nucléaire de CEG et d'un soutien financier immédiat décrits ci-après.

Le conseil d'administration de CEG a accepté cette offre et décidé de mettre fin au projet de fusion avec MidAmerican le 17 décembre 2008.

EDF et CEG, en conséquence, ont annoncé le 17 décembre 2008 un accord définitif aux termes duquel EDF doit faire l'acquisition d'une participation de 49,99 % dans Constellation Energy Nuclear Group (CENG), entité qui regroupera les activités de production d'origine nucléaire de CEG pour 4,5 milliards de dollars, ce qui conduirait à valoriser CEG au prix de 52 dollars par action, prix conforme à des transactions récentes du même type sur le marché américain pour un prix moyen de cotation de 25,96 dollars par action sur le *New York Stock Exchange* en décembre 2008.

CENG détient une capacité installée de 3 869 MW regroupant les centrales nucléaires de Calvert Cliffs dans l'État du Maryland, de Nine Mile Point et de R.E. Ginna dans l'État de New York. La participation d'EDF dans CENG prendra la forme d'une nouvelle joint-venture entre les deux groupes (EDF et CEG), indépendante de la joint-venture existante UniStar.

Dans le cadre de cet accord, EDF a renforcé la liquidité de CEG en faisant un apport immédiat de 1 milliard de dollars dans CEG par souscription d'actions de préférence non convertibles, nouvellement émises par CEG, rémunérées au taux de 8 % et ayant une échéance maximale au 30 juin 2010. Ces actions de préférence seront restituées à CEG lors de la réalisation définitive de l'opération pour être imputées sur le prix d'achat de 4,5 milliards de dollars pour la participation de 49,99 % d'EDF dans CENG ou échangées au 30 décembre 2009 contre des *Senior Notes* au taux de 10 % et à échéance du 30 juin 2010, dans le cas où l'acquisition de la participation de 49,99 % ne se réaliserait pas.

EDF a par ailleurs consenti une participation de 150 millions de dollars au remboursement de certains frais de transaction.

De plus, le groupe EDF et CEG ont également conclu un contrat d'option de vente valable pour une durée de 2 ans, donnant à CEG le droit de vendre à EDF certains actifs de production non-nucléaire dans la limite de 2 milliards de dollars, sous réserve de l'obtention des autorisations réglementaires. Cette option concerne onze actifs ayant une valeur combinée de plus de 2 milliards de dollars. Cette option de vente peut être exercée jusqu'au 31 décembre 2010, sauf en cas de rupture avant cette date, du fait de CEG, des accords décrits ci-avant.

Enfin, EDF a fourni une ligne de financement temporaire de 600 millions de dollars de dernier ressort, afin de fournir à CEG une source supplémentaire de liquidités jusqu'à l'obtention des autorisations réglementaires permettant de toucher les fonds dégagés par l'exercice de l'option de vente.

Cette ligne de financement expirera lorsque toutes les autorisations réglementaires requises pour le transfert des actifs de production non nucléaire visés par l'option de vente d'actifs seront obtenues, ou au plus tard six mois après la date de signature de l'accord.

EDF et CEG pensent obtenir les autorisations réglementaires nécessaires en vue de l'acquisition par EDF de sa participation dans l'activité de production et d'exploitation/commercialisation d'énergie nucléaire de CEG et ainsi réaliser l'opération de rapprochement dans un délai de six à neuf mois.

Cet accord n'est soumis à aucune condition de financement. EDF financera l'opération, et notamment ses engagements en matière de liquidité, au moyen de sa trésorerie et de lignes de crédit. L'approbation de l'opération par les actionnaires de CEG n'est pas nécessaire.

Au 31 décembre 2008, la participation de 8,52 % détenue par le groupe EDF dans CEG (après prise en compte des actions remises par CEG à MidAmerican suite au *Termination Agreement* conclu entre CEG et MidAmerican) constitue un élément à part entière et indissociable du partenariat qu'EDF et CEG construisent. Les accords du 17 décembre 2008 permettent de garantir au groupe EDF un rôle renforcé au titre de ces investissements aux États-Unis.

De ce fait, les titres CEG détenus par EDF ont été valorisés sur la base de 52 dollars par action soit 634 millions d'euros. Une dépréciation de 156 millions d'euros a donc été comptabilisée.

# Note 5

## Autres opérations ou événements majeurs

**5.1 Événements survenus en 2008** 39

**5.2 Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice 2007** 41

### 5.1 Événements survenus en 2008

#### 5.1.1 Consolidation de la structure de l'endettement financier

L'année 2008 est marquée par un appel au financement externe important pour le groupe EDF.

Dans le cadre de la centralisation croissante des financements des filiales et du financement de son programme d'investissement, le groupe EDF a procédé au cours de l'exercice 2008 à d'importants programmes d'émission.

Les principales opérations sont décrites ci-dessous :

- EDF a procédé à plusieurs émissions obligataires auprès d'investisseurs institutionnels français et internationaux, et notamment :
  - 1,5 milliard d'euros en janvier 2008 de maturité 10 ans ;
  - 1,8 milliard d'euros en mai 2008 de maturité 6 à 12 ans ;
  - 0,5 milliard de livres sterling (0,6 milliard d'euros) en mai 2008 de maturité 20 ans ;
  - 40 milliards de yens en juillet 2008 (0,2 milliard d'euros) de maturité 5 ans ;
  - 2 milliards d'euros en novembre 2008 de maturité 4 ans et 2 mois ;
  - 1,35 milliard de francs suisses (0,9 milliard d'euros) en novembre et décembre 2008 de maturité 5 ans ;
  - 0,4 milliard de livres sterling (0,5 milliard d'euros) en décembre 2008 de maturité 14 ans ;
- RTE EDF Transport a également procédé, en mai et août 2008, à deux émissions d'emprunts obligataires de 1,25 milliard d'euros et 1 milliard d'euros, d'une durée de 7 et 10 ans respectivement, destinés à refinancer une partie de sa dette ;
- pour couvrir son programme d'investissement, EnBW a de son côté procédé à une double émission obligataire en novembre 2008 auprès d'un groupement de banques européennes d'un montant total de 1,5 milliard d'euros de maturité 5 et 10 ans.

Ces émissions s'inscrivent dans la politique d'allongement de la durée moyenne de la dette du Groupe.

#### 5.1.2 Volatilité des marchés de matières premières et de l'énergie

L'exercice 2008 a été marqué par une importante volatilité des prix de marché, caractérisée d'une part par une progression au cours du premier semestre sur les marchés de l'électricité et des autres commodités, et d'autre part par une chute sur le second semestre sous l'effet de la crise économique et financière. Il en résulte une volatilité importante en capitaux propres sur les écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments de couverture utilisés dans le cadre de la gestion des risques marchés énergies : (2 204) millions d'euros (voir note 36.4).

#### 5.1.3 Crise des marchés financiers

La crise financière apparue à la fin du premier semestre 2007 s'est poursuivie sur l'exercice 2008 et a été relayée par une crise économique dont les effets se sont aggravés au dernier trimestre.

La crise financière se caractérise par une forte baisse des actions, un assèchement des liquidités et des crédits bancaires.

La crise économique s'est traduite par un ralentissement très net de l'activité et par une chute du prix des matières premières et de l'énergie.

De manière générale, il a été observé sur tous les marchés une volatilité historiquement importante.

Les comptes consolidés, comme le rapport de gestion, détaillent dans différents chapitres et notes les effets de la crise sur les comptes et donnent toute l'information utile telle que prévue par les textes réglementaires.

Cette note fournit les références aux différents documents, chapitres et sections traitant de ce sujet pour les domaines liés aux marchés financiers et à ceux des matières premières et de l'énergie.

Les règles de classification, d'évaluation et de dépréciation des actifs et passifs financiers sont décrites en note 2.16 de l'annexe aux comptes. Le Groupe n'a pas effectué de reclassement de ses actifs financiers comme permis par l'amendement à la norme IAS 39 approuvé par la Commission européenne.

La description des différents types des risques financiers et du risque marché de l'énergie ainsi que le cadre de leur gestion et de leur contrôle par le Groupe sont présentés dans le chapitre 1.10 du rapport de gestion ainsi qu'en note 35 de l'annexe aux comptes.

Les analyses de sensibilité exigées par la norme IFRS 7 sont présentées dans le rapport de gestion :

- Risque de change : chapitre 1.10.1.3 ;
- Risque de taux sur les financements émis et actifs financiers : chapitre 1.10.1.4 ;
- Risques marchés énergies : chapitre 1.10.2 ;
- Risque action sur actifs financiers : chapitre 1.10.1.5.

Les principales informations concernant les actifs et passifs financiers se trouvent détaillées comme suit par thématique :

- Risques de liquidité :
  - Échéancier des dettes : annexe aux comptes – note 34.2.2,
  - Covenants et engagements hors bilan : annexe aux comptes – note 34.5,
  - Engagements hors bilan liés aux investissements : annexe aux comptes – note 25.5,
  - Engagements hors bilan : rapport de gestion – chapitre 1.12 ;
- Risques de change :
  - Ventilation des emprunts par taux et devises : annexe aux comptes – note 34.2 ;
- Risques action (rapport de gestion – chapitre 1.10.1.5) :
  - Couverture des engagements nucléaires : annexe aux comptes – notes 25.3.2.1 et 32.4,
  - Couverture des engagements sociaux : annexe aux comptes – note 32.5,
  - Gestion de trésorerie long terme,
  - Titres de participation directe ;
- Risques de taux :
  - Taux d'actualisation sur provisions nucléaires : mode de calcul et sensibilité : annexe aux comptes – notes 32.4.1 et 32.4.2,
  - Taux d'actualisation sur les retraites : annexe aux comptes – note 32.5.4,
  - Ventilation des emprunts par taux et devises : annexe aux comptes – note 34.2 ;
- Traitement au bilan des risques financiers et des risques marchés :
  - Instruments dérivés et comptabilité de couverture : annexe aux comptes – note 36 avec un lien assuré avec le tableau de variations des capitaux propres,
  - Instruments dérivés non comptabilisés en couverture : annexe aux comptes – note 37.

### 5.1.4 Accord EDF-AREVA pour la gestion du combustible nucléaire usé

EDF et AREVA ont signé le 19 décembre 2008 un accord-cadre de coopération industrielle de long terme (2040), portant sur l'évacuation de l'ensemble des combustibles usés d'EDF, les conditions techniques et financières du transport, le traitement et le recyclage du combustible usé (2008-2012), ainsi que le montant de la soulte libératoire pour le démantèlement de l'usine AREVA de La Hague.

Cet accord-cadre, qui offre une meilleure visibilité sur les modalités futures de coopération entre EDF et AREVA repose sur deux engagements réciproques :

- AREVA exploitera les installations de La Hague et de Melox jusqu'en 2040 dans un objectif d'amélioration continue de leur performance industrielle et économique au bénéfice d'EDF ;

- EDF utilisera lesdites installations jusqu'à cette échéance de 2040 et confiera, en conséquence, le transport du combustible usé à AREVA.

Il s'inscrit dans le prolongement de la démarche historiquement engagée par les deux entreprises qui repose, depuis la mise en service des premières centrales nucléaires d'EDF, sur :

- la prise en charge et le transport du combustible nucléaire usé depuis les centrales EDF jusqu'à l'usine de La Hague ;
- la séparation des matières combustibles recyclables des résidus ultimes à l'usine de La Hague et la fourniture de combustible MOX à l'usine Melox ;
- le conditionnement et la réduction du volume des résidus ultimes qui sont soit vitrifiés (déchets de haute activité), soit compactés (moyenne activité à vie longue), permettant leur entreposage en toute sécurité dans des installations dédiées à l'usine de La Hague.

Dans l'accord de coopération industrielle du 19 décembre 2008, EDF et AREVA ont fixé le montant de la soulte à verser au titre de la Reprise et Conditionnement des Déchets anciens (RCD), de la Mise à l'Arrêt Définitif (MAD) et du Démantèlement (DEM) des installations de La Hague à 2,3 milliards d'euros au 1<sup>er</sup> janvier 2008 aux conditions économiques du 31 décembre 2007.

En fonction de cet accord-cadre, le montant provisionné au titre de la soulte a été repris et comptabilisé comme une dette d'exploitation. Le montant de cette dette est réduit à 1,68 milliard d'euros hors taxes compte tenu d'avances déjà versées par EDF à AREVA.

Les deux Groupes s'engagent à parvenir à une déclinaison contractuelle de cet accord-cadre d'ici le 31 décembre 2009, et notamment sur les modalités pratiques d'extinction de cette dette.

### 5.1.5 Augmentation de capital d'EDF Énergies Nouvelles

Dans le cadre du financement de son développement dans le solaire photovoltaïque, le groupe EDF Énergies Nouvelles a augmenté son capital d'un montant final brut de 499 540 592 euros (prime d'émission incluse). Cette augmentation de capital a conduit à la création de 15 513 683 actions nouvelles d'une valeur nominale de 1,60 euro chacune, livrées le 30 septembre 2008. Le prix des actions nouvelles est de 32,20 euros par action.

Le groupe EDF et le groupe Mouratoglou, qui détiennent ensemble 75,1 % du capital et des droits de vote d'EDF Énergies Nouvelles, ont souscrit à hauteur de la totalité de leurs droits.

### 5.1.6 Partenariat avec Exeltium

Suite à un dialogue approfondi avec la Commission européenne, cette dernière a confirmé en date du 30 juillet 2008 que l'accord de partenariat industriel entre EDF et Exeltium (groupement d'achat fondé par de grands industriels électro-intensifs) répondait aux attentes qu'elle avait exprimées quant à sa conformité au droit à la concurrence.

Ce contrat, qui concerne des volumes de l'ordre de 310 TWh répartis sur 24 ans, a pour objectif de permettre à Exeltium de sécuriser son approvisionnement énergétique en bénéficiant d'une visibilité sur les prix d'approvisionnement en électricité sur le long terme en contrepartie d'un partage de risques concernant le développement et l'exploitation du parc nucléaire d'EDF.

Les premières livraisons d'électricité devraient intervenir dès qu'Exeltium disposera du financement nécessaire.

## 5.1.7 Allemagne

Le 10 juillet 2008, EnBW a remporté l'appel d'offres pour l'acquisition d'une participation de 26 % dans la société EWE AG Oldenburg pour un montant total d'environ 2 milliards d'euros. L'opération reste encore soumise à l'autorisation de l'office fédéral des cartels. Le financement sera effectué sur fonds propres grâce notamment aux emprunts émis par EnBW au cours de l'exercice 2008.

Par ailleurs, l'Agence fédérale des réseaux (régulateur pour l'Allemagne) a notifié à EnBW une baisse de la rémunération des péages relatifs au réseau de transport de gaz qui a conduit le Groupe à constater une perte de valeur de 166 millions d'euros sur les actifs d'EnBW dans les comptes au 31 décembre 2008.

# 5.2 Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice 2007

Les principaux événements et transactions survenus au cours de l'exercice 2007 et ayant un impact significatif sur les comptes sont décrits ci-dessous :

## 5.2.1 France

### 5.2.1.1 TEXTES D'APPLICATION DE LA LOI DE PROGRAMME DU 28 JUIN 2006, RELATIVE À LA GESTION DURABLE DES MATIÈRES ET DÉCHETS RADIOACTIFS

Les textes d'application de la loi du 28 juin 2006 comprennent le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007, relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Ils précisent notamment que les charges doivent être évaluées selon cinq catégories.

En conséquence, à compter de l'exercice 2007, les provisions nucléaires se présentent comme suit :

- provision pour déconstruction des centrales ;
- provision pour gestion du combustible usé, anciennement provision pour traitement du combustible nucléaire, qui comprend également les charges de reprise et de conditionnement des déchets anciens ;
- provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs, anciennement provision pour évacuation et stockage des déchets radioactifs, qui comprend également les charges de surveillance après fermeture des stockages.

Dans les comptes de bilan, les provisions sont présentées sous deux rubriques :

- la provision pour aval du cycle nucléaire, anciennement provision pour fin de cycle du combustible nucléaire ;
- la provision pour déconstruction et derniers cœurs.

En application de ces mêmes textes, les provisions afférentes aux charges de gestion à long terme des déchets radioactifs issus des opérations de déconstruction des centrales nucléaires d'EDF sont reclassées, au 31 décembre 2007, de la rubrique « Provisions pour déconstruction » à la rubrique « Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs ».

### 5.2.1.2 FILIALISATION DE L'ACTIVITÉ DE DISTRIBUTION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

En application de la loi relative au secteur de l'énergie du 7 décembre 2006, la filialisation de l'activité de distribution d'énergie électrique sur le territoire métropolitain continental a été réalisée par EDF et a pris effet juridiquement au 31 décembre 2007.

L'ensemble des actifs correspondants a été apporté par EDF à la nouvelle société Électricité Réseau Distribution France (ERDF), selon la procédure de l'apport partiel d'actifs, avec effet rétroactif comptable au 1<sup>er</sup> janvier 2007.

Cette opération n'a pas d'impact sur les comptes consolidés du Groupe, ERDF étant consolidée à 100 % par intégration globale.

## 5.2.2 Allemagne

À la suite de l'approbation définitive par les autorités allemandes, le 6 juillet 2007, de la réforme fiscale, le taux d'impôt sur les sociétés applicable à EnBW a baissé de 38 % à 29 % à compter de 2008.

Cette réforme s'est traduite dans les comptes de l'exercice 2007 par une baisse de l'impôt différé passif ayant entraîné un produit d'impôt de 304 millions d'euros.

Par ailleurs, l'Agence fédérale des réseaux (régulateur pour l'Allemagne) a notifié à EnBW une baisse de 11 % sur les péages des réseaux de transport ayant conduit le Groupe à constater une perte de valeur de 143 millions d'euros (voir note 15).

## 5.2.3 Mexique, Argentine

EDF a poursuivi sa politique de désengagement en Amérique du Sud en procédant à la cession de sa participation résiduelle de 25 % dans Edenor en mai 2007 et de ses activités mexicaines en décembre 2007.

Les plus-values dégagées à ce titre se sont élevées à 456 millions d'euros avant impôts (voir note 6.2).

## Note 6 Évolutions du périmètre de consolidation

# 6

**6.1 Évolutions du périmètre de consolidation  
au cours de l'exercice 2008**

42

**6.2 Évolutions du périmètre de consolidation  
au cours de l'exercice 2007**

42

### 6.1 Évolutions du périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2008

Les principales évolutions de périmètre de l'exercice 2008 sont les suivantes :

#### – SECTEUR « ITALIE »

- cession par Edison en avril 2008 de sept centrales thermoélectriques ;
- cession le 1<sup>er</sup> mai 2008 de 51 % de la société Dolomiti Edison Energy qui détient 3 centrales hydrauliques à la province de Trent et de 60 % de la société Hydros qui détient 7 centrales hydrauliques à la province de Bolzano le 24 octobre 2008. Les deux sociétés restent consolidées en intégration globale ;
- création de la société Edison Engineering SA qui construit un cycle combiné-gaz à Thisvi en Grèce.

#### – SECTEUR « RESTE EUROPE »

- cession de Soprolif finalisée en février 2008 ;
- achat par EDF, consécutif à l'exercice de l'option de vente par GDF SUEZ, d'actions ECW (Pologne) pour 54 millions d'euros, portant le pourcentage d'intérêt du groupe EDF de 77,52 % à 99,66 % ;
- réalisation de diverses opérations de croissance externe chez Dalkia International dont l'acquisition du groupe Praterm en Pologne ;
- augmentation de la participation d'EDF Énergies Nouvelles dans Fotosolar de (45,83 % à 90 %) ;

- cession en décembre 2008 de la Société Clemessy détenue par Dalkia Holding ayant dégagé une plus-value de 184 millions d'euros. La quote-part revenant au groupe EDF s'élève à 63 millions d'euros et figure sous la rubrique « Titres mis en équivalence » ;
- acquisition en octobre 2008 de 100 % de la Société Eagle Energy Partners par EDF Trading pour un montant de 230 millions de dollars américains (soit 181 millions d'euros).

La situation nette acquise après retraitements de juste valeur s'élève à 238 millions de dollars américains (soit 184 millions d'euros).

Eagle Energy Partners, société qui opère aux États-Unis, est spécialisée dans la fourniture de services de transport et de stockage de gaz naturel et d'optimisation sur les marchés de gros de gaz naturel et de l'électricité ;

- acquisition par EDF Production UK, filiale à 100 % de EDF, de 80 % des participations d'ATP Oil and Gas UK dans 3 champs gaziers en mer du Nord le 18 décembre 2008 pour un montant de 260 millions de livres sterling.
- montée au capital d'EDF Investissement Groupe, par apport de 1,806 milliard d'euros à l'occasion d'une augmentation de capital en décembre 2008 réservée à C3 portant le taux de détention du Groupe de 66,67 % à 84,85 %.

### 6.2 Évolutions du périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2007

Les principales évolutions de périmètre de l'exercice 2007 sont les suivantes :

#### – SECTEUR « ALLEMAGNE »

- cession par EnBW de sa filiale U plus, spécialisée dans le traitement des déchets, pour un montant de 35 millions d'euros. Le résultat de cession net d'impôt est de 15 millions d'euros ;
- consolidation chez EnBW :
  - par mise en équivalence de sept sociétés dont la société Drewag détenue à 35 %,
  - par intégration globale des sociétés ESW et GSW suite à des prises de participation complémentaires.

#### – SECTEUR « ITALIE »

- exercice des warrants d'Edison, ramenant le pourcentage d'intérêt du groupe EDF à 48,96 % ;
- cession par Edison, en février 2007, après approbation par les autorités compétentes en matière de concurrence, de sa participation de 66,32 % dans la société Serene pour un prix de cession de 98 millions d'euros ;
- consolidation par intégration globale, chez Edison de la société Thisvi Power Generation Plant, suite à l'acquisition de 65 % d'intérêt dans le capital début 2007.

## – AUTRES SECTEURS

- changement de méthode de consolidation de la société SSE, consolidée par intégration proportionnelle à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2007 ;
- acquisition par Edev de 13,77 % supplémentaires d'Électricité de Strasbourg en septembre 2007, pour un montant de 150 millions d'euros. Le goodwill apprécié sur la base de la valeur des actifs et passifs figurant dans les comptes du Groupe s'établit à 126 millions d'euros ;
- consolidation par intégration globale de Supra et Fahrenheit, et par intégration proportionnelle de Sloe, EDF Investissement Groupe et Domo-finance, et réalisation d'opérations de croissance externe au sein des groupes Dalkia et EDF Énergies Nouvelles dans le segment « Reste Europe » ;
- création, en juillet 2007, du groupe Unistar Nuclear Energy détenu à 50 / 50 avec le groupe électricien américain Constellation Energy en vue

de développer des centrales de type EPR aux États-Unis ; l'apport d'EDF s'est élevé à 350 millions de dollars américains. Unistar Nuclear Energy est consolidée par intégration proportionnelle ;

- cession le 4 mai 2007 par EDF International de sa participation résiduelle dans Edenor pour un montant de 171 millions de dollars américains (soit 125 millions d'euros). La plus-value dégagée à ce titre s'élève à 111 millions d'euros ;
- cession le 27 décembre 2007 par EDF International de ses activités au Mexique, pour un montant de 951 millions d'euros, après remboursement de la dette figurant au bilan des sociétés. Le résultat de cession net d'impôt est de 376 millions d'euros ; l'impact sur l'endettement financier net du Groupe s'élève à 970 millions d'euros.

## Note Informations sectorielles

# 7

**7.1 Informations par zone géographique** 43

**7.2 Produits provenant des ventes à des clients externes par zone géographique sur la base de la localisation des clients** 46

**7.3 Informations par secteurs d'activité** 46

L'information sectorielle est présentée sur la base de l'organisation du Groupe qui reflète les différents niveaux de risques et de rentabilité auxquels il est exposé.

La segmentation des informations par zone géographique en fonction de l'implantation des actifs est privilégiée, le risque « pays » l'emportant, à ce jour, sur le risque « activité » en raison des différences de contextes

économiques, réglementaires et techniques entre les différentes zones géographiques où le Groupe évolue.

Les données sectorielles s'entendent avant retraitements de consolidation intersecteurs et ajustements intersecteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

## 7.1 Informations par zone géographique

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

- « **France** » qui désigne EDF, ses filiales RTE EDF Transport et ERDF, et regroupe les activités régulées (principalement Distribution et Transport) et non régulées (principalement Production et Commercialisation) ;
- « **Royaume-Uni** » qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy ;
- « **Allemagne** » qui désigne les entités du sous-groupe EnBW ;
- « **Italie** » qui regroupe les entités situées en Italie, notamment les entités du sous-groupe Edison, TDE, Fenice ;

- « **Reste Europe** » qui regroupe les autres entités européennes situées notamment en Europe continentale, les participations et activités nouvelles dont Électricité de Strasbourg, Dalkia, Tiru, EDF International, EDF Énergies Nouvelles et EDF Trading ;
- « **Reste du Monde** » qui regroupe les entités situées aux États-Unis, en Amérique latine et en Asie.

### 7.1.1 Au 31 décembre 2008

(en millions d'euros)	France	Royaume- Uni	Allemagne	Italie	Reste Europe	Reste du monde	Éliminations	Total
Chiffre d'affaires externe	34 264	8 244	7 467	6 042	7 639	623	-	64 279
Chiffre d'affaires intersecteur	486	6	42	1	640	1	(1 176)	-
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>34 750</b>	<b>8 250</b>	<b>7 509</b>	<b>6 043</b>	<b>8 279</b>	<b>624</b>	<b>(1 176)</b>	<b>64 279</b>
<b>EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION</b>	<b>9 020</b>	<b>944</b>	<b>1 114</b>	<b>911</b>	<b>2 045</b>	<b>206</b>	<b>-</b>	<b>14 240</b>
<b>Bilan :</b>								
Goodwill	-	1 786	1 405	2 020	1 501	96	-	6 808
Autres actifs incorporels et immobilisations	81 111	8 901	6 241	4 974	8 294	970	-	110 491
Titres mis en équivalence	20	61	848	25	1 789	76	-	2 819
Autres actifs sectoriels <sup>(1)</sup>	23 095	1 651	2 517	1 600	7 831	270	-	36 964
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	2	-	-	-	-	2
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	43 204
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>104 226</b>	<b>12 399</b>	<b>11 013</b>	<b>8 619</b>	<b>19 415</b>	<b>1 412</b>	<b>-</b>	<b>200 288</b>
Passifs sectoriels <sup>(2)</sup>	107 857	3 850	7 109	1 702	5 324	237	-	126 079
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres passifs non affectés et capitaux propres	-	-	-	-	-	-	-	74 209
<b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF</b>	<b>107 857</b>	<b>3 850</b>	<b>7 109</b>	<b>1 702</b>	<b>5 324</b>	<b>237</b>	<b>-</b>	<b>200 288</b>
<b>Autres informations :</b>								
Investissements corporels et incorporels	6 003	1 403	572	468	1 932	176	-	10 554
Dotations aux amortissements	(3 922)	(444)	(382)	(453)	(447)	(65)	-	(5 713)
Pertes de valeur	(14)	-	(174)	(42)	88	27	-	(115)

## 7.1.2 Au 31 décembre 2007

(en millions d'euros)	France	Royaume- Uni	Allemagne	Italie	Reste Europe	Reste du monde	Éliminations	Total
Chiffre d'affaires externe	32 232	8 353	6 900	4 658	6 225	1 269	-	59 637
Chiffre d'affaires intersecteur	376	4	25	-	602	1	(1 008)	-
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>32 608</b>	<b>8 357</b>	<b>6 925</b>	<b>4 658</b>	<b>6 827</b>	<b>1 270</b>	<b>(1 008)</b>	<b>59 637</b>
<b>EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION</b>	<b>9 996</b>	<b>1 285</b>	<b>1 031</b>	<b>910</b>	<b>1 655</b>	<b>333</b>		<b>15 210</b>
<b>Bilan :</b>								
Goodwill	-	2 320	1 390	2 031	1 435	90		7 266
Autres actifs incorporels et immobilisations	78 271	10 328	6 200	4 910	6 747	906		107 362
Titres mis en équivalence	-	42	817	18	1 578	75		2 530
Autres actifs sectoriels <sup>(1)</sup>	20 268	2 054	1 790	1 231	4 465	213		30 021
Actifs détenus en vue de la vente	-	50	2	155	62	-		269
Autres actifs non affectés								38 701
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>98 539</b>	<b>14 794</b>	<b>10 199</b>	<b>8 345</b>	<b>14 287</b>	<b>1 284</b>	<b>-</b>	<b>186 149</b>
Passifs sectoriels <sup>(2)</sup>	100 810	3 409	6 284	1 440	5 437	206		117 586
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	-	39	4	38	33	-		114
Autres passifs non affectés et capitaux propres								68 449
<b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF</b>	<b>100 810</b>	<b>3 448</b>	<b>6 288</b>	<b>1 478</b>	<b>5 470</b>	<b>206</b>	<b>-</b>	<b>186 149</b>
<b>Autres informations :</b>								
Investissements corporels et incorporels	5 097	1 183	378	397	1 000	70		8 125
Dotations aux amortissements	(3 836)	(475)	(363)	(440)	(411)	(103)		(5 628)
Pertes de valeur	5	(1)	(146)	(8)	-	-		(150)

(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs.

(2) Les passifs sectoriels comprennent les comptes spécifiques des concessions, les provisions pour aval de cycle du combustible nucléaire, les provisions pour déconstruction et derniers cœurs, les provisions pour avantages du personnel, les provisions pour renouvellement des immobilisations en concession, les autres provisions pour risques et charges (hormis les provisions pour risques liés aux participations et les provisions pour risques fiscaux), les fournisseurs et comptes rattachés et les autres crédi-  
teurs.

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

(en millions d'euros)	France	Europe	Reste du monde	EDF Trading	Total
<b>EXERCICE 2008</b>	<b>33 868</b>	<b>27 743</b>	<b>1 455</b>	<b>1 213</b>	<b>64 279</b>
<b>Exercice 2007</b>	<b>31 474</b>	<b>25 505</b>	<b>1 988</b>	<b>670</b>	<b>59 637</b>

## 7.3 Informations par secteurs d'activité

Les activités du Groupe se déclinent comme suit :

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

(en millions d'euros)	Production - Commercialisation	Distribution	Transport	Autres	Éliminations <sup>(1)</sup>	Total
<b>Au 31 décembre 2008 :</b>						
Chiffre d'Affaires Externe :						
- dont France	21 968	9 031	4 211	140	(1 086)	34 264
- dont reste du Monde	23 381	2 836	31	3 767		30 015
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>45 349</b>	<b>11 867</b>	<b>4 242</b>	<b>3 907</b>	<b>(1 086)</b>	<b>64 279</b>
Actifs sectoriels	74 165	54 922	12 263	15 424	(1 228)	155 546
Actifs non affectés						44 742
Investissements de l'exercice (corporels et incorporels)	5 459	3 472	854	769	-	10 554
<b>Au 31 décembre 2007 :</b>						
Chiffre d'Affaires externe :						
- dont France	20 317	8 551	3 998	196	(830)	32 232
- dont reste du Monde	21 256	2 126	16	4 007	-	27 405
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>41 573</b>	<b>10 677</b>	<b>4 014</b>	<b>4 203</b>	<b>(830)</b>	<b>59 637</b>
Actifs sectoriels	67 374	54 498	12 051	12 946	(498)	146 371
Actifs non affectés						39 778
Investissements de l'exercice (corporels et incorporels)	3 490	3 146	802	687	-	8 125

(1) Dont éliminations entre activités régulées (Distribution - Transport) : (66) pour 2008, (172) pour 2007 ;  
Dont éliminations entre activités non régulées : (23) pour 2008, (46) pour 2007.

## Note **Chiffre d'affaires**

# 8

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

<i>(en millions d'euros)</i>	2008	2007
Ventes d'énergies et de services liés à l'énergie	58 255	54 622
Autres ventes de biens et de services	4 800	4 258
Variation de juste valeur des contrats de matières premières et d'énergie	11	94
Résultat net de change	-	(2)
Trading	1 213	665
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>64 279</b>	<b>59 637</b>

Le chiffre d'affaires consolidé est en progression de 7,8 % par rapport à celui de l'exercice 2007.

## Note **Achats de combustibles et d'énergie**

# 9

Les différentes composantes constituant les achats de combustibles et d'énergie sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	2008	2007
Achats consommés de combustibles - production d'énergie	(11 537)	(8 237)
Achats d'énergie	(15 797)	(13 454)
Charges de transport et d'acheminement	(2 190)	(2 215)
Résultat de couverture	97	102
(Dotations) et reprises de provisions liées aux combustibles nucléaires et aux achats d'énergie	2 405	589
<b>ACHATS DE COMBUSTIBLES ET D'ÉNERGIE</b>	<b>(27 022)</b>	<b>(23 215)</b>

Les achats de combustibles et d'énergie augmentent de 3 807 millions d'euros, soit de 16,4 % par rapport à l'exercice 2007.

## Note 10 Autres consommations externes

Les différentes composantes constituant les autres consommations externes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2008	2007
Services extérieurs et autres achats	(13 321)	(12 408)
Production stockée et immobilisée	2 961	2 498
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	102	113
<b>AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES</b>	<b>(10 258)</b>	<b>(9 797)</b>

## Note 11 Obligations contractuelles et engagements

<b>11.1</b> Engagements d'achats	48
<b>11.2</b> Engagements de livraison d'électricité	50
<b>11.3</b> Garanties et engagements relatifs à l'exécution de contrats d'exploitation	50
<b>11.4</b> Obligations et engagements en matière de location simple	51

### 11.1 Engagements d'achats

Le Groupe a souscrit dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achat d'électricité, de gaz, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustibles nucléaires, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

Dans la quasi-totalité des cas, ces engagements sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation de livrer les quantités déterminées dans ces contrats.

EDF a également passé avec un certain nombre de producteurs d'électricité des contrats d'achats à long terme, en participant au financement de centrales de production.

Au 31 décembre 2008, l'échéancier des engagements d'achat fermes et irrévocables, évalués en millions d'euros courants se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2008					31.12.2007
	Total	Échéances				Total
		< 1 an	1 - 5 ans	5 - 10 ans	> 10 ans	
Achats d'électricité	15 061	4 023	5 117	3 744	2 177	13 704
Achats de gaz <sup>(1)</sup>	14 467	2 244	6 723	3 343	2 157	12 600
Achats d'autres énergies et de matières premières	4 711	1 000	1 688	1 485	538	3 558
Achats de combustibles nucléaires	19 242	1 360	6 031	5 389	6 462	14 501
<b>ENGAGEMENTS D'ACHATS FERMES ET IRRÉVOCABLES</b>	<b>53 481</b>	<b>8 627</b>	<b>19 559</b>	<b>13 961</b>	<b>11 334</b>	<b>44 363</b>

(1) Hors Edison (voir note 11.1.2).

### 11.1.1 Achats d'électricité

Les engagements d'achats d'électricité proviennent principalement d'EnBW, d'EDF, essentiellement portés par le Système énergétique insulaire (SEI) qui s'est engagé à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon, d'ERDF, EDF Energy et RTE EDF Transport.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et au terme de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de co-génération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éoliennes, petite hydraulique...). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la Contribution au service public de l'électricité (CSPE) instaurée par la loi du 3 janvier 2003. Ces obligations d'achat compensées à hauteur de la CSPE s'élèvent à 26,7 TWh pour l'exercice 2008 (25,3 TWh pour l'exercice 2007), dont 14,0 TWh au titre de la co-génération (14,4 TWh pour 2007) et 5,1 TWh au titre de l'éolien (3,9 TWh pour 2007).

### 11.1.2 Achats de gaz

Le Groupe est partenaire de projets de production indépendante (IPP) adossés à des PPA (*Power Purchase Agreement*). Les engagements d'achats de gaz sont pour la plupart liés à ces centrales électriques IPP et sont adossés à des contrats d'achat d'électricité reçus. Ces contrats incluent des clauses dites de « pass-through » qui permettent de répercuter aux clients la quasi-totalité de la variabilité du coût des sources d'approvisionnement.

Les autres engagements d'achats de gaz sont portés par EnBW et EDF, dans le cadre du développement de leur activité de commercialisation de gaz.

En ce qui concerne Edison, des contrats d'importation de gaz naturel sous forme de contrats « take or pay » ont été mis en place pour une capacité totale à terme de 18 milliards de mètres cubes par an lorsque tous les contrats seront opérationnels. Les contrats déjà opérationnels concernent les importations de Russie, de Libye, d'Algérie et de Norvège pour une fourniture totale de 9,4 milliards de mètres cubes par an. En outre, deux nouveaux

contrats totalisant un volume de 8,4 milliards de mètres cubes par an en provenance du Qatar et d'Algérie entreront en vigueur au cours des prochains exercices.

Par ailleurs, le contrat avec Terminale GNL Adriatico, unité de liquéfaction de gaz qui sera mise en service mi 2009, dans laquelle Edison détient une participation de 10 %, prévoit les conditions suivantes :

- le maintien de la participation d'Edison au plus tard jusqu'au 1<sup>er</sup> juillet 2011 ;
- sous certaines conditions, le droit pour Edison d'acheter les 90 % restants du terminal GNL ou de vendre sa participation de 10 % ;
- le droit des co-actionnaires de racheter la participation de 10 % d'Edison en cas de rupture du contrat d'approvisionnement avec Rasgas du fait d'Edison ;
- le mode de détermination du prix des actions en cas d'exercice des options de vente ou d'achat ;
- l'obligation par les co-actionnaires de fournir les ressources suffisantes pour construire le terminal. À l'achèvement de la construction, Edison bénéficiera d'environ 80 % des capacités de regazéification du terminal pour une durée de 25 ans.

### 11.1.3 Achats d'autres énergies et matières premières

Les engagements d'achats d'autres énergies et matières premières concernent essentiellement des achats de charbon et de fioul utilisés pour le fonctionnement des centrales thermiques.

### 11.1.4 Achats de combustibles nucléaires

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins d'EDF en combustibles et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible. L'augmentation des engagements résulte d'une part, de la conclusion de nouveaux contrats, augmentant en volume et dans la durée la couverture des besoins d'EDF en matière d'approvisionnement et, d'autre part, de la réévaluation des coûts d'approvisionnements en uranium.

## 11.2 Engagements de livraison d'électricité

Un ensemble de contrats à long terme a été passé avec un certain nombre d'électriciens européens au terme desquels EDF s'est engagé à livrer de l'électricité. Ces contrats sont de deux types :

- des contrats de co-financement de centrales nucléaires, portant selon les cas sur une centrale particulière ou un parc de production défini. Les entreprises ayant participé à ces financements ont un droit à l'énergie produite des centrales concernées au prorata de leur participation au financement initial ;
- des contrats commerciaux de vente à long terme adossés le plus souvent sur le parc de production nucléaire.

Par ailleurs, lors de la prise de participation dans EnBW en 2001, EDF s'est engagé auprès de la Commission européenne à mettre à disposition du marché une partie de ses capacités de production, pour une durée estimée initialement à cinq ans soit en principe, jusqu'au 7 février 2006. Cet engagement était destiné à favoriser l'accès de concurrents au marché français en palliant pendant quelques années les difficultés d'approvisionnement existant sur un marché français alors naissant. En 2007, près de 40 TWh (contre 41 TWh en 2006) ont ainsi été mis à disposition du marché.

EDF a la possibilité depuis février 2006 de déposer une demande argumentée de sortie du processus d'enchères. À ce jour, EDF a décidé de ne pas faire ce choix. Après des discussions avec la Commission européenne et sur proposition d'EDF, la Commission a autorisé, en septembre 2006, un certain nombre d'aménagements au processus d'enchères, notamment l'introduction d'un produit de base d'une durée de 4 ans, mis en vente depuis septembre 2006, sans modification du volume d'énergie annuel mis à disposition par EDF.

Les enchères se poursuivent donc à ce jour.

Enfin, suite au contentieux qui a opposé EDF et Direct Energie, le Conseil de la concurrence, par sa décision en date du 10 décembre 2007, a accepté et rendu obligatoires les engagements proposés par EDF, de mettre à disposition des fournisseurs alternatifs d'énergie une capacité significative d'électricité de 1 500 MW, soit environ 10 TWh par an pendant 15 ans, à des niveaux de prix leur permettant de concurrencer effectivement les offres d'EDF sur le marché libre de masse.

EDF a proposé sur la première période de 5 ans, de 2008 à 2012, un prix moyen de fourniture en base de 42 euros par MWh en euros courants. Ce prix, fixé à 36,8 euros par MWh pour la première année, croît progressivement jusqu'en 2012.

Concernant la deuxième période de dix ans, il est prévu que le prix soit fixé de manière à couvrir les coûts de développement par EDF de l'EPR à Flamanville (soit 54 euros par MWh).

Ces volumes seront attribués par voie d'enchères sur la base de 3 appels d'offres (2 en 2008 et 1 en 2009).

Dans ce contexte, EDF a procédé le 12 mars 2008 et le 19 novembre 2008 à deux appels d'offres portant sur des contrats d'approvisionnement en électricité de base de 500 MW chacun pour une durée pouvant aller jusqu'à 15 ans.

## 11.3 Garanties et engagements relatifs à l'exécution de contrats d'exploitation

### 11.3.1 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Dans le cadre de son activité, le Groupe met en place des garanties, généralement par l'intermédiaire de banques, destinées à la bonne exécution des contrats. Par ailleurs, le Groupe a donné ou reçu des engagements solidaires avec des tiers. Au 31 décembre 2008, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	31.12.2008			31.12.2007
		Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission	1 451	541	828	82	616
Engagements sur commandes d'exploitation <sup>(1)</sup>	4 172	2 269	1 421	482	3 217
Engagements sur commandes d'immobilisations	11 339	5 655	5 513	171	6 434
Autres engagements liés à l'exploitation	4 802	2 513	2 128	161	3 682
<b>ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION</b>	<b>21 764</b>	<b>10 978</b>	<b>9 890</b>	<b>896</b>	<b>13 949</b>
<b>ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS À L'EXPLOITATION</b>	<b>7 564</b>	<b>5 187</b>	<b>2 097</b>	<b>280</b>	<b>6 166</b>

(1) Hors matières premières et énergie.

Au 31 décembre 2008, les garanties de bonne exécution, de bonne fin et de soumission concernent principalement les garanties données par EDF Énergies Nouvelles (999 millions d'euros) liées aux projets de développement, les garanties liées à l'exploitation du réseau électrique du métro de Londres (52 millions d'euros), à la construction ou à l'exploitation laotienne (68 millions d'euros). D'autres garanties ont été données par le groupe EDF pour un montant de 332 millions d'euros, principalement par Dalkia International et EDF.

Les engagements fermes de commandes d'exploitation hors achats de matières premières et d'énergie ainsi que les engagements d'achats d'immobilisations corporelles s'élèvent à 15 512 millions d'euros (contre 9 651 millions d'euros au 31 décembre 2007). Ils augmentent principalement chez EDF Énergies Nouvelles du fait de la croissance des investissements et du développement des activités ainsi que chez EDF et EDF Energy.

Ils concernent essentiellement :

- EDF et ERDF pour 7 945 millions d'euros (5 902 millions d'euros au 31 décembre 2007) ; il s'agit pour 5 385 millions d'euros d'engagements pris lors de la signature de commandes concernant les immobilisations (4 129 millions d'euros au 31 décembre 2007) dont 1 743 millions d'euros liés à la construction de la centrale de type EPR (*European Pressurized Reactor*) sur le site de Flamanville ;
- les productions électriques insulaires pour 986 millions d'euros du fait d'engagements liés principalement à la construction de centrales ;
- RTE EDF Transport pour 1 019 millions d'euros (885 millions d'euros au 31 décembre 2007) ;
- EDF Energy pour 1 187 millions d'euros (115 millions d'euros au 31 décembre 2007) du fait d'engagements liés à la construction d'une centrale à cycle combiné gaz et aux réseaux ;
- Edison pour 785 millions d'euros (193 millions d'euros au 31 décembre 2007), dont 491 millions d'euros au titre du projet Aboukir. Edison a signé un accord de concession lui accordant l'exploration, la production et les droits de développement des champs off-shore d'Aboukir en Égypte. Cet accord permet à Edison d'augmenter ses réserves actuelles d'hydrocarbure de 27 milliards de mètres cubes d'équivalents gaz et d'augmenter d'ici 2013 sa production annuelle de gaz de 1,1 milliard de mètres cubes à 2,6 milliards de mètres cubes ;
- EDF Énergies Nouvelles (EEN) pour 2 169 millions d'euros (1 744 millions d'euros au 31 décembre 2007) ;
- EnBW pour 875 millions d'euros (314 millions d'euros au 31 décembre 2007).

Les autres engagements donnés liés à l'exploitation concernent principalement :

- l'engagement de solidarité pris par les exploitants de centrales nucléaires allemands dans l'éventualité où, à la suite d'un accident nucléaire, l'un d'eux ne serait pas en mesure de faire face à ses obligations. Le montant consolidé par le groupe EDF au travers d'EnBW s'élève à 1 034 millions d'euros (1 034 millions d'euros au 31 décembre 2007) ;
- Edison à hauteur de 613 millions d'euros (613 millions d'euros en 2007) ;
- EDF Trading à hauteur de 1 688 millions d'euros relatifs à des garanties bancaires données à diverses contreparties dans le cadre de son activité de trading ; ils ont crû principalement à la suite de l'acquisition d'Eagle Energy Partners (592 millions d'euros en 2007).

Les engagements vis-à-vis de CDC Ixis Capital Markets dans le cadre du contrat de couverture au risque tempête ont pris fin en décembre 2008 à l'expiration du contrat (240 millions d'euros au 31 décembre 2007).

Les engagements reçus concernent principalement EDF. Il s'agit notamment des engagements reçus de la part des compagnies d'assurances pour couvrir les risques liés à la construction de la centrale de type EPR pour un montant de 2 843 millions d'euros (2 843 millions d'euros au 31 décembre 2007).

### 11.3.2 Accord de partenariat entre EDF et Enel

EDF et Enel ont signé, le 30 novembre 2007, un accord de partenariat industriel aux termes duquel Enel participe financièrement à hauteur de 12,5 % de l'ensemble des dépenses de construction, d'exploitation, de déconstruction et gestion de l'aval du cycle nucléaire de la centrale nucléaire de type EPR, Flamanville 3 et reçoit en contrepartie 12,5 % de la production d'électricité de cette centrale sur la durée de son exploitation. EDF est l'exploitant nucléaire de la centrale et en assume en conséquence la responsabilité totale.

Par ailleurs, préalablement à la réalisation effective de cet investissement, Enel a la possibilité d'acquérir progressivement de l'énergie issue de la production du parc nucléaire d'EDF à concurrence d'une capacité totale de 1 200 MW.

## 11.4 Obligations et engagements en matière de location simple

Le Groupe est engagé au titre d'accords qu'il a qualifiés de location simple en vertu de l'interprétation IFRIC 4. Ces engagements constituent l'essentiel des engagements de location simple en tant que bailleur. Ils portent principalement sur les IPP asiatiques.

Le Groupe est également engagé en tant que preneur par des contrats de location simple non résiliables portant sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles. Ils portent principalement sur EDF, EDF Energy et EDF Trading.

Au 31 décembre 2008, le montant des engagements de loyers irrévocables s'analyse comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2008				31.12.2007
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Engagements de location simple en tant que bailleur	1 662	216	749	697	1 778
Engagements de location simple en tant que preneur	2 593	611	1 442	540	2 709

# Note 12 Charges de personnel

**12.1** Charges de personnel 52

**12.2** Effectifs moyens 53

## 12.1 Charges de personnel

Les différentes composantes constituant les charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2008	2007
Rémunérations	(6 976)	(6 548)
Charges de sécurité sociale	(1 451)	(1 123)
Intéressement et participation	(244)	(213)
Avantages non monétaires	(365)	(340)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(238)	(67)
<b>Avantages à court terme</b>	<b>(9 274)</b>	<b>(8 291)</b>
<b>Avantages postérieurs à l'emploi</b>	<b>(1 218)</b>	<b>(1 665)</b>
Autres avantages à long terme	24	70
Plan d'attribution d'actions gratuites	-	(35)
Indemnités de fin de contrat	(8)	(17)
<b>Autres charges de personnel</b>	<b>16</b>	<b>18</b>
<b>CHARGES DE PERSONNEL</b>	<b>(10 476)</b>	<b>(9 938)</b>

• L'augmentation des rémunérations résulte notamment pour la France des dispositions salariales relatives aux mesures d'accompagnement dans le cadre de la réforme des retraites des Industries électriques et gazières, en particulier l'augmentation du Salaire National de Base (note 3.1).

### • Offre réservée aux salariés

L'État a cédé le 3 décembre 2007, 2,5 % du capital d'EDF à des investisseurs institutionnels français et internationaux.

En application de l'article 11 de la loi du 6 août 1986 et de l'article 26 de la loi du 9 août 2004, suite à une cession de titres par l'État, une offre à des conditions préférentielles d'acquisition a été proposée aux salariés et anciens salariés d'EDF et de certaines de ses filiales en France et à l'étranger. Cette offre portait sur 8 millions d'actions existantes représentant 15 % du nombre total d'actions cédées, soit 0,4 % du capital. L'opération a comporté deux offres qui intègrent, comme avantages consentis, des actions gratuites, des délais de paiement, et pour l'une d'entre elles, un abondement de l'entreprise.

Le prix de souscription a été fixé à 66 euros par action. À l'issue de l'opération qui s'est terminée le 22 septembre 2008, 3,2 millions d'actions ont été souscrites. Le règlement livraison est intervenu le 30 octobre 2008. Cette offre est comptabilisée en charges de personnel pour 52 millions d'euros (non comprises les charges sociales payées sur l'abondement versé par les entités étrangères) dont (7) millions d'euros en contrepartie des capitaux propres pour la part correspondant à l'évaluation de l'avantage non monétaire consenti aux salariés.

• Un plan d'attribution d'actions gratuites (ACT 2007) a été approuvé lors de l'assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2007. Les modalités définitives d'attribution, en particulier la liste des bénéficiaires au sein des sociétés du Groupe visées par cette opération et le nombre d'actions attribuées à chacun, ont été définies et approuvées lors du conseil d'administration du 30 août 2007. Les actions seront livrées le 31 août 2009 aux salariés titulaires d'un contrat de travail durant toute la période d'acquisition des droits, sauf exceptions spécifiées dans le plan, et sous réserve de l'atteinte d'un objectif de performance pour la période 2006-2008. Le nombre d'actions attribuées au 30 août 2007 est de 2,9 millions d'actions.

Ce plan est valorisé à la juste valeur des actions à la date d'attribution (72,5 euros par action au 30 août 2007) en fonction du cours de l'action EDF à cette date et des autres hypothèses actuarielles retenues.

La charge comptabilisée sur l'exercice correspond à une prise en compte prorata temporis sur la période d'acquisition, soit 100 millions d'euros sur un total estimé de 203 millions d'euros.

## 12.2 Effectifs moyens

	2008	2007
Statut IEG	102 689	103 855
Autres	53 242	50 178
<b>EFFECTIFS MOYENS</b>	<b>155 931</b>	<b>154 033</b>

Les effectifs moyens sont présentés en équivalents temps plein.

Les effectifs des sociétés intégrées proportionnellement sont consolidés au prorata du pourcentage d'intérêt et représentent 28 204 équivalents temps plein au 31 décembre 2008 (26 280 équivalents temps plein au 31 décembre 2007).

## Note 13 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	2008	2007
Subventions d'exploitation	1 898	2 024
Provision pour contribution des producteurs d'électricité au TaRTAM (hors prolongation jusqu'au 30 juin 2010) <sup>(1)</sup>	(17)	(248)
Résultat de déconsolidation	61	46
Résultat de cession d'immobilisations	(46)	(47)
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants	(111)	2
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	352	80
Autres produits et autres charges	(54)	(98)
<b>AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS</b>	<b>2 083</b>	<b>1 759</b>

(1) Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché.

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue par EDF au titre de la « Contribution au service public de l'électricité » (CSPE) instaurée par la loi du 3 janvier 2003. Cette contribution est due par le consommateur final (éligible ou non) et est recouvrée par les opérateurs de réseau ou les fournisseurs d'électricité qui procèdent à sa liquidation. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2005, les surcoûts résultant des tarifs de première nécessité et du dispositif pauvreté et précarité sont également pris en compte.

Cette compensation s'est traduite dans les comptes par un produit net des dérivés de couverture de 1 876 millions d'euros en 2008 (1 864 millions d'euros en 2007). Cette diminution s'explique par la hausse des prix du marché de l'électricité entre ces deux périodes.

Le produit à recevoir de la CSPE a été estimé sur la base des hypothèses les plus probables appréciées à fin 2008.

La loi du 7 décembre 2006 a instauré, sur le territoire métropolitain français, un tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché, applicable de plein droit sur deux ans, à compter de la date de la première demande, au consommateur final d'électricité dès lors qu'il en fait la demande avant le 1<sup>er</sup> juillet 2007 à son fournisseur. L'arrêté du 3 janvier 2007 précise que ce tarif transitoire est égal au tarif réglementé de vente hors taxes majoré de 10 %, 20 % ou 23 % suivant les caractéristiques du consommateur final choisissant de bénéficier du tarif réglementé transitoire.

Les fournisseurs qui, suite à cette demande, vont alimenter leurs clients au tarif réglementé transitoire d'ajustement, alors même qu'ils ne peuvent produire ou acquérir l'électricité fournie à un prix inférieur, bénéficient alors d'une compensation entre le coût de l'électricité fournie et les recettes liées à la fourniture au tarif réglementé transitoire.

Cette compensation versée aux fournisseurs d'électricité est assurée d'une part en utilisant une quote-part de la Contribution au service public de l'électricité (CSPE), d'autre part par une contribution des producteurs d'électricité d'origine nucléaire ou hydraulique dépassant certains seuils de production, dont EDF fait partie, dans la limite de 3 euros/MWh.

Le montant de la contribution des producteurs d'électricité est calculé de sorte que cette contribution ajoutée à la CSPE couvre les charges supportées par les fournisseurs.

La contribution d'EDF à la compensation des fournisseurs d'électricité instaurée par le « Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché » (TaRTAM) a fait l'objet au 31 décembre 2006 d'une provision de 470 millions d'euros dans les comptes du Groupe au titre de la période de deux ans couverte par le dispositif. Compte tenu de la mise à jour des hypothèses (note 2.2.7), une dotation complémentaire de 248 millions d'euros a été constatée au cours de l'exercice 2007 et de 17 millions d'euros au cours de l'exercice 2008. L'effet de la prolongation du TaRTAM jusqu'au 30 juin 2010, en application de la loi n° 2008-776 de modernisation de l'économie du 4 août 2008 est décrit en note 14.

Outre la prolongation du dispositif du TaRTAM, cette loi prévoit également de permettre à tout consommateur final de bénéficier de ce tarif, quand bien même il ne bénéficierait pas actuellement du TaRTAM.

Les autres produits et charges de l'exercice 2008 intègrent les effets :

- de prestations non récurrentes effectuées par EDF SA pour 171 millions d'euros (produit) ;
- de la décision du Tribunal administratif du 4 juillet 2008 dans le litige qui oppose RTE EDF Transport à la SNCF relatif au loyer dû pour l'utilisation du réseau d'énergie électrique à haute tension qui appartenait à la SNCF. RTE a décidé de faire appel de cette décision avec demande de sursis à exécution (charge) ;
- de l'arrivée à échéance le 17 décembre 2008 d'un contrat d'assurance tempête de type indicatif. Les termes de ce contrat prévoyaient qu'une partie des primes versées sur la période d'assurance était récupérable. En l'absence de tempête ayant dépassé le seuil d'indemnisation pendant la période sous assurance, cette réserve a été reversée à ERDF et comptabilisée en produit pour 137 millions d'euros.

Les opérations à caractère inhabituel par leur montant ou leur nature sont présentées en autres produits et charges d'exploitation (voir note 16).

## Note Prolongation du TaRTAM – Loi du 4 août 2008

# 14

Un complément de provisions de 1 263 millions d'euros a été enregistré au titre de la contribution d'EDF à la compensation des fournisseurs d'électricité en 2009 et 2010 suite à la prolongation jusqu'au 30 juin 2010 du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché. Ainsi qu'indiqué en note 2.2.7, ce montant est estimé au mieux de la connaissance et des estimations

du Groupe sur une série d'hypothèses sujettes à des aléas. Il est partiellement compensé à hauteur de 68 millions d'euros par des refacturations attendues auprès de partenaires dans des centrales nucléaires, pour lesquels ces charges sont répercutées.

## Note Pertes de valeur / reprises

# 15

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2008	2007
Pertes de valeur sur goodwill	-	(68)
Pertes de valeur sur immobilisations	(218)	(93)
Reprises de pertes de valeur	103	11
<b>PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES</b>	<b>(115)</b>	<b>(150)</b>

Le coût moyen pondéré du capital net d'impôt, utilisé pour les tests de dépréciation, évolue dans une fourchette de :

- 4,7 % à 4,9 % pour les activités régulées en zone euro (4,7 % à 5,3 % en 2007) ;
- 7 % à 7,4 % pour les activités non régulées en zone euro (6,2 % à 7,8 % en 2007) ;
- 6,5 % à 9,7 % Europe hors zone euro (5,8 % à 10,5 % en 2007).

Compte tenu du niveau du coût moyen pondéré du capital net d'impôt pour les activités régulées, une variation de taux est plus sensible sur ces activités.

En 2008, les mouvements concernent principalement :

- les reprises de pertes de valeur relatives aux immobilisations corporelles des sociétés polonaises Ersa/Rybnik et Kogeneracja pour un montant de 87 millions d'euros du fait de l'amélioration durable de la rentabilité

de ces sociétés en liaison avec le redressement des prix de l'électricité en Pologne ;

- des reprises de perte de valeur des turbines situées au Brésil dans le cadre de leur cession ;
- des dépréciations sur des centrales CIP6 d'Edison ;
- les pertes de valeur sur les actifs réseaux d'EnBW pour (174) millions d'euros suite à la baisse des péages de transport.

En 2007, les pertes de valeur concernent principalement le goodwill et les immobilisations du réseau de transport d'EnBW, suite à l'annonce par le régulateur allemand, le 17 janvier 2008, d'une baisse de 11 % sur les péages du réseau de transport. La perte s'affecte à hauteur de 67 millions d'euros sur le goodwill et 76 millions d'euros sur les immobilisations.

## Note Autres produits et charges d'exploitation

# 16

La rubrique « Autres produits et charges d'exploitation » placée sous l'excédent brut d'exploitation comprend des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant.

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2008 représentent un gain net de 25 millions d'euros, qui se compose principalement de l'impact non récurrent de la réforme du régime de retraite des IEG en France (voir note 3.1.3) pour 34 millions d'euros.

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2007 représentent un produit net de 1 063 millions d'euros. Ils comprennent pour l'essentiel :

- le résultat de cession de la participation résiduelle de 25 % dans Edenor pour un montant de 111 millions d'euros ;
- le résultat de cession des activités au Mexique pour un montant de 345 millions d'euros ;
- l'effet des dotations et reprises sur provisions pour renouvellement au titre de l'allongement des durées de vie des bâtiments des postes de transformation et de la suppression de la provision pour renouvellement du matériel de comptage pour un montant de 555 millions d'euros.

## Note **Résultat financier**

# 17

<b>17.1</b> Coût de l'endettement financier brut	56
<b>17.2</b> Charge d'actualisation	56
<b>17.3</b> Autres produits et charges financiers	57

## 17.1 Coût de l'endettement financier brut

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2008	2007
Charges d'intérêts sur opérations de financement	(1 684)	(1 660)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	(6)	3
Inefficacité des couvertures de flux de trésorerie	-	1
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	16	(2)
Résultat net de change sur endettement <sup>(1)</sup>	17	53
<b>COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT</b>	<b>(1 657)</b>	<b>(1 605)</b>

(1) Un reclassement des montants présents au 31 décembre 2007 a été effectué afin de compenser le gain de change de 113 millions d'euros portant sur la dette finançant les filiales anglaises inscrit en coût de l'endettement financier brut avec les variations de juste valeur et le résultat de change relatifs à des instruments de couverture économique de cette dette figurant dans la rubrique « Autres produits et charges financiers » (voir note 17.3).

## 17.2 Charge d'actualisation

La charge d'actualisation concerne principalement les provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs ainsi que les provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi.

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	2008	2007
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(1 228)	(1 140)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs	(1 520)	(1 460)
Autres provisions	(49)	(32)
<b>CHARGE D'ACTUALISATION</b>	<b>(2 797)</b>	<b>(2 632)</b>

## 17.3 Autres produits et charges financiers

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

(en millions d'euros)	2008	2007
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	188	96
Produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente	547	866
Produits (charges) sur autres actifs financiers	351	400
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat	(155)	20
Autres charges financières	(81)	(55)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes <sup>(1)</sup>	(83)	(68)
Rendement des actifs de couverture des engagements sociaux	520	444
<b>AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS</b>	<b>1 287</b>	<b>1 703</b>

(1) Un reclassement des montants présents au 31 décembre 2007 a été effectué afin de compenser le gain de change de 113 millions d'euros portant sur la dette finançant les filiales anglaises inscrit en coût de l'endettement financier brut avec les variations de juste valeur et le résultat de change relatifs à des instruments de couverture économique de cette dette figurant dans la rubrique « Autres produits et charges financiers » (voir note 17.1).

Les produits nets des charges sur les actifs financiers disponibles à la vente intègrent des résultats de cession, des produits d'intérêts et des dividendes. La diminution constatée en 2008 intègre les effets négatifs de la dégradation des marchés financiers qui s'est traduite notamment par une diminution des plus-values réalisées sur le portefeuille des titres et par une dépréciation de 156 millions d'euros sur les titres Constellation (voir note 4.2).

Les variations des instruments financiers évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat comprennent notamment des pertes liées à l'évaluation des instruments financiers affectés par la dégradation des marchés financiers, ainsi que des gains réalisés sur des opérations de change et sur le dénouement d'un dérivé incorporé sur un contrat de vente d'électricité en Hongrie.

## Note Impôts sur les résultats

# 18

<b>18.1</b> Ventilation de la charge d'impôt	58
<b>18.2</b> Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective	59
<b>18.3</b> Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature	60
<b>18.4</b> Déficits reportables et crédits d'impôt	60
<b>18.5</b> Impôt constaté en capitaux propres	60

## 18.1 Ventilation de la charge d'impôt

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	2008	2007
Impôts exigibles	(1 534)	(2 071)
Impôts différés	(27)	230
<b>TOTAL</b>	<b>(1 561)</b>	<b>(1 841)</b>

En 2008, la charge d'impôt courant provient du groupe d'intégration fiscale EDF pour (725) millions d'euros et des autres filiales pour (809) millions d'euros (respectivement (1 402) millions d'euros et (669) millions d'euros en 2007). Elle intègre les effets de la baisse des taux d'impôt sur les sociétés votées en 2007 et applicable à compter de 2008 en Angleterre, en Allemagne et en Italie. Dans ce dernier pays, la baisse a toutefois été partiellement compensée par une hausse de 5,5 % du taux d'impôt, instauré par un décret-loi du 25 juin 2008, sur les profits réalisés par les sociétés du secteur de l'énergie (75 millions d'euros).

Au titre de l'exercice, les impôts différés comprennent les effets de la suppression progressive de l'amortissement fiscal des immeubles industriels

adoptée par la loi de Finances 2008 en Angleterre (*Industrial Building Allowance*) pour 34 millions d'euros ainsi que ceux liés à la taxation complémentaire des sociétés du secteur de l'énergie en Italie exposée ci-dessus.

En 2007, les impôts différés intégraient un produit de 493 millions d'euros correspondant à la baisse des impôts différés passifs d'EnBW, EDF Energy et Edison liée aux baisses de taux d'imposition votées en Allemagne, au Royaume-Uni et en Italie et applicables à compter de 2008. La réforme allemande avait l'impact le plus significatif (304 millions d'euros).

## 18.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective

### 18.2.1 Rapprochement du taux d'impôt théorique et du taux d'impôt effectif

(en millions d'euros)	2008	2007
<b>Résultat des sociétés intégrées avant impôt</b>	<b>4 744</b>	<b>7 457</b>
Pertes de valeur sur goodwill	-	68
<b>Résultat des sociétés intégrées avant impôt et pertes de valeur sur goodwill</b>	<b>4 744</b>	<b>7 525</b>
<b>Charge théorique d'impôt</b>	<b>(1 633)</b>	<b>(2 591)</b>
Différences de taux d'imposition	46	538
Écarts permanents	(69)	157
Impôts sans base	62	(10)
Dépréciation d'impôts différés actifs	2	47
Autres	31	18
<b>Charge réelle d'impôt</b>	<b>(1 561)</b>	<b>(1 841)</b>
<b>TAUX EFFECTIF D'IMPÔT</b>	<b>32,91 %</b>	<b>24,47 %</b>

La différence entre le taux d'impôt France (34,43 %) et le taux effectif s'explique essentiellement :

- pour 2008 par :
  - le réajustement des impôts différés suite aux évolutions des règles fiscales intervenues au cours de l'exercice en Angleterre et en Italie pour (118) millions d'euros,
  - l'impact positif de la réforme française du crédit impôt recherche pour 38 millions d'euros,
  - l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 164 millions d'euros.
- pour 2007 par :
  - le réajustement des impôts différés suite à la baisse du taux d'impôt sur les sociétés de 38 % à 29 % intervenue en Allemagne pour 304 millions d'euros,
  - le réajustement des impôts différés suite à la baisse du taux d'impôt sur les sociétés intervenue également au Royaume-Uni pour 114 millions d'euros et en Italie pour 75 millions d'euros,
  - l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères (45 millions d'euros),
  - les économies fiscales liées à l'exonération des résultats de cession des sociétés consolidées, intervenues en 2007, entraînant un effet positif d'impôt de :
    - 38 millions d'euros pour la cession d'Edenor,
    - 150 millions d'euros pour la cession des activités mexicaines.

### 18.2.2 Variation de l'impôt différé

(en millions d'euros)	Impôt différé actif	Provision pour dépréciation des impôts différés actifs	Impôt différé actif net	Impôt différé passif	Impôt différé net
<b>Situation au 31 décembre 2006</b>	<b>3 417</b>	<b>(1 250)</b>	<b>2 167</b>	<b>(4 646)</b>	<b>(2 479)</b>
Variation des bases	(553)	17	(536)	97	(439)
Variation des périmètres	42	(13)	29	(76)	(47)
Écarts de conversion	(48)	(3)	(51)	190	139
<b>Situation au 31 décembre 2007</b>	<b>2 858</b>	<b>(1 249)</b>	<b>1 609</b>	<b>(4 435)</b>	<b>(2 826)</b>
Variation des bases	1 411	42	1 453	(259)	1 194
Variation des périmètres	105	(1)	104	(6)	98
Écarts de conversion	(256)	2	(254)	614	360
<b>SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2008</b>	<b>4 118</b>	<b>(1 206)</b>	<b>2 912</b>	<b>(4 086)</b>	<b>(1 174)</b>

En 2008, la variation des bases de 1 194 millions d'euros affecte le compte de résultat à hauteur de (27) millions d'euros et les capitaux propres à hauteur de 1 435 millions d'euros.

En 2007, la variation des bases de (439) millions d'euros a affecté le compte de résultat à hauteur de 230 millions d'euros et les capitaux propres à hauteur de (691) millions d'euros.

## 18.3 Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature

(en millions d'euros)

	31.12.2008	31.12.2007
<b>Impôts différés Actif :</b>		
Écarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	989	880
Provisions pour engagements de retraite non déductibles	3 863	4 166
Autres provisions non déductibles	908	968
Autres différences temporelles déductibles	2 331	1 611
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	485	177
Pertes fiscales et crédits d'impôt non utilisés	47	102
Compensation impôts différés actif / passif	(4 505)	(5 046)
<b>Sous-total impôts différés actifs - valeur brute</b>	<b>4 118</b>	<b>2 858</b>
Provision pour dépréciation des impôts différés actifs	(1 206)	(1 249)
<b>Total des impôts différés actifs - valeur nette</b>	<b>2 912</b>	<b>1 609</b>
<b>Impôts différés Passif :</b>		
Écarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	(5 256)	(5 524)
Autres différences temporelles taxables	(2 374)	(2 778)
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	(959)	(1 177)
Compensation impôts différés actif / passif	4 503	5 044
<b>Total des impôts différés Passif</b>	<b>(4 086)</b>	<b>(4 435)</b>
<b>IMPÔT DIFFÉRÉ NET</b>	<b>(1 174)</b>	<b>(2 826)</b>

## 18.4 Déficits reportables et crédits d'impôt

Au 31 décembre 2008, les déficits fiscaux reportables ainsi que les actifs d'impôts différés non constatés représentent une économie d'impôt potentielle de 1 206 millions d'euros (1 249 millions d'euros au 31 décembre 2007). La majeure partie de cette économie d'impôt potentielle repose sur le stock d'impôts différés actifs relatifs aux avantages du personnel en France.

## 18.5 Impôt constaté en capitaux propres

Le montant d'impôt différé relatif aux éléments imputés dans les capitaux propres durant l'exercice 2008 s'élève à 1 435 millions d'euros ((691) millions d'euros en 2007). Il correspond, pour l'exercice 2008, à hauteur de :

- 1 517 millions d'euros aux variations de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente et des instruments de couverture (voir notes 25.3.2 et 36.4) ;
- (82) millions d'euros au recyclage en résultat de ces éléments (voir notes 25.3.2 et 36.4).

# Note Goodwill

# 19

Les différentes composantes constituant les goodwill des sociétés intégrées sont les suivantes :

(en millions d'euros)	31.12.2008	31.12.2007
<b>Valeur nette comptable à l'ouverture</b>	<b>7 266</b>	<b>7 123</b>
Acquisitions	138	441
Cessions	(8)	(2)
Pertes de valeur	(4)	(68)
Différences de conversion	(580)	(238)
Autres mouvements	(5)	10
<b>VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE</b>	<b>6 807</b>	<b>7 266</b>
Valeur brute à la clôture	7 641	8 096
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(834)	(830)

Les goodwill se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Reste Europe	Reste du monde	Total
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2008</b>	<b>1 786</b>	<b>1 405</b>	<b>2 020</b>	<b>1 501</b>	<b>95</b>	<b>6 807</b>
Au 31 décembre 2007	2 320	1 390	2 031	1 435	90	7 266

En 2008, la diminution du goodwill porte principalement sur EDF Energy consécutivement à la dépréciation de la livre sterling vis-à-vis de l'euro.

En 2007, l'augmentation du goodwill avait notamment intégré :

- en Allemagne, les effets de la croissance externe d'EnBW ;
- en Italie, les effets de l'exercice des warrants Edison ;

- sur le segment « Reste Europe », les opérations de croissance externe de Dalkia International, d'EDF Énergies Nouvelles, les acquisitions de Fahrenheit et du lot complémentaire de 13,77 % d'Électricité de Strasbourg ;
- sur le segment « Reste du monde », la prise de participation dans Unistar Nuclear Energy.

Une dépréciation de 67 millions d'euros du goodwill affecté à l'activité Transport chez EnBW avait par ailleurs été enregistrée en 2007 (voir note 5.2.2).

## Note 20 Autres actifs incorporels

**20.1** Au 31 décembre 2008

62

**20.2** Au 31 décembre 2007

62

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

### 20.1 Au 31 décembre 2008

(en millions d'euros)	31.12.2007	Acquisitions	Cessions	Dotations aux amortissements	Écarts de conversion	Autres mouvements	31.12.2008
Droits d'émission de gaz à effet de serre - Certificats Verts	228	667	(342)	-	(69)	68	552
Autres immobilisations incorporelles	3 581	579	(62)	-	(68)	135	4 165
<b>Valeurs brutes</b>	<b>3 809</b>	<b>1 246</b>	<b>(404)</b>	<b>-</b>	<b>(137)</b>	<b>203</b>	<b>4 717</b>
Amortissements cumulés	(1 388)	-	60	(391)	47	31	(1 641)
<b>VALEURS NETTES</b>	<b>2 421</b>	<b>1 246</b>	<b>(344)</b>	<b>(391)</b>	<b>(90)</b>	<b>234</b>	<b>3 076</b>

### 20.2 Au 31 décembre 2007

(en millions d'euros)	31.12.2006	Acquisitions	Cessions	Dotations aux amortissements	Écarts de conversion	Autres mouvements	31.12.2007
Droits d'émission de gaz à effet de serre	241	237	(238)	-	(19)	7	228
Autres immobilisations incorporelles	2 997	488	(45)	-	(29)	170	3 581
<b>Valeurs brutes</b>	<b>3 238</b>	<b>725</b>	<b>(283)</b>	<b>-</b>	<b>(48)</b>	<b>177</b>	<b>3 809</b>
Amortissements cumulés	(1 138)	-	41	(315)	15	9	(1 388)
<b>VALEURS NETTES</b>	<b>2 100</b>	<b>725</b>	<b>(242)</b>	<b>(315)</b>	<b>(33)</b>	<b>186</b>	<b>2 421</b>

Les droits d'émission de gaz à effet de serre font l'objet d'une provision pour risques (voir note 32.6.3).

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat est évalué à 375 millions d'euros pour l'exercice clos le 31 décembre 2008.

# Note 21

## Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

**21.1** Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France 63

**21.2** Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (hors immobilisations en cours) 63

### 21.1 Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

(en millions d'euros)	31.12.2008	31.12.2007
Immobilisations	40 253	38 691
Immobilisations en cours	960	1 291
<b>IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE</b>	<b>41 213</b>	<b>39 982</b>

### 21.2 Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (hors immobilisations en cours)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
<b>Valeurs brutes au 31.12.2006</b>	<b>2 005</b>	<b>25</b>	<b>59 446</b>	<b>2 790</b>	<b>64 266</b>
Augmentations (1)	17	-	1 956	87	2 060
Diminutions	(23)	-	(263)	(169)	(455)
Écarts de conversion	-	-	-	-	-
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	61	(14)	6	62	115
<b>Valeurs brutes au 31.12.2007</b>	<b>2 060</b>	<b>11</b>	<b>61 145</b>	<b>2 770</b>	<b>65 986</b>
Augmentations (1)	46	-	3 245	202	3 493
Diminutions	(35)	-	(321)	(194)	(550)
Écarts de conversion	-	-	-	-	-
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	47	(1)	13	27	86
<b>Valeurs brutes au 31.12.2008</b>	<b>2 118</b>	<b>10</b>	<b>64 082</b>	<b>2 805</b>	<b>69 015</b>
<b>Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2006</b>	<b>(1 076)</b>	<b>(8)</b>	<b>(22 708)</b>	<b>(1 984)</b>	<b>(25 776)</b>
Dotations nettes aux amortissements	(32)	-	(146)	(102)	(280)
Diminutions	20	-	188	164	372
Écarts de conversion	-	-	-	-	-
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements (2)	(49)	6	(1 483)	(85)	(1 611)
<b>Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2007</b>	<b>(1 137)</b>	<b>(2)</b>	<b>(24 149)</b>	<b>(2 007)</b>	<b>(27 295)</b>
Dotations nettes aux amortissements	(33)	-	(151)	(100)	(284)
Diminutions	35	-	257	193	485
Écarts de conversion	-	-	-	-	-
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements (2)	(40)	(1)	(1 559)	(68)	(1 668)
<b>Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2008</b>	<b>(1 175)</b>	<b>(3)</b>	<b>(25 602)</b>	<b>(1 982)</b>	<b>(28 762)</b>
<b>Valeurs nettes au 31.12.2006</b>	<b>929</b>	<b>17</b>	<b>36 738</b>	<b>806</b>	<b>38 490</b>
<b>Valeurs nettes au 31.12.2007</b>	<b>923</b>	<b>9</b>	<b>36 996</b>	<b>763</b>	<b>38 691</b>
<b>VALEURS NETTES AU 31.12.2008</b>	<b>943</b>	<b>7</b>	<b>38 480</b>	<b>823</b>	<b>40 253</b>

(1) Les augmentations comprennent également les immobilisations remises à titre gratuit.

(2) Les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie des dépréciations des comptes spécifiques des concessions.

## Note 22 Immobilisations en concessions des autres activités

**22.1** Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités

64

**22.2** Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours et financées par location-financement)

64

### 22.1 Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités

La valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités se répartit comme suit :

(en millions d'euros)

	31.12.2008	31.12.2007
Immobilisations	25 996	26 390
Immobilisations en cours	961	761
<b>IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS</b>	<b>26 957</b>	<b>27 151</b>

### 22.2 Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours et financées par location-financement)

(en millions d'euros)

	Terrains et constructions	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
<b>Valeurs brutes au 31.12.2006</b>	<b>3 760</b>	<b>8 894</b>	<b>29 915</b>	<b>2 005</b>	<b>44 574</b>
Augmentations	62	103	929	81	1 175
Diminutions	(13)	(16)	(100)	(79)	(208)
Écarts de conversion	(54)	(31)	(828)	(39)	(952)
Mouvements de périmètre	(5)	(84)	64	-	(25)
Autres mouvements	-	50	39	4	93
<b>Valeurs brutes au 31.12.2007</b>	<b>3 750</b>	<b>8 916</b>	<b>30 019</b>	<b>1 972</b>	<b>44 657</b>
Augmentations	92	132	1 747	349	2 320
Diminutions	(19)	(30)	(146)	(87)	(282)
Écarts de conversion	(116)	20	(2 324)	(28)	(2 448)
Mouvements de périmètre	-	-	5	(1)	4
Autres mouvements (1)	45	(12)	629	(7)	655
<b>Valeurs brutes au 31.12.2008</b>	<b>3 752</b>	<b>9 026</b>	<b>29 930</b>	<b>2 198</b>	<b>44 906</b>
<b>Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2006</b>	<b>(1 798)</b>	<b>(4 304)</b>	<b>(10 019)</b>	<b>(1 373)</b>	<b>(17 494)</b>
Dotations nettes aux amortissements	(80)	(206)	(783)	(101)	(1 170)
Diminutions	10	11	73	74	168
Écarts de conversion	17	5	168	18	208
Mouvements de périmètre	1	9	-	-	10
Autres mouvements	2	6	4	(1)	11
<b>Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2007</b>	<b>(1 848)</b>	<b>(4 479)</b>	<b>(10 557)</b>	<b>(1 383)</b>	<b>(18 267)</b>
Dotations nettes aux amortissements	(82)	(230)	(891)	(88)	(1 291)
Diminutions	12	18	115	80	225
Écarts de conversion	32	(7)	473	(10)	488
Mouvements de périmètre	-	-	1	1	2
Autres mouvements (1)	(2)	(1)	(71)	7	(67)
<b>Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2008</b>	<b>(1 888)</b>	<b>(4 699)</b>	<b>(10 930)</b>	<b>(1 393)</b>	<b>(18 910)</b>
<b>Valeurs nettes au 31.12.2006</b>	<b>1 962</b>	<b>4 590</b>	<b>19 896</b>	<b>632</b>	<b>27 080</b>
<b>Valeurs nettes au 31.12.2007</b>	<b>1 902</b>	<b>4 437</b>	<b>19 462</b>	<b>589</b>	<b>26 390</b>
<b>VALEURS NETTES AU 31.12.2008</b>	<b>1 864</b>	<b>4 327</b>	<b>19 000</b>	<b>805</b>	<b>25 996</b>

(1) Dont reclassement pour 555 millions d'euros au Royaume-Uni (note 23.2).

Les écarts de conversion sur le Royaume-Uni sont liés à la dépréciation de la livre sterling entre le 31 décembre 2007 et le 31 décembre 2008.

Les immobilisations en concessions des activités autres que celles liées à la distribution publique d'électricité en France comprennent les immobilisations concédées principalement situées en France, (transport et production hydraulique), Grande-Bretagne, Allemagne et Italie.

## Note 23 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre

<b>23.1</b> Valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	65
<b>23.2</b> Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et financées par location-financement)	66
<b>23.3</b> Obligations et engagements en matière de contrats de location-financement	67

### 23.1 Valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre

La valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2008	31.12.2007
Immobilisations	33 547	33 855
Immobilisations en cours	5 389	3 655
Immobilisations financées par location-financement	309	298
<b>IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE</b>	<b>39 245</b>	<b>37 808</b>

## 23.2 Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et financées par location-financement)

	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
<b>Valeurs brutes au 31.12.2006</b>	<b>11 855</b>	<b>45 474</b>	<b>14 446</b>	<b>1 577</b>	<b>6 908</b>	<b>80 260</b>
Augmentations	306	866	718	773	886	3 549
Diminutions	(336)	(221)	(49)	(64)	(140)	(810)
Écarts de conversion	9	-	(162)	(33)	(37)	(223)
Mouvements de périmètre	131	-	(671)	170	20	(350)
Autres mouvements	(47)	17	(266)	(45)	(432)	(773)
<b>Valeurs brutes au 31.12.2007</b>	<b>11 918</b>	<b>46 136</b>	<b>14 016</b>	<b>2 378</b>	<b>7 205</b>	<b>81 653</b>
Augmentations	407	709	857	64	1 543	3 580
Diminutions	(122)	(276)	(56)	(1)	(148)	(603)
Écarts de conversion	(159)	-	(665)	(30)	(370)	(1 224)
Mouvements de périmètre	25	-	3	2	99	129
Autres mouvements <sup>(1)</sup>	(35)	89	19	(671)	(19)	(617)
<b>Valeurs brutes au 31.12.2008</b>	<b>12 034</b>	<b>46 658</b>	<b>14 174</b>	<b>1 742</b>	<b>8 310</b>	<b>82 918</b>
<b>Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2006</b>	<b>(5 756)</b>	<b>(28 826)</b>	<b>(7 451)</b>	<b>(767)</b>	<b>(3 469)</b>	<b>(46 269)</b>
Dotations nettes aux amortissements	(308)	(1 160)	(609)	(146)	(418)	(2 641)
Diminutions	258	182	40	58	120	658
Écarts de conversion	(15)	-	21	(2)	31	35
Mouvements de périmètre	(29)	-	226	(71)	(4)	122
Autres mouvements	66	1	187	(10)	53	297
<b>Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2007</b>	<b>(5 784)</b>	<b>(29 803)</b>	<b>(7 586)</b>	<b>(938)</b>	<b>(3 687)</b>	<b>(47 798)</b>
Dotations nettes aux amortissements	(314)	(1 214)	(515)	(125)	(454)	(2 622)
Cessions	75	246	40	6	156	523
Écarts de conversion	37	-	273	(9)	161	462
Mouvements de périmètre	(4)	-	(5)	(1)	(18)	(28)
Autres mouvements <sup>(1)</sup>	9	(6)	7	99	(17)	92
<b>Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2008</b>	<b>(5 981)</b>	<b>(30 777)</b>	<b>(7 786)</b>	<b>(968)</b>	<b>(3 859)</b>	<b>(49 371)</b>
<b>Valeurs nettes au 31.12.2006</b>	<b>6 099</b>	<b>16 648</b>	<b>6 995</b>	<b>810</b>	<b>3 439</b>	<b>33 991</b>
<b>Valeurs nettes au 31.12.2007</b>	<b>6 134</b>	<b>16 333</b>	<b>6 430</b>	<b>1 440</b>	<b>3 518</b>	<b>33 855</b>
<b>VALEURS NETTES AU 31.12.2008</b>	<b>6 053</b>	<b>15 881</b>	<b>6 388</b>	<b>774</b>	<b>4 451</b>	<b>33 547</b>

(1) Dont reclassement en immobilisations en concessions des autres activités pour 555 millions d'euros au Royaume-Uni (voir note 22.2).

La réalisation de tests de dépréciation a conduit le Groupe à constater, au 31 décembre 2008, une perte de valeur nette de 115 millions d'euros (79 millions d'euros au 31 décembre 2007) de certains actifs corporels du domaine propre. Ces dépréciations concernent principalement les réseaux de transport d'EnBW (174 millions d'euros), essentiellement sur les activités gaz, ainsi que des reprises d'*impairment* en Pologne : 54 millions d'euros sur Ersa et 33 millions d'euros sur Kogeneracja.

## 23.3 Obligations et engagements en matière de contrats de location-financement

Le Groupe est engagé au titre d'accords qu'il a qualifiés de location-financement en vertu de l'interprétation IFRIC 4. Ces engagements constituent la quasi-totalité des engagements de location-financement en tant que bailleur. Ils portent essentiellement sur EDF Energy.

Le Groupe est également engagé par des contrats de location-financement non résiliables portant sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles. Ils concernent essentiellement Tiru et Sofilo.

Au 31 décembre 2008, le montant des engagements de loyers irrévocables s'analyse comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2008				31.12.2007
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Engagements de location-financement en tant que bailleur	439	45	204	190	589
Engagements de location-financement en tant que preneur	229	14	144	71	246

## Note Titres mis en équivalence

# 24

Le détail des entreprises associées est le suivant :

(en millions d'euros)	Activité principale <sup>(1)</sup>	31.12.2008			31.12.2007	
		Quote-part d'intérêts dans le capital (en %)	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat
Groupe Atel <sup>(2)</sup>	P	24,8	803	115	671	102
Dalkia Holding	S	34,0	521	90	466	24
EVN	D	16,4	478	37	441	38
Estag	P	20,0	383	32	365	34
Autres titres mis en équivalence			634	78	587	(30)
<b>TITRES MIS EN ÉQUIVALENCE</b>			<b>2 819</b>	<b>352</b>	<b>2 530</b>	<b>168</b>

(1) S = services, P = production, D = distribution.

(2) Le groupe Atel comprend les sociétés Atel holding et Atel.

Les principales variations de l'exercice 2008 résultent :

- du transfert des actifs et passifs de Metronet à Transport for London (TFL) en date du 27 mai 2008 qui a conduit à reprendre à hauteur de 25 millions de livres sterling, soit 33 millions d'euros, les provisions

constituées en 2007 pour couvrir les risques associés à la mise sous administration judiciaire de la société ;

- de la plus-value de 63 millions d'euros réalisée par Dalkia Holding à l'occasion de la cession de la société Clemessy.

Au 31 décembre 2007, les principaux indicateurs publiés relatifs aux sociétés mises en équivalence étaient les suivants :

(en millions d'euros)	Total Actif	Total Passif (hors capitaux propres)	Chiffre d'affaires	Résultat net
Atel	5 671	3 483	8 187	474
Dalkia holding <sup>(1)</sup>	7 823	5 581	6 946	201
EVN <sup>(2)</sup>	6 636	3 428	2 397	230
Estag	2 238	974	1 174	162

(1) Données financières consolidées qui intègrent Dalkia Investissement et Dalkia International.

(2) Données financières au 30 septembre 2008.

## Note Actifs financiers courants et non courants

# 25

<b>25.1</b> Répartition entre les actifs financiers courants et non courants	68
<b>25.2</b> Variation des actifs financiers courants et non courants hors dérivés	69
<b>25.3</b> Détail des actifs financiers	69
<b>25.4</b> Juste valeur des actifs financiers comptabilisés au coût amorti	71
<b>25.5</b> Engagements liés aux investissements	72

## 25.1 Répartition entre les actifs financiers courants et non courants

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2008			31.12.2007		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	4 831	2	4 833	5 967	2	5 969
Actifs financiers disponibles à la vente*	7 925	15 187	23 112	6 223	13 799	20 022
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance*	78	449	527	68	459	527
Juste valeur positive des dérivés de couverture	2 079	1 626	3 705	1 667	632	2 299
Prêts et créances financières*	416	839	1 255	951	913	1 864
<b>ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS</b>	<b>15 329</b>	<b>18 103</b>	<b>33 432</b>	<b>14 876</b>	<b>15 805</b>	<b>30 681</b>

\* Nets de dépréciation pour 530 millions d'euros (374 millions d'euros en 2007).

Les actifs financiers à la juste valeur concernent principalement EDF Trading.

La diminution traduit notamment l'effet de la variation des volumes et du prix des matières premières sur la position d'EDF Trading. Un effet similaire est constaté au passif (note 34.1).

Les actifs financiers disponibles à la vente enregistrent 19 059 millions d'euros d'acquisition, 12 112 millions d'euros de cession et 3 265 millions d'euros de variations de juste valeur résultant de la chute des marchés financiers.

## 25.2 Variation des actifs financiers courants et non courants hors dérivés

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

### 25.2.1 Au 31 décembre 2008

(en millions d'euros)	31.12.2007	Augmentations	Diminutions	Variations de juste valeur	Autres	31.12.2008
Actifs financiers disponibles à la vente	20 022	18 858	(12 074)	(3 265)	(429)	23 112
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	527	74	(69)	-	(5)	527
Prêts et créances financières	1 864	1 448	(1 267)	-	(790)	1 255

### 25.2.2 Au 31 décembre 2007

(en millions d'euros)	31.12.2006	Augmentations	Diminutions	Variations de juste valeur	Autres	31.12.2007
Actifs financiers disponibles à la vente	21 467	11 496	(12 899)	286	(328)	20 022
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	442	154	(36)	-	(33)	527
Prêts et créances financières	1 894	358	(281)	-	(107)	1 864

## 25.3 Détail des actifs financiers

### 25.3.1 Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat

(en millions d'euros)	31.12.2008	31.12.2007
Juste valeur positive des dérivés de transaction	4 753	5 880
Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction <sup>(1)</sup>	80	89
<b>ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATION DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT</b>	<b>4 833</b>	<b>5 969</b>
(1) Part qualifiée d'actifs liquides	74	80

La juste valeur des dérivés est majoritairement déterminée sur la base de prix cotés et de données de marché (voir note 2.16.1.6.2).

### 25.3.2 Actifs financiers disponibles à la vente

(en millions d'euros)	31.12.2008			31.12.2007		
	Actions*	Titres de dettes	Total	Actions*	Titres de dettes	Total
Actifs dédiés d'EDF	4 163	4 495	8 658	5 050	3 554	8 604
Actifs liquides	4 957	1 694	6 651	1 349	4 253	5 602
Participation stratégique	634	-	634	-	-	-
Autres titres	5 166	2 003	7 169	4 447	1 369	5 816
<b>ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE</b>	<b>14 920</b>	<b>8 192</b>	<b>23 112</b>	<b>10 846</b>	<b>9 176</b>	<b>20 022</b>

\* Actions ou OPCVM.

La ligne « Participation stratégique » correspond aux titres Constellation Energy Group (voir note 4.2).

La part du portefeuille évaluée par référence à des prix cotés ou publiés sur un marché actif s'élève à 82,00 % au 31 décembre 2008 (96,43 % au 31 décembre 2007).

Les moins-values latentes constatées sur l'exercice sont la conséquence de la crise des marchés financiers sur les portefeuilles investis en actions du Groupe.

Les variations de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente enregistrées en capitaux propres sur la période s'analysent comme suit :

## – AU COURS DE L'EXERCICE 2008

(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres	Variations nettes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat <sup>(2)</sup>	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur transférées en résultat	Variations nettes de juste valeur transférées en résultat <sup>(2)</sup>
Actifs financiers disponibles à la vente - actions	(3 235)	919	(2 316)	50	(21)	29
Actifs financiers disponibles à la vente - dettes	100	(47)	53	35	(9)	26
Actifs liquides	(24)	8	(16)	(23)	8	(15)
Autres titres	(10)	5	(5)	21	(7)	14
<b>ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE</b>	<b>(3 169)</b>	<b>885</b>	<b>(2 284)</b>	<b>83</b>	<b>(29)</b>	<b>54</b>

Les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres sur 2008 concernent principalement :

- EDF pour (3 010) millions d'euros dont (1 786) millions d'euros au titre des actifs dédiés, le solde de (1 224) millions d'euros portant principalement sur deux titres de participation. Au 31 décembre 2008, aucune perte latente significative n'a été identifiée sur ces deux titres ;
- EnBW pour (245) millions d'euros.

Pour EDF, au 31 décembre 2008, aucune dépréciation pour perte de valeur n'a été enregistrée en résultat.

L'impact en capitaux propres tient compte de l'économie d'impôt courant ou d'impôt différé attachée à ces moins-values.

## – AU COURS DE L'EXERCICE 2007

(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres	Variations nettes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat <sup>(2)</sup>	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur transférées en résultat	Variations nettes de juste valeur transférées en résultat <sup>(2)</sup>
Actifs financiers disponibles à la vente - actions	684	(111)	573	258	(55)	203
Actifs financiers disponibles à la vente - dettes	(52)	20	(32)	(4)	1	(3)
Actifs liquides	(73)	25	(48)	-	-	-
<b>ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE</b>	<b>559</b>	<b>(66)</b>	<b>493</b>	<b>254</b>	<b>(54)</b>	<b>200</b>

(1) + / ( ) : augmentation / diminution des capitaux propres.

(2) + / ( ) : augmentation / diminution du résultat.

### 25.3.2.1 COMPOSITION DU PORTEFEUILLE D'ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

Le portefeuille des actifs dédiés d'EDF est constitué d'actifs financiers dédiés à la couverture des charges de long terme liées à la déconstruction des centrales nucléaires et à l'aval du cycle nucléaire (voir note 32.4.3). Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise.

Ces actifs gérés dans une optique de long terme sont composés de placements diversifiés obligataires, actions et monétaires, conformément à une allocation stratégique fixée par le conseil d'administration, révisable périodiquement.

La gestion et la gouvernance de ces fonds sont conformes aux prescriptions de la loi du 28 juin 2006 et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Une partie de ces placements constitués d'actions et d'obligations est actuellement détenue et gérée directement par EDF et figure en tant que telle à son bilan. L'autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion françaises ou étrangères sélectionnées sur dossier ou sur appel d'offres. Elle couvre différents segments de marchés obligataires ou d'actions sur lesquels EDF souhaite avoir la plus large diversification possible. Il s'agit soit de Sicav ou FCP ouverts soit de FCP réservés constitués par l'entreprise pour son usage exclusif.

Les fonds réservés doivent respecter l'évolution d'un indice boursier de référence dans le cadre d'une limite stricte de risque exprimée sous forme de « tracking error ». EDF n'intervenant pas dans la gestion opérationnelle des fonds à l'intérieur des objectifs fixés par les conventions d'investissement, la consolidation ligne à ligne des fonds réservés ne traduirait pas l'objectif de gestion recherché. Ces fonds constituent des actifs financiers à part entière dont la valeur liquidative représente leur valeur de marché. En conséquence, ils sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des actifs financiers disponibles à la vente.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la juste valeur du portefeuille des actifs dédiés en détaillant plus particulièrement l'évolution des valeurs liquidatives des fonds réservés :

(en millions d'euros)	Juste valeur 31.12.2008	Juste valeur 31.12.2007
Actions Amérique du Nord	222	404
Actions Europe	235	416
Actions Japon	19	30
Obligations Monde	670	644
<b>Fonds Communs de Placements réservés</b>	<b>1 146</b>	<b>1 494</b>
Titres	157	470
OPCVM	2 145	2 856
<b>Actions</b>	<b>2 302</b>	<b>3 326</b>
Titres	4 495	3 554
OPCVM	597	225
<b>Obligations</b>	<b>5 092</b>	<b>3 779</b>
<b>OPCVM monétaires</b>	<b>118</b>	<b>5</b>
<b>Autres placements financiers</b>	<b>7 512</b>	<b>7 110</b>
<b>TITRES ACTIFS DÉDIÉS</b>	<b>8 658</b>	<b>8 604</b>

La dotation de trésorerie aux actifs dédiés de l'exercice 2008 a été réalisée sur les trois premiers trimestres et s'élève à 1 785 millions d'euros. Compte tenu des conditions de marché, les dotations ont été suspendues depuis septembre 2008. Le rythme de constitution des trois premiers trimestres est conforme à la décision prise en septembre 2005 par le conseil d'administration d'accélérer le rythme de constitution des actifs dédiés d'ici 2010 (2 397 millions d'euros pour l'exercice 2007). Les dotations seront reprises dès que les conditions de marché se seront stabilisées. Elles seront alors ajustées pour respecter la contrainte réglementaire de couverture du passif par le portefeuille à échéance de juin 2011. Des retraits pour un montant de 266 millions d'euros ont été effectués pour couvrir la trésorerie d'EDF à hauteur des reprises de provisions pour décaissement au titre des obligations concernées.

### 25.3.2.2 ACTIFS LIQUIDES

Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie quelle que soit leur maturité, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

Au sein de ce poste, les OPCVM monétaires d'EDF représentent 4 957 millions d'euros (1 349 millions d'euros au 31 décembre 2007).

### 25.3.2.3 AUTRES TITRES

Au 31 décembre 2008, les autres titres se composent notamment :

- chez EnBW, de 1 443 millions d'euros d'actifs disponibles à la vente - titres de dettes dont 1 008 millions d'euros de fonds réservés et de 861 millions d'euros d'actifs disponibles à la vente - actions dont 364 millions d'euros de fonds réservés ;
- chez EDF, de titres AREVA pour 300 millions d'euros ;
- des titres British Energy pour 2 679 millions d'euros en actifs disponibles à la vente - actions.

## 25.4 Juste valeur des actifs financiers comptabilisés au coût amorti

(en millions d'euros)	31.12.2008		31.12.2007	
	Juste valeur	Valeur nette comptable	Juste valeur	Valeur nette comptable
Actifs détenus jusqu'à l'échéance	527	527	527	527
Prêts et créances financières	1 255	1 255	1 864	1 864
<b>ACTIFS COMPTABILISÉS AU COÛT AMORTI</b>	<b>1 782</b>	<b>1 782</b>	<b>2 391</b>	<b>2 391</b>

## 25.5 Engagements liés aux investissements

Au 31 décembre 2008, les éléments constitutifs des engagements liés aux investissements sont les suivants :

(en millions d'euros)	31.12.2008				31.12.2007
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Engagements d'acquisition de titres et d'actifs	18 783	16 195	2 472	116	2 752
Autres engagements donnés liés aux investissements	338	218	104	16	217
Autres engagements reçus liés aux investissements	255	239	16	-	70

### 25.5.1 Engagements d'acquisition de titres

- Engagement d'acquisition des titres résultant de l'offre publique d'achat British Energy par Lake Acquisitions Ltd. Sur la base des titres apportés à l'offre publique d'achat le 5 janvier 2009, le coût d'acquisition des titres s'élève à 9 875 millions de livres sterling (note 4.1).
- Engagement par EDF de se porter acquéreur, via une joint-venture, de 49,99 % des actifs de production nucléaire de l'américain Constellation Energy pour 4,5 milliards de dollars américains, partiellement financés par un apport de liquidité de 1 milliard de dollars au 17 décembre 2008. De plus, Constellation dispose d'une option de vente jusqu'à 2 milliards de dollars américains sur certains actifs non nucléaires de Constellation Energy (note 4.2). Le montant total des engagements liés à cette opération s'élève à 4 074 millions d'euros.  
Ce montant comprend des engagements divers pour un total de 122 millions d'euros (169 millions de dollars américains). En cas de rupture des accords par EDF, toutes les autorisations ayant été obtenues, les engagements mentionnés ci-dessus deviendraient caducs et EDF serait contraint de verser à Constellation une indemnité contractuelle de rupture de 126 millions d'euros (175 millions de dollars américains).
- Engagement consenti à OEW par EDF International relatif à EnBW en vertu du pacte d'actionnaires conclu le 26 juillet 2000 :  
OEW, qui détient conjointement avec EDF le contrôle d'EnBW, dispose d'une option de vente sur EDF (« Put »), de tout ou partie de ses actions assujetties (soit 25 % du capital d'EnBW), exerçable à tout moment jusqu'au 31 décembre 2011 au prix de 37,14 euros par action. Le montant de cette option est inscrit par le groupe EDF au titre de ses engagements hors bilan pour l'exercice 2008 pour 2 322 millions d'euros.
- Engagement par EnBW d'acquérir 26 % des titres de la société EWE pour un montant de 2 034 millions d'euros soit 937 millions d'euros en quote-part EDF. L'opération reste soumise à l'autorisation de l'office fédéral des cartels.
- Le 19 décembre 2008, les groupes suisses d'énergie Atel et EOSH ont annoncé leur fusion sous l'appellation Alpiq Holding SA en vue de constituer un groupe énergétique leader en Suisse.  
À la suite d'un accord intervenu le 18 décembre, entre EDF, EOSH et CSM, un consortium des actionnaires minoritaires historiques d'Atel Holding, la participation d'EDF dans ce nouvel ensemble s'établira à 25 % aux côtés d'EOSH et de CSM qui en détiendront chacun 31 %.  
Conformément à cet accord, EDF a décidé le 15 janvier 2009 d'apporter à la nouvelle société ses droits de tirage sur la production du barrage d'Emosson pour une valeur de 720 millions de francs suisses (soit 485 millions d'euros) et 337 millions de francs suisses en numéraire (soit 227 millions d'euros) par voie d'augmentation de capital.

- Divers options ou accords pris par EDF International (225 millions d'euros) et par EnBW (126 millions d'euros) sur des titres de différentes sociétés du secteur énergétique.
- Engagements pris par Edev SA relatifs à EDF Énergies Nouvelles :  
Dans le cadre de l'admission des titres de la société EDF EN sur le marché réglementé, intervenue le 28 novembre 2006, un pacte d'actionnaires et une convention concernant la société EDF EN, ont été conclus le 17 juillet 2006, entre d'une part, la société EDF et la société Edev (ci-après désignées ensemble le « Groupe EDF ») et d'autre part, M. Pâris Mouratoglou et la société de droit luxembourgeois SIF - Société Internationale d'Investissements Financiers (ci-après désignées ensemble le « Groupe Mouratoglou »). Cette convention a été complétée par un avenant en date du 10 novembre 2006.  
Dans le cadre de ces accords, les engagements restant pris par le groupe EDF et le groupe Mouratoglou applicables au 31 décembre 2008 sont les suivants :
  - Engagement de liquidité  
Le groupe EDF et le groupe Mouratoglou s'interdisent de procéder à des acquisitions d'actions ayant pour effet de réduire la part du public dans le capital de la Société EDF EN à moins de 95 % de cette part. Cet engagement souscrit par le groupe EDF expirerait dans l'hypothèse où le groupe Mouratoglou viendrait à détenir moins de 10 % du capital de la société EDF EN.
  - Droit de préférence  
En cas de projet de transfert d'actions détenues par le groupe Mouratoglou, le groupe EDF bénéficiera d'un droit de préférence pour acquérir lesdites actions. Ce droit de préférence s'exercera à des modalités de détermination du prix différenciées selon que le transfert d'actions envisagé serait effectué au profit d'un ou plusieurs établissements financiers (en vue d'un placement auprès d'investisseurs institutionnels ou sur le marché) ou à d'autres tiers.  
À défaut d'exercice du droit de préférence du groupe EDF, le groupe Mouratoglou pourra procéder à la cession projetée.  
Ce droit de préférence ne s'appliquera pas dans le cas de certaines situations définies contractuellement.
  - Dispositions concernant la participation du groupe Mouratoglou  
Si la participation du groupe Mouratoglou devenait inférieure à 10 % du capital de la société EDF EN, Edev consentirait au groupe Mouratoglou, pour un délai de trois mois à compter du franchissement à la baisse du seuil de 10 %, une option de vente portant sur l'intégralité de la participation résiduelle du groupe Mouratoglou dans la société EDF EN, à un prix par action égal à la moyenne pondérée par les volumes des cours de clôture de l'action de la Société au cours des 60 jours de bourse précédant la notification de l'exercice de cette option, sans que ce prix

puisse être supérieur de plus de 10 % au dernier cours de clôture de l'action précédant ladite notification.

Sous réserve de l'absence d'exercice de l'option de vente par le groupe Mouratoglou, Edev disposera alors d'une option d'achat portant sur la totalité des actions détenues par le groupe Mouratoglou pour un délai de trois mois à compter de la fin de la période d'exercice de l'option de vente susvisée, à un prix par action défini de façon identique à celui de l'option de vente, sans que ce prix puisse être inférieur de plus de 10 % au dernier cours de clôture de l'action précédant la notification. Ces deux options expireront de plein droit le 31 décembre 2015.

- Accord avec Veolia Environnement :

Veolia Environnement a accordé à EDF une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où un concurrent d'EDF viendrait à prendre le contrôle de Veolia Environnement. De même, EDF a accordé à Veolia Environnement une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où le statut d'EDF serait modifié et où un concurrent de Veolia Environnement, agissant seul ou de concert, viendrait à prendre le contrôle d'EDF. À défaut d'accord entre les parties sur le prix de cession des titres, celui-ci serait fixé à dire d'expert.

- Dans le cadre de la création de la société EDF Investissement Groupe, la société C3 (filiale à 100 % d'EDF) a conclu avec la société NBI (Natixis Belgique Investissement, filiale du groupe Natixis) des promesses unilatérales d'achat et de vente d'actions relatives aux participations détenues respectivement par NBI et C3. Ainsi, NBI donne la possibilité à tout moment à C3 d'une part de racheter la participation de NBI sur la base de la valeur d'actif net de la société jusqu'en 2030, d'autre part de vendre à NBI la totalité de sa participation sur la base de la valeur d'actif net de la société, pendant les 5 ans qui suivent la création de la société.

## 25.5.2 Autres engagements liés aux investissements

Il s'agit principalement de garanties d'investissement données par Dalkia International (26 millions d'euros au 31 décembre 2008, 54 millions d'euros au 31 décembre 2007), EnBW (77 millions d'euros au 31 décembre 2008, 74 millions d'euros au 31 décembre 2007) et par Edev (27 millions d'euros au 31 décembre 2008).

Par ailleurs, le groupe EDF, via ses filiales EDF Énergies Nouvelles et Sofilo, a reçu divers engagements pour 255 millions d'euros au 31 décembre 2008 (70 millions d'euros au 31 décembre 2007).

## Note Stocks

# 26

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie de stocks est la suivante :

	Combustibles nucléaires	Autres combustibles	Autres matières premières	En cours de production de biens et services	Autres stocks	Total stocks
<i>(en millions d'euros)</i>						
Valeur brute	6 371	1 056	942	286	226	8 881
Provisions	(11)	(4)	(166)	(21)	(1)	(203)
<b>Valeur nette au 31.12.2007</b>	<b>6 360</b>	<b>1 052</b>	<b>776</b>	<b>265</b>	<b>225</b>	<b>8 678</b>
Valeur brute	6 549	1 347	982	261	367	9 506
Provisions	(14)	(5)	(180)	(4)	(13)	(216)
<b>VALEUR NETTE AU 31.12.2008</b>	<b>6 535</b>	<b>1 342</b>	<b>802</b>	<b>257</b>	<b>354</b>	<b>9 290</b>

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustibles nucléaires pour un montant de 4 452 millions d'euros (4 344 millions d'euros au 31 décembre 2007).

La valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading s'élève à 458 millions d'euros (458 millions d'euros au 31 décembre 2007).

## Note 27 Clients et comptes rattachés

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	31.12.2008	31.12.2007
Clients et comptes rattachés excluant EDF Trading - valeur brute	17 433	15 379
Clients et comptes rattachés de EDF Trading - valeur brute	2 183	1 112
Provisions	(472)	(391)
<b>CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS - VALEUR NETTE</b>	<b>19 144</b>	<b>16 100</b>

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

Le risque de crédit relatif aux créances clients et comptes rattachés est présenté ci-dessous :

(en millions d'euros)	31.12.2008		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
<b>Créances clients et comptes rattachés</b>	<b>19 616</b>	<b>(472)</b>	<b>19 144</b>
dont créances échues de 6 mois	1 735	(162)	1 573
dont créances échues entre 6 et 12 mois	236	(60)	176
dont créances échues de 12 mois	311	(165)	146
<b>dont Total des créances échues</b>	<b>2 282</b>	<b>(387)</b>	<b>1 895</b>
<b>dont Total des créances à échoir</b>	<b>17 334</b>	<b>(85)</b>	<b>17 249</b>

## Note 28 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	Comptes courants d'exploitation	Charges constatées d'avance	Autres créances	Autres débiteurs
Valeurs brutes au 31.12.2007	243	492	4 551	5 286
Provisions au 31.12.2007	(12)	-	(31)	(43)
<b>Valeurs nettes au 31.12.2007</b>	<b>231</b>	<b>492</b>	<b>4 520</b>	<b>5 243</b>
Valeurs brutes au 31.12.2008	164	724	7 688	8 576
Provisions au 31.12.2008	(6)	-	(40)	(46)
<b>VALEURS NETTES AU 31.12.2008</b>	<b>158</b>	<b>724</b>	<b>7 648</b>	<b>8 530</b>

Les échéances des autres débiteurs sont majoritairement à moins d'un an.

Le poste « Autres créances » comprend essentiellement des créances envers l'État et les collectivités publiques.

Il inclut également les prêts consentis par Domofinance, établissement de crédit qui assure le financement à crédit de travaux et d'installation contribuant à la maîtrise de l'énergie pour un montant de 305 millions d'euros (159 millions d'euros en 2007).

La progression entre 2007 et 2008 est principalement due à l'augmentation des créances au titre des appels de marge liés aux activités d'optimisation et de trading du Groupe ainsi qu'à l'augmentation de la TVA déductible chez EDF, du fait notamment de la filialisation d'ERDF.

## Note 29 Trésorerie et équivalents de trésorerie

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

(en millions d'euros)	31.12.2008	31.12.2007
Disponibilités	1 525	1 338
Équivalents de trésorerie	4 135	4 498
Comptes courants financiers	209	199
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE</b>	<b>5 869</b>	<b>6 035</b>

## Note 30 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

Les actifs et passifs détenus en vue de leur vente s'élèvent à 2 millions d'euros au 31 décembre 2008. Au 31 décembre 2007, ils concernaient principalement la société Soprolif, des centrales thermoélectriques (groupe Edison) et des sociétés d'éclairage (EDF Energy).

## Note Capitaux propres

# 31

<b>31.1</b> Capital social	76
<b>31.2</b> Actions propres	76
<b>31.3</b> Distributions de dividendes	76
<b>31.4</b> Résultat net et résultat net dilué par action	77
<b>31.5</b> Gestion du capital	77

## 31.1 Capital social

Le capital social d'EDF n'a pas évolué au cours des exercices 2007 et 2008.

Au 31 décembre 2008, le capital social s'élève à 911 085 545 euros, divisé en 1 822 171 090 actions entièrement souscrites et libérées d'un nominal

de 0,5 euro chacune, détenues à 84,66 % par l'État français (84,8 % au 31 décembre 2007), 13,2 % par le public (institutionnels et particuliers) et 2 % par les salariés et anciens salariés du Groupe.

## 31.2 Actions propres

Un programme de rachat d'actions de la Société autorisé par l'assemblée générale du 9 juin 2006 a été mis en œuvre par le conseil d'administration dans la limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société et ce, pour une durée initiale de 18 mois, reconduite tacitement pour 12 mois.

Dans le cadre de ce programme qui a fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme aux dispositions prévues par l'Autorité des marchés financiers

(AMF), 4 773 403 actions ont été achetées en 2008 pour un montant total de 274 millions d'euros et 4 432 163 actions ont été vendues pour un montant total de 261 millions d'euros.

Au 31 décembre 2008, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 3 262 000 actions pour une valeur de 186 millions d'euros.

## 31.3 Distributions de dividendes

L'assemblée générale des actionnaires du 20 mai 2008 a décidé une distribution de dividendes au titre de l'exercice 2007 de 1,28 euro par action en circulation, dont le solde a été mis en paiement le 2 juin 2008 pour un montant de 1 274 millions d'euros.

Ce montant complétait la mise en paiement le 30 novembre 2007 d'un acompte sur dividende de 0,58 euro par action, pour un montant

de 1 057 millions d'euros, décidé par le conseil d'administration du 7 novembre 2007.

Par ailleurs, le conseil d'administration du 20 novembre 2008 a décidé au titre de l'exercice 2008 de mettre en paiement, le 17 décembre 2008, un acompte sur dividende de 0,64 euro par action pour un montant de 1 164 millions d'euros.

## 31.4 Résultat net et résultat net dilué par action

Le résultat dilué par action est calculé en divisant la part du résultat net du Groupe, corrigée de l'impact des instruments dilutifs, par le nombre moyen pondéré d'actions potentielles en circulation au cours de la période après neutralisation des actions propres.

Au 31 décembre 2008, il n'existe plus d'instruments dilutifs au sein du Groupe.

La réconciliation entre le résultat de base et le résultat dilué conduisant au calcul des résultats par action (de base et dilué) ainsi que la variation du nombre moyen pondéré d'actions utilisé pour le calcul du résultat net de base et du résultat dilué par action s'analysent comme suit :

	2008	2007
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	3 400	5 618
Effet des instruments dilutifs	-	-
<b>Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action dilué (en millions d'euros)</b>	<b>3 400</b>	<b>5 618</b>
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation à fin de période</b>	<b>1 819 558 183</b>	<b>1 822 079 315</b>
Effet des instruments dilutifs de EDF	-	-
<b>Nombre moyen pondéré d'actions en circulation - dilué à fin de période</b>	<b>1 819 558 183</b>	<b>1 822 079 315</b>
<b>Résultats par action :</b>		
<b>RÉSULTAT DE BASE PAR ACTION (en euros)</b>	<b>1,87</b>	<b>3,08</b>
<b>RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION (en euros)</b>	<b>1,87</b>	<b>3,08</b>

## 31.5 Gestion du capital

Conformément aux dispositions de l'article 24 de la loi du 9 août 2004, l'État doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

Depuis l'ouverture du capital en novembre 2005, les fonds propres ont augmenté principalement en raison des résultats réalisés, nets des dividendes versés et après prise en compte des variations de juste valeur des instruments financiers enregistrées en capitaux propres. Ils s'élèvent à 24 842 millions d'euros au 31 décembre 2008, contre 28 796 millions d'euros au 31 décembre 2007 sous l'effet notamment de la crise financière, de la dévaluation de la livre sterling et de la baisse des cours des matières premières en fin d'année 2008.

Sous l'effet de cette baisse des capitaux propres conjuguée à l'augmentation de l'endettement financier net suite au fort programme d'investissements et aux opérations de croissance externe, le ratio de solvabilité composé de la dette financière nette sur capital employé, calculé à partir de l'endettement financier net (voir note 34.3) et des capitaux propres y compris intérêts minoritaires, passe de 36 % au 31 décembre 2007 à 50 % au 31 décembre 2008.

## Note Provisions

# 32

<b>32.1</b> Répartition courant / non courant des provisions	78
<b>32.2</b> Provisions pour aval du cycle nucléaire	78
<b>32.3</b> Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs	81
<b>32.4</b> Sécurisation du financement des obligations de long terme au titre des installations nucléaires d'EDF	83
<b>32.5</b> Avantages du personnel	84
<b>32.6</b> Autres provisions et passifs éventuels	88

## 32.1 Répartition courant / non courant des provisions

La répartition entre la part courante et la part non-courante des provisions se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2008			31.12.2007		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	852	14 686	15 538	756	16 699	17 455
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	256	13 886	14 142	557	13 097	13 654
Provisions pour avantages du personnel	829	12 890	13 719	1 523	12 240	13 763
Autres provisions	2 785	1 953	4 738	1 860	2 002	3 862
<b>PROVISIONS</b>	<b>4 722</b>	<b>43 415</b>	<b>48 137</b>	<b>4 696</b>	<b>44 038</b>	<b>48 734</b>

## 32.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Les variations des provisions pour aval du cycle nucléaire se répartissent comme suit :

– AU 31 DÉCEMBRE 2008

(en millions d'euros)	31.12.2007	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2008
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour gestion du combustible utilisé	11 011	961	(2 974)	(18)	(174)	8 806
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	6 444	375	(132)	(38)	83	6 732
<b>PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE</b>	<b>17 455</b>	<b>1 336</b>	<b>(3 106)</b>	<b>(56)</b>	<b>(91)</b>	<b>15 538</b>
<b>Part EDF</b>	<b>16 660</b>	<b>1 230</b>	<b>(3 078)</b>	<b>(10)</b>	<b>(91)</b>	<b>14 711</b>
<b>Part filiales et coentreprises</b>	<b>795</b>	<b>106</b>	<b>(28)</b>	<b>(46)</b>	<b>-</b>	<b>827</b>

– AU 31 DÉCEMBRE 2007

	31.12.2006	Augmentations	Diminutions		Impact loi du 28 juin 2006	Autres variations	31.12.2007
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet <sup>(1)</sup>			
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provisions pour gestion du combustible utilisé	10 512	1 032	(625)	(104)	221	(25)	11 011
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	4 869	334	(145)	(53)	1 414	25	6 444
<b>PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE</b>	<b>15 381</b>	<b>1 366</b>	<b>(770)</b>	<b>(157)</b>	<b>1 635</b>	<b>-</b>	<b>17 455</b>
<b>Part EDF</b>	<b>14 602</b>	<b>1 232</b>	<b>(713)</b>	<b>(96)</b>	<b>1 635</b>	<b>-</b>	<b>16 660</b>
<b>Part filiales et coentreprises</b>	<b>779</b>	<b>134</b>	<b>(57)</b>	<b>(61)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>795</b>

(1) Pour la France, cette colonne regroupe les changements d'estimation.

## 32.2.1 Provisions pour aval du cycle nucléaire d'EDF en France

Les provisions d'EDF au 31 décembre 2008 sont évaluées en fonction des principes exposés en note 2.2.1. Elles prennent en compte les prescriptions contenues dans la loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application.

– AU 31 DÉCEMBRE 2008

	31.12.2007	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2008
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour gestion du combustible utilisé	10 759	917	(2 955)	-	(168)	8 553
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	5 901	313	(123)	(10)	77	6 158
<b>PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE</b>	<b>16 660</b>	<b>1 230</b>	<b>(3 078)</b>	<b>(10)</b>	<b>(91)</b>	<b>14 711</b>

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin d'année réparties selon un échéancier prévisionnel de décaissements et provisionnées en valeur actualisée de l'année (avec un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %) :

	31.12.2008		31.12.2007	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin d'année	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin d'année	Montants provisionnés en valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Pour gestion du combustible utilisé	13 675	8 553	16 209	10 759
Pour gestion à long terme des déchets radioactifs	21 464	6 158	20 048	5 901
<b>POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE</b>	<b>35 139</b>	<b>14 711</b>	<b>36 257</b>	<b>16 660</b>

### 32.2.1.1 PROVISIONS POUR CHARGES DE GESTION DU COMBUSTIBLE USÉ

Cette rubrique comprend les prestations correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible utilisé des centres de production d'EDF, sa réception, son entreposage intermédiaire et son traitement y compris le conditionnement des déchets qui en résultent et leur entreposage ;
- les charges de traitement concernent exclusivement le combustible utilisé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

L'évaluation de ces charges est fondée sur l'accord-cadre régissant les contrats aval du cycle sur la période post-2007 signé entre EDF et AREVA le 19 décembre 2008. Elle est calculée à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêt des comptes ;

- l'oxydation et l'entreposage de l'uranium de traitement non immédiatement recyclé. L'évaluation de ces charges est fondée sur les meilleures estimations d'EDF compte tenu des discussions en cours avec AREVA et des prévisions de recyclage à court terme de ces matières ;
- pour le combustible chargé en réacteur et non encore irradié, les provisions sont constituées en contrepartie d'un accroissement de la valeur des combustibles comptabilisée dans les comptes de stocks.

La quote-part EDF au titre des dépenses de mise à l'arrêt définitif et de déconstruction des installations de traitement de La Hague ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets anciens issus du traitement du combustible sur le site de La Hague a été fixée dans le cadre de l'accord de principes EDF-AREVA du 19 décembre 2008. Cette quote-part, telle qu'évaluée par EDF, était, jusqu'au 30 juin 2008, comptabilisée comme une composante de la provision pour traitement du combustible usé. Compte tenu du caractère libératoire de la soule convenue, l'engagement correspondant a fait l'objet d'une reprise de provision et d'une inscription en dettes d'exploitation au 31 décembre 2008 pour son montant nominal fixé dans l'accord EDF-AREVA.

### 32.2.1.2 PROVISIONS POUR CHARGES DE GESTION À LONG TERME DES COLIS DE DÉCHETS RADIOACTIFS

Cette rubrique concerne les dépenses futures relatives à :

- l'évacuation et le stockage des déchets radioactifs issus de la déconstruction des installations nucléaires de base dont EDF est l'exploitant ;
- l'évacuation et le stockage des déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé à La Hague ;
- l'entreposage de longue durée et le stockage direct du combustible usé non recyclable à l'échelle industrielle dans les installations existantes : combustible au plutonium ou à l'uranium issu du traitement enrichi, combustible de Creys-Malville et Brennilis ;
- et aux quotes-parts EDF des charges d'études, de couverture, de fermeture, de surveillance des centres de stockage :
  - existants, pour les déchets de très faible activité (TFA) et les déchets de faible et moyenne activité (FMA),
  - à créer, pour les déchets de faible activité à vie longue (FAVL) et pour les déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL).

Les volumes de déchets donnant lieu à provisions incluent, d'une part, les colis de déchets existants, et d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus après déconstruction ou après traitement à La Hague du combustible usé (sur la base de la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs).

Pour les déchets issus de la déconstruction des centrales en exploitation, le traitement comptable est identique à celui des dépenses de déconstruction (un actif est créé en contrepartie de la provision selon les principes comptables exposés en note 2.11).

Pour les déchets à venir sur le combustible chargé en réacteur et non encore irradié, les provisions sont constituées en contrepartie d'un accroissement du coût du combustible comptabilisé dans les comptes de stocks.

La provision constituée pour les déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL) représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs. Les dispositions de la loi du 28 juin 2006, relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs ont conforté EDF dans l'hypothèse retenue d'un stockage géologique sur laquelle sont fondées les provisions comptabilisées.

Depuis 2005, le montant brut et l'échéancier des dépenses provisionnelles sont basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par le Groupe de travail dirigé par la Direction générale de l'énergie et des matières premières (DGEMP) et réunissant les administrations concernées (DGEMP, APE et Direction du Budget), l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, AREVA, CEA). EDF a effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus des travaux du groupe de travail, en s'assurant également de sa cohérence avec les données internationales.

Concernant la provision pour les déchets de faible activité vie longue (FAVL), l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA) a entrepris en 2008 une recherche de site. De nouveaux éléments ont été rendus publics et, notamment, la révision du calendrier de développement et de mise en service du site de stockage FAVL par l'ANDRA, laquelle est désormais envisagée pour 2019. EDF a pris en compte ces données dans l'évaluation de ses provisions et de ses actifs dédiés au 31 décembre 2008.

### 32.2.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire des filiales

Ces provisions qui s'élèvent à 827 millions d'euros au 31 décembre 2008 (795 millions d'euros au 31 décembre 2007) comprennent essentiellement la gestion du combustible usé et des déchets radioactifs du groupe EnBW. Les provisions sont fondées sur des obligations légales et réglementaires ainsi que sur des dispositions qui découlent des autorisations d'exploitation.

En l'absence de contrat à la date de clôture, la valorisation des provisions s'appuie sur des expertises externes et une estimation des coûts pour les obligations ne pouvant être contractualisées. Dans le domaine de la gestion du combustible usé, il s'agit principalement de la part non contractualisée des coûts du conditionnement en vue du stockage final, du transport, de l'acquisition des containers pour le stockage définitif, ainsi que des coûts du stockage définitif lui-même.

Une partie des provisions est établie à partir de contrats. Dans le cadre de la gestion du combustible usé, il s'agit des coûts de traitement du combustible usé, des coûts d'entreposage intermédiaire décentralisé (à proximité des centrales nucléaires), des coûts de transport et d'entreposage centralisé sur les sites de Gorleben et Ahaus et des coûts d'acquisition des containers.

Les montants versés au titre de l'exercice 2008, pour le traitement du combustible usé au service fédéral de radioprotection s'élèvent à 208 millions d'euros (205 millions d'euros en 2007) et font l'objet de reprises de provisions. Les versements au service fédéral de radioprotection résultent des décrets sur les conditions préalables à la création et à la mise en service des centres de stockage définitifs de Gorleben et Konrad.

Le taux d'actualisation utilisé est de 5,5 %.

## 32.3 Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs

Les variations des provisions pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs se répartissent comme suit :

### – Au 31 DÉCEMBRE 2008

	31.12.2007	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2008
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provision pour déconstruction des centrales	11 933	745	(325)	(6)	98	12 445
Provisions pour derniers cœurs	1 721	85	-	(109)	-	1 697
<b>PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS</b>	<b>13 654</b>	<b>830</b>	<b>(325)</b>	<b>(115)</b>	<b>98</b>	<b>14 142</b>
<b>Dont :</b>						
- part EDF	12 095	726	(304)	(111)	63	12 469
- part filiales et coentreprises	1 559	104	(21)	(4)	35	1 673

### – Au 31 DÉCEMBRE 2007

	31.12.2006	Augmentations	Diminutions		Impact loi du 28 juin 2006	Autres variations	31.12.2007
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet <sup>(1)</sup>			
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provisions pour déconstruction des centrales	12 139	686	(168)	(26)	(750)	52	11 933
Provisions pour derniers cœurs	1 685	88	-	(52)	-	-	1 721
<b>PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS</b>	<b>13 824</b>	<b>774</b>	<b>(168)</b>	<b>(78)</b>	<b>(750)</b>	<b>52</b>	<b>13 654</b>
<b>Dont :</b>							
- part EDF (comptes sociaux)	12 315	689	(149)	(52)	(750)	42	12 095
- part filiales et coentreprises	1 509	85	(19)	(26)	-	10	1 559

(1) Pour la France, cette colonne regroupe les changements d'estimation.

### 32.3.1 Provisions pour déconstruction et derniers cœurs d'EDF en France

Les provisions pour déconstruction et derniers cœurs d'EDF en France se répartissent comme suit :

### – Au 31 DÉCEMBRE 2008

	31.12.2007	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2008
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour déconstruction des centrales thermiques	420	33	(31)	-	12	434
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	9 974	608	(273)	-	51	10 360
Provisions pour derniers cœurs	1 701	85	-	(111)	-	1 675
<b>PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS</b>	<b>12 095</b>	<b>726</b>	<b>(304)</b>	<b>(111)</b>	<b>63</b>	<b>12 469</b>

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin d'année, réparties selon un échéancier prévisionnel de décaissements et provisionnées en valeur actualisée de fin d'année (avec un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %) :

	31.12.2008		31.12.2007	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin d'année	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin d'année	Montants provisionnés en valeur actualisée
(en millions d'euros)				
Pour déconstruction des centrales thermiques	609	434	602	420
Pour déconstruction des centrales nucléaires	20 452	10 360	19 792	9 974
Pour déconstruction et derniers cœurs	3 566	1 675	3 594	1 701
<b>POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS</b>	<b>24 627</b>	<b>12 469</b>	<b>23 988</b>	<b>12 095</b>

### 32.3.1.1 PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES THERMIQUES À FLAMME D'EDF EN FRANCE

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont basées sur des études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs à partir, d'une part, des coûts constatés pour les opérations passées et d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

Pour les centrales en exploitation, un actif est créé en contrepartie de la provision selon les principes indiqués en note 2.11.

La révision des hypothèses portant sur certains travaux de déconstruction et la prise en compte de la mise en service de nouveaux actifs de production en 2008 explique la hausse des provisions.

### 32.3.1.2 PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES D'EDF EN FRANCE

Cette rubrique concerne la déconstruction des centrales nucléaires filière REP en exploitation et des centrales nucléaires arrêtées définitivement.

En 2008, l'actualisation annuelle du rapport triennal prévue par la Loi sur la sécurisation du financement des charges nucléaires a conduit à identifier certaines installations nucléaires de base (INB) périphériques opérationnellement intégrées dans des ensembles plus importants dans lesquels elles avaient été regroupées. Les ajustements correspondants concernant les montants provisionnés et les actifs de contrepartie, ont été enregistrés dans les comptes en 2008 à l'exception de ceux relatifs à trois INB rattachées au parc REP en exploitation. Ces dernières devraient être traitées en 2009 dans le cadre du processus de révision générale de l'évaluation des provisions liées au démantèlement du parc REP.

L'impact pour 2008 des mises à jour liées au rapport triennal y compris la prise en compte de la révision des hypothèses des devis de déconstruction des centrales arrêtées définitivement (cf. *infra*) conduit à une augmentation de la provision de 164 millions d'euros et à la constatation d'un actif de contrepartie pour 52 millions d'euros.

#### (A) POUR LES CENTRALES EN EXPLOITATION (FILIERE REP PALIERS 900 MW, 1 300 MW ET N4)

Une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991 a déterminé une estimation du coût de référence, confirmant les hypothèses de la Commission PEON datant de 1979 en évaluant les coûts de déconstruction (y compris la gestion à long terme des déchets) à environ 15 % des dépenses d'investissement ramenées à la puissance continue nette. Cette dernière évaluation a elle-même été confirmée par de nouvelles études opérées en 1999, ciblées sur un site déterminé. Le scénario qui sous-tend

cette évaluation prévoit qu'à l'issue des derniers travaux de déconstruction, les sites seront remis en état et que les terrains pourront être réutilisés.

L'estimation de l'échéancier des décaissements prévisionnels s'appuie sur le plan de déconstruction élaboré par les experts de la société prenant en compte l'ensemble des dispositions réglementaires et environnementales connues à ce jour. Elle intègre également un facteur d'incertitude lié au terme éloigné de ces décaissements.

Au 31 décembre 2008, la provision comprend également les charges liées à l'Atelier des matériaux irradiés de Chinon, dont l'estimation a été revue à la hausse en 2008.

Un actif est créé en contrepartie de la provision selon les principes comptables exposés en note 2.11.

Un actif a également été comptabilisé sous la forme de produits à recevoir pour constater l'engagement des partenaires étrangers à prendre en charge, à hauteur de leur participation, la déconstruction des tranches 1 et 2 des centrales REP de Cattenom et de Chooz B 1 et 2.

#### (B) POUR LES CENTRALES NUCLÉAIRES ARRÊTÉES DÉFINITIVEMENT (CENTRALES DE PREMIÈRE GÉNÉRATION DE LA FILIÈRE UNGG ET AUTRES FILIÈRES Y COMPRIS CENTRALE DE CREYS-MALVILLE)

La provision est évaluée à partir du coût des travaux déjà réalisés, d'études, de devis et d'une intercomparaison réalisée par l'entreprise. Les décaissements envisagés ont été inflatés en fonction des échéanciers établis en interne et actualisés.

Au 31 décembre 2008, les devis et le planning de déconstruction des centrales nucléaires arrêtées définitivement ont été revus pour prendre en compte le report de la mise en service du centre de stockage graphite de 2013 en 2019, la mise à jour des hypothèses techniques et financières et la prise en compte d'une installation périphérique.

Enfin, les négociations entre EDF et le CEA, relatives au démantèlement des installations de Brennilis et de Phénix et au devenir du combustible irradié des deux installations, ont abouti à un accord en décembre 2008 :

- EDF est responsable et finance à 100 % les opérations liées à Brennilis ;
- le CEA est responsable et finance à 100 % les opérations liées à Phénix ;
- la gestion à long terme des déchets non immédiatement évacuables issus des opérations de mise à l'arrêt définitif/démantèlement reste de la responsabilité des parties au prorata de leur participation initiale.

Une soule libératoire de tout compte sera versée par le CEA à EDF au titre de Brennilis et par EDF au CEA au titre de Phénix.

En conséquence, la provision constituée au titre de l'engagement d'EDF sur la déconstruction de Phénix et la créance correspondante sur le CEA au titre de Brennilis ont été annulées.

### 32.3.1.3 PROVISION POUR DERNIERS CŒURS

Pour EDF, cette provision couvre les charges relatives à la perte future du combustible non consommé, à l'arrêt définitif du réacteur. Elle se décompose en deux postes :

- la dépréciation du stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif, valorisée à partir du prix moyen des stocks de composants constaté au 30 novembre 2008 ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants, pour la part de combustible non encore irradiée au moment de l'arrêt définitif. Ces coûts sont valorisés suivant les paramètres retenus au 31 décembre 2008 pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

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

### 32.3.2 Provisions pour déconstruction et derniers cœurs des filiales

Les obligations de déconstruction des centrales des filiales concernent les centrales thermiques classiques en Europe et le parc de centrales nucléaires du groupe EnBW. Elles s'élèvent à 1 686 millions d'euros au 31 décembre 2008 (1 559 millions d'euros au 31 décembre 2007).

### – DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES DU GROUPE ENBW

Les provisions sont fondées sur des obligations légales et réglementaires ainsi que sur des dispositions qui découlent des autorisations d'exploitation.

En l'absence de contrat à la date de clôture, la valorisation des provisions s'appuie sur la base d'expertises externes et une estimation des coûts pour les obligations ne pouvant être contractualisées. C'est principalement le cas dans le domaine de la déconstruction pour les coûts relatifs à la post-exploitation des installations et au démantèlement.

Les provisions pour mise à l'arrêt définitif et déconstruction des installations nucléaires sont constituées dès la mise en exploitation pour un montant total actualisé. En contrepartie, ce montant est également inscrit en augmentation de la valeur de l'actif de production, et amorti. Il s'élève à 113 millions d'euros (106 millions d'euros en 2007).

Les réévaluations des montants provisionnés en fonction des évolutions des hypothèses de détermination des coûts futurs n'ont pas d'effet sur le résultat car elles sont enregistrées en variation de l'actif de contrepartie, pour les mêmes montants.

Les coûts de mise à l'arrêt définitif et de déconstruction des installations nucléaires reposent sur un scénario d'opérations effectuées au plus tôt sans période d'attente.

Le taux d'actualisation utilisé est de 5,5 %.

## 32.4 Sécurisation du financement des obligations de long terme au titre des installations nucléaires d'EDF

### 32.4.1 Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu par EDF pour le calcul des provisions est de 5 %, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 2 %, soit un taux réel proche de 3 %.

#### – CALCUL DU TAUX D'ACTUALISATION

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base de séries longues d'emprunts obligataires de duration aussi proche que possible de la duration du passif. Une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions sera toutefois décaissée sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

L'hypothèse sur le taux nominal est ainsi aujourd'hui, en prenant en particulier en compte l'OAT française 2055, pertinente par rapport à la durée des engagements nucléaires. La moyenne de rendement des OAT de maturité 50 ans n'est pas disponible à ce stade sur une durée suffisante. Il est donc pris pour référence la moyenne glissante sur 10 ans du rendement des OAT françaises disponibles sur les horizons les plus longs, à laquelle est ajouté le spread des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie.

L'hypothèse d'inflation retenue est cohérente avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation.

#### – RÉVISION DU TAUX D'ACTUALISATION

La méthodologie retenue pour le calcul du taux d'actualisation permet d'apporter de la lisibilité dans le temps en lissant les effets de marché de court terme, pour ne tenir compte que des tendances longues sur les évolutions des taux. Cette méthodologie a conduit à une constance du taux d'actualisation pour les provisions relatives aux engagements nucléaires depuis la mise en œuvre au 1<sup>er</sup> janvier 2002 du règlement CRC n° 2000-06 sur les passifs. Lors de son premier calcul, le taux d'actualisation avait été fixé en dessous des conditions de marché de l'époque pour tenir compte d'une baisse probable des taux. La révision du taux d'actualisation est fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen et long terme.

#### – TAUX D'ACTUALISATION ET PLAFOND RÉGLEMENTAIRE

Le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007 imposent un double plafond au taux d'actualisation.

Ce dernier doit être inférieur à un plafond réglementaire « égal à la moyenne arithmétique sur les quarante-huit derniers mois du taux de l'échéance constante à trente ans (TEC 30 ans), constatée au jour de la clôture de l'exercice considéré, majorée d'un point ».

Il doit également être inférieur au taux de rendement anticipé des actifs de couverture.

Le taux d'actualisation retenu respecte le double plafond réglementaire.

### 32.4.2 Facteurs de sensibilité des provisions pour aval du cycle nucléaire et des provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs

Compte tenu de la sensibilité aux hypothèses retenues de l'ensemble des provisions visées dans les notes 32.2 et 32.3, notamment en termes de coûts, de taux d'inflation et d'actualisation long terme, et d'échéanciers de décaissements, une ré-estimation est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure

estimation des coûts qui seront finalement supportés par l'entreprise. Si ces ré-estimations conduisaient à constater des écarts, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de décembre de l'année considérée avec le montant en valeur actualisée.

Cette approche peut être complétée par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

En application de l'article 11 du décret du 23 février 2007, le tableau ci-dessous fournit pour EDF ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs :

(en millions d'euros)	Coûts provisionnés en valeur actualisée		Sensibilité au taux d'actualisation			
	2008	2007	2008		2007	
			+ 0,25 %	- 0,25 %	+ 0,25 %	- 0,25 %
<b>Aval du cycle nucléaire :</b>						
- gestion du combustible utilisé	8 553	10 759	(189)	201	(212)	225
- gestion à long terme des déchets radioactifs	6 158	5 901	(378)	430	(356)	404
<b>Déconstruction et derniers cœurs :</b>						
- déconstruction des centrales nucléaires	10 360	9 974	(539)	574	(516)	550
- dépréciation des derniers cœurs	1 675	1 701	(79)	85	(85)	91
<b>TOTAL</b>	<b>26 746</b>	<b>28 335</b>	<b>(1 185)</b>	<b>1 290</b>	<b>(1 169)</b>	<b>1 270</b>

### 32.4.3 Actifs dédiés

Pour sécuriser le financement des obligations de long terme, dans le cadre de l'ouverture progressive des marchés de l'électricité, EDF a mis en place progressivement un portefeuille d'actifs financiers réservés au financement des engagements nucléaires de long terme, et plus précisément à la déconstruction des centrales actuellement en activité et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

La dotation de trésorerie brute aux actifs dédiés s'élève à 1 785 millions d'euros pour l'exercice 2008. Des retraits pour un montant de 266 millions d'euros ont été effectués pour couvrir la trésorerie d'EDF à hauteur des reprises de provisions pour décaissement au titre des obligations concernées.

À fin décembre 2008, la juste valeur de ce portefeuille s'élève à 8 658 millions d'euros (8 604 millions d'euros à fin décembre 2007). Il intègre (1 206) millions d'euros de pertes latentes nettes liées au contexte de crise des marchés financiers enregistrées en capitaux propres (voir note 25.3.2.1).

## 32.5 Avantages du personnel

### 32.5.1 Variation des provisions

Les variations des provisions pour avantages du personnel se répartissent comme suit au cours des deux derniers exercices :

#### 32.5.1.1 AU 31 DÉCEMBRE 2008

(en millions d'euros)	31.12.2007	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2008
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi	12 675	2 117	(1 760)	(317)	(12)	12 703
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel	1 088	176	(159)	-	(89)	1 016
<b>PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL</b>	<b>13 763</b>	<b>2 293</b>	<b>(1 919)</b>	<b>(317)</b>	<b>(101)</b>	<b>13 719</b>

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Reste Europe	Total
<b>Provisions au 31.12.2007</b>	<b>11 370</b>	<b>268</b>	<b>1 892</b>	<b>55</b>	<b>178</b>	<b>13 763</b>
Utilisation	(1 140)	(136)	(101)	(1)	(23)	(1 401)
Modification de périmètre	-	-	-	-	3	3
Dotations nettes	1 187	108	126	8	29	1 458
Écart de conversion	-	(49)	-	-	(12)	(61)
Autres	3	(50)	1	(3)	6	(43)
<b>PROVISIONS AU 31.12.2008</b>	<b>11 420</b>	<b>141</b>	<b>1 918</b>	<b>59</b>	<b>181</b>	<b>13 719</b>

### 32.5.1.2 AU 31 DÉCEMBRE 2007

(en millions d'euros)	31.12.2006	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2007
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi	12 799	1 887	(1 867)	-	(144)	12 675
Provisions autres avantages à long terme du personnel	1 129	112	(162)	-	9	1 088
<b>PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL</b>	<b>13 928</b>	<b>1 999</b>	<b>(2 029)</b>	<b>-</b>	<b>(135)</b>	<b>13 763</b>

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Reste Europe	Total
<b>Provisions au 31.12.2006</b>	<b>11 444</b>	<b>390</b>	<b>1 856</b>	<b>59</b>	<b>179</b>	<b>13 928</b>
Utilisation	(1 405)	(62)	(94)	1	(24)	(1 584)
Modification de périmètre	-	-	(3)	(3)	8	2
Dotations nettes	1 331	62	133	7	23	1 556
Autres	-	(122)	-	(9)	(8)	(139)
<b>PROVISIONS AU 31.12.2007</b>	<b>11 370</b>	<b>268</b>	<b>1 892</b>	<b>55</b>	<b>178</b>	<b>13 763</b>

La variation des provisions depuis le 31 décembre 2007 résulte essentiellement de l'incidence de la réforme du régime spécial des retraites des IEG (voir note 3.1), d'amendements à certains régimes de retraites chez EDF Energy ainsi que de l'évolution des droits acquis, de l'actualisation financière du passif, des versements effectués aux fonds externalisés et des prestations versées.

## 32.5.2 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

### 32.5.2.1 FILIALES ÉTRANGÈRES ET FILIALES FRANÇAISES NE RELEVANT PAS DU RÉGIME DES IEG

Les principaux engagements de retraite concernent les sociétés anglaises, allemandes et italiennes, et sont pour l'essentiel représentatifs de régimes à prestations définies.

Les engagements de retraite sont couverts en partie par des fonds externalisés dont la valeur actuelle s'élève à 2,4 milliards d'euros au 31 décembre 2008 (3,7 milliards d'euros au 31 décembre 2007).

Les écarts actuariels non amortis concernent ces mêmes filiales.

### 32.5.2.2 FILIALES FRANÇAISES RELEVANT DU RÉGIME DES IEG

#### – RETRAITES

Les principales mesures de la réforme du financement du régime spécial de retraite des Industries électriques et gazières sont entrées en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2005.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des Industries électriques et gazières intervenue en 2004, les provisions comptabilisées au titre du régime spécial de retraite correspondent aux droits spécifiques des agents qui sont les prestations non couvertes par les régimes de droit commun. Sont donc compris dans la provision au titre des retraites :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005 pour les activités régulées - transport et distribution (les droits passés étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement) ;
- les droits spécifiques des agents bénéficiant d'un départ anticipé par rapport à l'âge de départ légal du régime général.

L'âge de départ à la retraite et les modalités de ce départ ont été amendés à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2008 selon le dispositif décrit en note 3.1.

L'évaluation tient également compte des frais de gestion de la CNIIEG qui sont à la charge de l'entreprise, la CNIIEG assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

Le montant de la provision pour retraite s'élève à 8 796 millions d'euros au 31 décembre 2008 (8 790 millions d'euros au 31 décembre 2007).

## – AUTRES AVANTAGES DU PERSONNEL POSTÉRIEURS À L'EMPLOI

En complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs. Ils se détaillent comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2008	31.12.2007
Avantages en nature énergie	1 135	1 130
Indemnités de fin de carrière	(3)	2
Indemnités de secours immédiat	283	267
Indemnités de congés exceptionnels	202	188
Autres	65	123
<b>PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES DU PERSONNEL POSTÉRIEURS À L'EMPLOI</b>	<b>1 682</b>	<b>1 710</b>
Dont zone France	1 665	-
Dont zone Reste Europe	17	-

### • Les avantages en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des Industries électriques et gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs) bénéficie d'un régime d'avantages en nature énergie intitulé « Tarif Agent ». Cet avantage recouvre la fourniture d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. L'engagement d'EDF relatif à la fourniture d'énergie aux agents de EDF et de GDF SUEZ correspond à la valeur actuelle probable des kWh fournis aux agents pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec GDF SUEZ.

### • Les indemnités de fin de carrière

Les indemnités de fin de carrière sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance.

### • Les indemnités de secours immédiat

Les indemnités de secours immédiat au décès ont pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (Article 26 -§ 5 du Statut National). Elles sont versées aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à 2 mois de pension) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques).

### • Les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière

Tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leurs activités, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels.

### • Autres avantages

Les autres avantages comprennent les indemnités compensatrices de fin d'études, les indemnités complémentaires de retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché au sein de sociétés du Groupe.

## 32.5.3 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel

D'autres avantages à long terme sont donnés au personnel. Pour le personnel qui relève des IEG, ils s'élèvent à 956 millions d'euros au 31 décembre 2008 (942 millions d'euros au 31 décembre 2007) et comprennent :

- les rentes pour invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles ; à l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes d'invalidité et de prestations d'invalidité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

## 32.5.4 Variation de la valeur actualisée de l'obligation et des actifs de couverture

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme sont résumées ci-dessous :

	France		Royaume-Uni		Allemagne	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Taux d'actualisation des obligations	5,75 %	5,00 %	6,50 %	6,00 %	6,00 %	5,30 %
Taux de rendement attendu des actifs sur retraites	5,04 %	5,05 %	5,90 %	5,90 %	5,00 %	5,50 %
Taux d'augmentation des salaires	2,00 %	2,00 %*	4,58 %	5,10 %	3,50 %	2,30 %

(\*) Hors inflation.

En France, le taux d'actualisation des engagements de long terme envers le personnel a été fixé au 31 décembre 2008 à 5,75 % contre 5 % au 31 décembre 2007. Ce taux a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'état d'une durée comparable – OAT 2035, d'une durée de 16 ans homogène avec celle des engagements au personnel – auquel a été ajouté un spread calculé sur les entreprises non financières de première catégorie. Compte tenu de la conjoncture et du niveau exceptionnellement élevé des spreads en fin d'année, il a été retenu un spread conservateur intermédiaire.

Pour 2008, le rendement réel des actifs sur retraites du Groupe s'établit à (784) millions (295 millions en 2007). Il traduit les effets de la crise des marchés financiers sur la rentabilité de ces actifs.

La forte variation des écarts actuariels non amortis de la France (928 millions d'euros) est principalement due au changement du taux d'actualisation (5,75 % au 31 décembre 2008 contre 5 % au 31 décembre 2007) et à l'écart constaté entre le taux de rendement attendu des actifs de retraites et le rendement effectif de l'exercice.

Pour le portefeuille des actifs de couverture, en France, une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base sur le rendement attendu des actifs aurait pour impact une variation de 1,32 % à la hausse ou à la baisse de la charge attendue 2009.

L'impact d'une variation de 25 points de base sur le taux d'actualisation générerait une variation de 3,5 % sur le montant total des engagements.

### 32.5.4.1 VARIATION DE LA VALEUR ACTUALISÉE DE L'OBLIGATION

<i>(en millions d'euros)</i>	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Reste Europe	Total
<b>Engagements au 01.01.2008</b>	<b>17 882</b>	<b>3 842</b>	<b>1 970</b>	<b>55</b>	<b>293</b>	<b>24 042</b>
Coût des services rendus	474	67	26	-	17	584
Charges d'intérêt	914	208	98	2	6	1 228
Perte et gains actuariels	(1 477)	(648)	(160)	-	6	(2 279)
Réduction ou liquidation de régime	-	2	-	-	-	2
Prestations versées	(940)	(161)	(102)	6	(13)	(1 210)
Cotisations effectuées par les participants du régime	-	25	-	-	-	25
Coût des services passés acquis	(104)	(40)	-	-	-	(144)
Coût des services passés non acquis	169	-	-	-	2	171
Écart de change	-	(804)	-	-	(7)	(811)
Autres	1	40	4	(4)	(3)	38
<b>ENGAGEMENTS AU 31.12.2008</b>	<b>16 919</b>	<b>2 531</b>	<b>1 836</b>	<b>59</b>	<b>301</b>	<b>21 646</b>
- Valeur actuelle des actifs investis	(5 926)	(2 260)	(42)	-	(109)	(8 337)
- Écarts actuariels non reconnus	592	(130)	123	-	(12)	573
- Coût des services passés non comptabilisés au bilan	(168)	-	-	-	-	(168)
<b>PASSIF NET AU TITRE DES RÉGIMES À PRESTATIONS DÉFINIES</b>	<b>11 417</b>	<b>141</b>	<b>1 917</b>	<b>59</b>	<b>180</b>	<b>13 714</b>
<b>Dont :</b>						
- Provision pour avantages du personnel	<b>11 420</b>	<b>141</b>	<b>1 918</b>	<b>59</b>	<b>181</b>	<b>13 719</b>
- Actifs de retraite	<b>(3)</b>	<b>-</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>	<b>(1)</b>	<b>(5)</b>

Les principaux facteurs d'évolution des engagements résultent :

- de l'incidence de la réforme du régime spécial de retraite des IEG (note 3.1) ;
- de l'amendement à certains régimes de retraites chez EDF Energy ;
- de l'écart de conversion qui résulte de la dépréciation de 23,01 % de la livre sterling entre le 31 décembre 2007 et le 31 décembre 2008.

Le montant des cotisations attendues pour 2009 est de 1 247 millions d'euros.

Le montant total de l'écart d'expérience d'EDF représente un gain actuariel de 262 millions d'euros (166 millions d'euros en 2007).

### 32.5.4.2 VARIATION DE LA VALEUR ACTUALISÉE DES ACTIFS DE COUVERTURE

<i>(en millions d'euros)</i>	France	Royaume-Uni	Allemagne	Reste Europe	Total
<b>Juste valeur des actifs de couverture au 01.01.2008</b>	<b>(6 186)</b>	<b>(3 531)</b>	<b>(49)</b>	<b>(112)</b>	<b>(9 878)</b>
Rendement escompté des actifs	(316)	(203)	(2)	(1)	(522)
Primes nettes	(489)	(138)	-	6	(621)
Pertes et gains actuariels	573	728	5	-	1 306
Prestations payées par les actifs de couverture	603	161	4	(4)	764
Écart de change	-	727	-	(4)	723
Autres	(111)	(4)	-	6	(109)
<b>JUSTE VALEUR DES ACTIFS DE COUVERTURE AU 31.12.2008</b>	<b>(5 926)</b>	<b>(2 260)</b>	<b>(42)</b>	<b>(109)</b>	<b>(8 337)</b>

### 32.5.5 Décomposition de la valeur des actifs de couverture

Pour la France, ce poste comprend à hauteur de 5 926 millions d'euros au 31 décembre 2008 (6 186 millions d'euros au 31 décembre 2007) les actifs de couverture des engagements sociaux affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière (couverts à 100 %) et des droits spécifiques du régime spécial de retraite.

Ils sont constitués de contrats d'assurances.

À fin 2008, les placements se décomposent au sein des contrats de la France :

- pour les indemnités de fin de carrière de 41,7 % d'actions, 56,3 % d'obligations et de monétaire, (respectivement 44,9 % et 55,1 % en 2007) ;
- pour le régime spécial de retraite de 22,7 % d'actions, 77,3 % d'obligations et de monétaire (respectivement 23,9 % et 76,1 % en 2007).

Au Royaume-Uni, les placements affectés à la couverture des engagements sociaux s'élevaient à 2 260 millions d'euros et se décomposent en 46 % d'actions et 14 % d'obligations et de monétaires, 2 % de biens immobiliers et 38 % d'autres placements.

Les pertes et gains actuariels constatés au cours de l'exercice concernent les effets de la crise des marchés financiers sur les actifs de couverture.

Les écarts de conversion sur le Royaume-Uni sont liés à la dépréciation de la livre sterling entre le 31 décembre 2007 et le 31 décembre 2008.

### 32.5.6 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	31.12.2008	31.12.2007
Coût des services rendus de l'exercice	(584)	(763)
Charges d'intérêts (actualisation)	(1 228)	(1 140)
Rendement escompté des actifs de couverture	522	445
Pertes et gains actuariels comptabilisés	(29)	(53)
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	2	8
Coût des services passés	144	(2)
Effet de l'écrêtement	10	(10)
<b>CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME</b>	<b>(1 163)</b>	<b>(1 515)</b>

## 32.6 Autres provisions et passifs éventuels

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

### 32.6.1 Au 31 décembre 2008

(en millions d'euros)	31.12.2007	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2008
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour risques liés aux participations	157	15	(3)	(3)	(12)	154
Provisions pour risques fiscaux	147	62	(2)	-	(4)	203
Provisions pour litiges	576	100	(155)	(40)	14	495
Provisions pour contrats onéreux	302	72	(82)	(43)	(8)	241
Autres	2 680	2 605	(1 378)	(134)	(128)	3 645
<b>AUTRES PROVISIONS</b>	<b>3 862</b>	<b>2 854</b>	<b>(1 620)</b>	<b>(220)</b>	<b>(138)</b>	<b>4 738</b>

## 32.6.2 Au 31 décembre 2007

	31.12.2006	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2007
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour risques liés aux participations	118	37	(1)	(1)	4	157
Provisions pour risques fiscaux	151	28	(1)	(31)	-	147
Provisions pour litiges	562	108	(58)	(43)	7	576
Provisions pour contrats onéreux	406	86	(128)	(53)	(9)	302
Autres	2 772	1 236	(911)	(354)	(63)	2 680
<b>AUTRES PROVISIONS</b>	<b>4 009</b>	<b>1 495</b>	<b>(1 099)</b>	<b>(482)</b>	<b>(61)</b>	<b>3 862</b>

## 32.6.3 Autres provisions

La rubrique « Autres » inclut notamment :

- une provision de 1 263 millions d'euros constituée au titre de la prolongation du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché jusqu'au 30 juin 2010 en application de la loi n° 2008-776 de modernisation de l'économie du 4 août 2008 ;
- une provision de 88 millions d'euros pour faire face à la contribution qui sera mise à la charge d'EDF dans le cadre du dispositif du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché au titre de sa durée initiale prenant fin au 30 juin 2009 (497 millions d'euros au 31 décembre 2007) ;
- une provision de 329 millions d'euros dont l'objet est de couvrir la part supportée par EDF des charges correspondant aux programmes de travaux votés par le Fonds d'Amortissement des Charges d'Électrification (Face) restant à réaliser au cours des exercices à venir (334 millions d'euros au 31 décembre 2007) ;
- une provision de 383 millions d'euros relative à la contribution de maintien de droits, pour la part non régulée liée aux conventions signées avec les régimes de retraites complémentaires (368 millions d'euros en 2007) ;
- les provisions pour quotas d'émission de gaz à effet de serre à hauteur de 397 millions d'euros (205 millions d'euros en 2007), évaluées sur la base des prix d'achat historiques ;
- les provisions relatives aux certificats d'énergie renouvelable à hauteur de 168 millions d'euros.

La rubrique « Provisions pour litiges » enregistre une baisse de 81 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2007, suite à l'accord trouvé avec les organismes sociaux qui s'est traduit par une reprise de provisions de 140 millions d'euros et une charge nette sur l'exercice de 147 millions d'euros.

## 32.6.4 Passifs éventuels

### – CONTRÔLE FISCAL

Au cours de l'année 2008, EDF a fait l'objet d'un contrôle fiscal portant sur les exercices 2004, 2005 et 2006.

En fin d'année, une proposition de rectification a été adressée à EDF au titre des exercices 2004 et 2005, avec pour conséquence un rappel de droits de 219 millions d'euros, pénalités de retard incluses.

EDF conteste l'ensemble des propositions de rectifications notifiées.

Au cours de l'année 2008, RTE EDF Transport a fait l'objet d'un contrôle fiscal portant sur l'exercice 2005.

En fin d'année, une proposition de rectification a été adressée à RTE EDF Transport, avec pour conséquence un rappel de droits de 24 millions d'euros, pénalités de retard incluses.

RTE EDF Transport conteste l'ensemble des propositions de rectifications notifiées.

### – SOLAIRE DIRECT

Le 19 mai 2008, la société Solaire Direct a saisi le Conseil de la concurrence d'une plainte assortie d'une demande de mesures conservatoires. Solaire Direct fait état de « pratiques du groupe EDF et de ses filiales sur le marché de l'offre globale de services destinés à la production d'électricité photovoltaïque », pratiques constituant selon elle un abus de position dominante de nature à freiner ainsi l'entrée et le développement de nouveaux entrants sur ce marché. Est en cause, notamment, l'utilisation du réseau commercial d'EDF pour promouvoir les activités de la filiale EDF-ENR, détenue conjointement avec EDF-EN.

### – LITIGES EN MATIÈRE SOCIALE

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant notamment le calcul et la mise en œuvre du temps de repos. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier et sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations qui sont susceptibles de concerner un grand nombre de salariés d'EDF en France, ces litiges pourraient présenter un risque systémique qui pourrait avoir un effet négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe.

### – EDIPOWER

La procédure suit son cours dans le procès intenté par ACEA devant la cour de Rome à l'encontre de plusieurs parties, incluant parmi d'autres, AEM Spa (maintenant A2A Spa), EDF, Edipower Spa et Edison Spa. ACEA prétend que le pourcentage de participation détenu conjointement par EDF et AEM dans Edison, constitue une violation du plafond de 30 % de détention par des entreprises publiques dans Edipower, tel que défini par le décret du 8 novembre 2000. Selon ACEA, ce dépassement constituerait un cas de concurrence déloyale, conformément au Code civil italien et nuirait à ACEA. En conséquence, ACEA demande réparation et également que des mesures soient prises pour faire cesser cette situation, comme par exemple, le désinvestissement des participations en deçà du seuil mentionné ci-dessus et l'interdiction de recevoir de l'énergie produite par Edipower au-delà des quantités autorisées.

### – COMMUNICATION DE GRIEFS DE LA COMMISSION EUROPÉENNE

EDF a reçu une communication de griefs émanant de la direction générale de la Concurrence de la Commission européenne relatifs aux contrats à long terme conclus par le Groupe en France avec des consommateurs finaux d'électricité, en particulier industriels, qui seraient, selon la Commission, de nature à limiter l'accès au marché français de l'électricité et susceptibles de constituer un abus de position dominante.

## Note 33 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France sur biens existants et sur biens à renouveler

La variation des passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler s'analyse comme suit au 31 décembre 2008 :

(en millions d'euros)	31.12.2007	Variation de la période	31.12.2008
Contre-valeur des biens	35 236	1 427	36 663
Financement concessionnaire non amorti	(17 009)	(629)	(17 638)
<b>Droits sur biens existants - valeurs nettes</b>	<b>18 227</b>	<b>798</b>	<b>19 025</b>
Amortissement financement du concédant	7 871	489	8 360
Provisions pour renouvellement	10 859	272	11 131
<b>Droits sur biens à renouveler</b>	<b>18 730</b>	<b>761</b>	<b>19 491</b>
<b>PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE SUR BIENS EXISTANTS ET À RENOUVELER</b>	<b>36 957</b>	<b>1 559</b>	<b>38 516</b>

## Note 34 Passifs financiers courants et non courants

<b>34.1</b> Répartition courant / non courant des passifs financiers	90
<b>34.2</b> Emprunts et dettes financières	91
<b>34.3</b> Endettement financier net	93
<b>34.4</b> Évolution de l'endettement financier net	94
<b>34.5</b> Garanties sur emprunts	94

### 34.1 Répartition courant / non courant des passifs financiers

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31.12.2008			31.12.2007		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	25 416	12 035	37 451	17 417	10 513	27 930
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	3 232	3 232	-	5 582	5 582
Juste valeur négative des dérivés de couverture	168	3 691	3 859	190	823	1 013
<b>PASSIFS FINANCIERS</b>	<b>25 584</b>	<b>18 958</b>	<b>44 542</b>	<b>17 607</b>	<b>16 918</b>	<b>34 525</b>

La juste valeur des dérivés est majoritairement déterminée sur la base de prix cotés et de données de marché (voir note 2.16.1.6.2).

## 34.2 Emprunts et dettes financières

### 34.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
<b>Soldes au 31.12.2006</b>	<b>18 428</b>	<b>4 728</b>	<b>4 073</b>	<b>365</b>	<b>548</b>	<b>28 142</b>
Augmentations	229	1 749	5 530	-	61	7 569
Diminutions	(3 193)	(2 316)	(1 233)	(55)	(161)	(6 958)
Mouvements de périmètre	(69)	(42)	67	(40)	(3)	(87)
Écarts de conversion	(412)	(97)	(124)	1	(34)	(666)
Autres	(40)	146	(175)	(34)	33	(70)
<b>Soldes au 31.12.2007</b>	<b>14 943</b>	<b>4 168</b>	<b>8 138</b>	<b>237</b>	<b>444</b>	<b>27 930</b>
Augmentations	10 649	2 783	2 319	-	196	15 947
Diminutions	(1 425)	(2 064)	(1 989)	(61)	(41)	(5 580)
Mouvements de périmètre	3	23	(116)	-	-	(90)
Écarts de conversion	(874)	(13)	24	-	(55)	(918)
Autres	194	(38)	(84)	59	31	162
<b>SOLDES AU 31.12.2008</b>	<b>23 490</b>	<b>4 859</b>	<b>8 292</b>	<b>235</b>	<b>575</b>	<b>37 451</b>

Le Groupe a procédé au cours de l'exercice à des émissions d'emprunts obligataires pour un montant équivalent à 10,6 milliards d'euros dont les caractéristiques sont décrites en note 5.1.1.

Les emprunts auprès des établissements de crédit incluent notamment les nouveaux emprunts contractés par EDF Énergies Nouvelles.

Les emprunts et dettes financières des principales entités du Groupe sont les suivantes :

	31.12.2008	31.12.2007
<i>(en millions d'euros)</i>		
EDF SA et autres filiales liées*	21 303	15 726
EDF Energy	7 668	6 146
EnBW	2 551	1 921
EDF Énergies Nouvelles	1 916	1 015
Edison	1 572	1 436

\* ERDF, RTE, PEI, EDF International, EDF Investissement Groupe.

Au 31 décembre 2008, aucune de ces entités n'a fait l'objet d'un cas de défaut au titre de l'un de ses emprunts.

Au 31 décembre 2008, les emprunts du Groupe dont le montant de l'émission est supérieur à 750 millions d'euros sont les suivants :

Type d'emprunt	Entité	Date d'émission	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
<i>(en millions d'euros)</i>						
Obligataire	EDF	1999	2009	1 996	EUR	5,0 %
Euro MTN	EDF	2000	2010	1 000	EUR	5,8 %
Euro MTN	EDF	2001	2016	1 100	EUR	5,5 %
Obligataire	EnBW	2002	2012	1 000	EUR	5,9 %
Euro MTN	EDF	2003	2033	850	EUR	5,6 %
Obligataire	TDE	2005	2012	1 200	EUR	Euribor 3 mois
Obligataire	RTE EDF Transport	2006	2016	1 000	EUR	4,1 %
Obligataire	Edison	2007	2011	900	EUR	Euribor 3 mois
EuroMTN	EDF SA	2008	2018	1 500	EUR	5,0 %
EuroMTN	EDF SA	2008	2020	1 200	EUR	5,4 %
EuroMTN	EDF SA	2008	2013	2 000	EUR	5,6 %
EuroMTN	EDF SA	2008	2013	1 350	CHF	3,4 %
Obligataire	EnBW	2008	2013	750	EUR	6,0 %
Obligataire	EnBW	2008	2018	750	EUR	6,9 %
Obligataire	RTE EDF Transport	2008	2015	1 250	EUR	4,9 %
Obligataire	RTE EDF Transport	2008	2018	1 000	EUR	5,1 %

### 34.2.2 Échéancier des emprunts et dettes financières

	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
À moins d'un an	1 362	1 176	7 511	30	434	10 513
Entre un et cinq ans	5 881	1 856	277	142	5	8 161
À plus de cinq ans	7 700	1 136	350	65	5	9 256
<b>Emprunts et dettes financières au 31.12.2007</b>	<b>14 943</b>	<b>4 168</b>	<b>8 138</b>	<b>237</b>	<b>444</b>	<b>27 930</b>
À moins d'un an	2 090	1 872	7 467	36	570	12 035
Entre un et cinq ans	8 118	1 684	449	151	5	10 407
À plus de cinq ans	13 282	1 303	376	48	-	15 009
<b>EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31.12.2008</b>	<b>23 490</b>	<b>4 859</b>	<b>8 292</b>	<b>235</b>	<b>575</b>	<b>37 451</b>

La résiliation des PPA (contrats d'achats d'énergie électrique à long terme) en Hongrie suite à la décision de la Commission européenne a rendu les emprunts de Bert exigibles, ce qui s'est traduit par le reclassement à moins d'un an des emprunts de cette société.

### 34.2.3 Ventilation des emprunts par devise

	31.12.2008			31.12.2007		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture <sup>(1)</sup>	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture <sup>(1)</sup>	Structure de la dette après couverture
<i>(en millions d'euros)</i>						
Emprunts libellés en euro (EUR)	28 326	(3 499)	24 827	19 774	(3 953)	15 821
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	2 273	(692)	1 581	2 748	(1 766)	982
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	4 152	4 225	8 377	3 987	5 102	9 089
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 700	(34)	2 666	1 421	617	2 038
<b>EMPRUNTS</b>	<b>37 451</b>	<b>-</b>	<b>37 451</b>	<b>27 930</b>	<b>-</b>	<b>27 930</b>

*(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères ainsi que les swaps dollar/livre britannique qualifiée de couverture économique.*

### 34.2.4 Ventilation des emprunts par taux avant et après swaps

	31.12.2008			31.12.2007		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette
<i>(en millions d'euros)</i>						
Emprunts à taux fixe	29 680	739	30 419	21 511	1 042	22 553
Emprunts à taux variable	7 771	(739)	7 032	6 419	(1 042)	5 377
<b>TOTAL DES EMPRUNTS</b>	<b>37 451</b>	<b>-</b>	<b>37 451</b>	<b>27 930</b>	<b>-</b>	<b>27 930</b>

La répartition des emprunts par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IAS 39.

### 34.2.5 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit auprès de différentes banques pour un montant global de 21 388 millions d'euros au 31 décembre 2008 (10 066 millions d'euros au 31 décembre 2007).

(en millions d'euros)	31.12.2008				31.12.2007
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
<b>LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES</b>	<b>21 388</b>	<b>6 541</b>	<b>13 839</b>	<b>1 008</b>	<b>10 066</b>

L'augmentation par rapport à 2007 est due principalement à un crédit syndiqué de 11 milliards de livres sterling contracté par EDF en vue de financer le rachat de British Energy.

### 34.2.6 Juste valeur des emprunts et dettes financières au 31 décembre 2008

(en millions d'euros)	31.12.2008		31.12.2007	
	Juste valeur	Valeur nette comptable	Juste valeur	Valeur nette comptable
<b>EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES</b>	<b>36 587</b>	<b>37 451</b>	<b>28 966</b>	<b>27 930</b>

## 34.3 Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie quelle que soit leur maturité, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

(en millions d'euros)	Notes	2008	2007
Emprunts et dettes financières		37 451	27 930
Dérivés de couvertures des dettes		(381)	23
Trésorerie et équivalents de trésorerie	29	(5 869)	(6 035)
Actifs liquides	25.3.1 et 25.3.2	(6 725) <sup>(1)</sup>	(5 682) <sup>(2)</sup>
Dettes financières nettes des sociétés figurant dans les passifs non courants détenus en vue de la vente		-	33
<b>ENDETTEMENT FINANCIER NET</b>		<b>24 476</b>	<b>16 269</b>

(1) Dont actifs financiers disponibles à la vente pour 6 651 millions d'euros et actifs financiers à la juste valeur pour 74 millions d'euros.

(2) Dont actifs financiers disponibles à la vente pour 5 602 millions d'euros et actifs financiers à la juste valeur pour 80 millions d'euros.

## 34.4 Évolution de l'endettement financier net

(en millions d'euros)	2008	2007
<b>Excédent brut d'exploitation</b>	<b>14 240</b>	<b>15 210</b>
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'excédent brut d'exploitation	(3 699)	(1 584)
Variation du besoin en fonds de roulement net	(211)	(269)
Autres éléments	30	23
<b>Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation</b>	<b>10 360</b>	<b>13 380</b>
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles nettes des cessions	(9 489)	(7 261)
Frais financiers nets décaissés	(1 068)	(921)
Impôt sur le résultat payé	(1 720)	(2 237)
<b>Free cash flow</b>	<b>(1 917)</b>	<b>2 961</b>
Investissements financiers <sup>(1)</sup>	(6 090)	(2 634)
Dividendes versés	(2 528)	(3 260)
Autres variations <sup>(2)</sup>	479	621
<b>Diminution de l'endettement financier net, hors effets de périmètre et de change</b>	<b>(10 056)</b>	<b>(2 312)</b>
Effet de la variation du périmètre	138	198
Effet de la variation de change <sup>(3)</sup>	1 473	622
Autres variations non monétaires	238	155
<b>(Augmentation) / Diminution de l'endettement financier net</b>	<b>(8 207)</b>	<b>(1 337)</b>
<b>Endettement financier net ouverture</b>	<b>16 269</b>	<b>14 932</b>
<b>ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE</b>	<b>24 476</b>	<b>16 269</b>

(1) Les principaux investissements financiers réalisés en 2008 sont ceux décrits ci-dessous.

(2) La variation comprend l'impact de l'exercice des warrants Edison en 2007 (112 millions d'euros).

(3) La variation est liée principalement à la dépréciation de la livre sterling entre le 31 décembre 2007 et le 31 décembre 2008.

En 2008, l'évolution de l'endettement financier net intègre notamment :

- l'accélération du programme d'investissement ;
- l'acquisition d'un lot de 26,5 % de British Energy en septembre 2008 pour 2 679 millions d'euros (voir note 4.1) ;
- une dotation brute aux actifs dédiés de 1 785 millions d'euros ;
- 412 millions d'euros au titre de l'investissement complémentaire de 4,54 % dans Constellation Energy ;

- 854 millions d'euros au titre de l'apport de liquidités et de la participation aux frais de transaction consentis par EDF à Constellation dans le cadre de l'accord du 17 décembre 2008 (voir note 4.2).

En 2007, l'évolution de l'endettement financier net intègre notamment une dotation de trésorerie aux actifs dédiés de 2 397 millions d'euros (voir note 25.3.2.1).

## 34.5 Garanties sur emprunts

Les éléments constitutifs des garanties sur emprunts du Groupe au 31 décembre 2008 sont les suivants :

(en millions d'euros)	31.12.2008				31.12.2007
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Sûretés réelles d'actifs	2 166	148	1 162	856	2 102
Garanties sur emprunts	429	166	30	233	419
Autres engagements liés au financement	564	534	4	26	190
<b>ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AU FINANCEMENT</b>	<b>3 159</b>	<b>848</b>	<b>1 196</b>	<b>1 115</b>	<b>2 711</b>
<b>ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AU FINANCEMENT *</b>	<b>69</b>	<b>41</b>	<b>18</b>	<b>10</b>	<b>114</b>

\* Hors lignes de crédit (voir ci-dessus note 34.2.5).

Les sûretés réelles et biens affectés en garanties des emprunts comprennent principalement des actifs corporels sous forme de nantissements ou d'hypothèques et des titres de participations de filiales consolidées détentrices d'actifs corporels. Ainsi, la valeur nette comptable des actifs courants et non courants donnés en garantie s'élève à 2 166 millions d'euros (2 102 millions d'euros en 2007).

Les garanties sur emprunts ont été données principalement par EDF, EDF International et EDF Energy.

En 2008, les évolutions des engagements donnés liés au financement intègrent 431 millions d'euros (600 millions de dollars), correspondant à la ligne de financement temporaire de dernier ressort accordée en faveur de Constellation (voir note 4.2).

Les engagements reçus liés au financement concernent principalement EDF et Unistar Nuclear Energy.

## Note 35 Gestion des risques financiers

Le groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé aux risques de taux, de change et de fluctuation des prix des matières premières. Le Groupe a recours à des instruments dérivés dans diverses stratégies de couverture pour éliminer ou limiter les risques financiers auxquels il est exposé et non à des fins spéculatives.

Dans cette perspective, le Groupe a mis en place une structure dédiée en charge de définir la politique de gestion des risques, les principes de cette gestion et le contrôle de leur bonne application.

Les entités d'EDF et les filiales du Groupe en particulier EDF Trading, EDF Energy, EnBW et Edison ont décliné ces principes pour gérer de manière appropriée les risques issus de leur activité.

Les risques de change, de taux d'intérêt ou de fluctuations des prix des matières premières créent de la volatilité sur les résultats, les capitaux propres ainsi que sur les flux de trésorerie.

Les principaux instruments dérivés utilisés sont le change à terme et les swaps de change, les swaps de taux d'intérêt, les cross currency swaps ainsi que les futures, forwards et swaps pour les matières premières.

Le risque actions est principalement localisé dans le portefeuille de couverture des engagements nucléaires et pour une faible part dans les placements long terme de la gestion de trésorerie d'EDF.

En ce qui concerne les marchés de l'énergie, le Groupe effectue des opérations de négoce sur les marchés de gros de l'électricité, du CO<sub>2</sub> et des combustibles fossiles principalement au travers de sa filiale EDF Trading. Les transactions spot ou à terme effectuées par EDF Trading sont essentiellement réalisées à travers des instruments tels que des contrats à terme (avec ou sans livraisons physiques), des swaps et des options.

EDF Trading est responsable de la maîtrise de son exposition aux risques marchés énergies et son engagement sur les marchés est toutefois encadré au niveau Groupe par une limite de « Value at risk » (VaR) avec une limite « stop loss ».

Le risque de crédit est composé du risque d'impayé sur les créances clients et du risque de défaillance des contreparties à leurs obligations contractuelles. À ce titre, le Groupe est doté d'une politique de gestion des risques. Dans le cadre du risque de contrepartie, EDF Trading a mis en place un système de gestion de ce risque qui s'appuie sur les quatre principes suivants :

- analyse quantitative et qualitative de toutes les contreparties afin de définir des limites à l'exposition au risque de contrepartie ; ces limites sont approuvées par le comité de crédit d'EDF Trading ;
- mesure sur une base quotidienne de l'exposition au risque ; EDF Trading mesure le risque de crédit en fonction des paiements futurs et du coût de remplacement des contrats sur les marchés ;
- gestion quotidienne des limites qui implique le suivi et le reporting de l'exposition globale ;
- 90 % de l'exposition crédit d'EDF Trading est sur des contreparties « investment grade ».

Concernant le risque de défaillance des clients – autre composante du risque de contrepartie – une balance des créances échues et non échues est présentée en note 27 de la présente annexe.

Le rapport de gestion de l'exercice 2008 (chapitre 1.10) fournit les compléments à cette note.

## Note **36** Instruments dérivés et comptabilité de couverture

<b>36.1</b> Couverture de juste valeur	96
<b>36.2</b> Couverture de flux de trésorerie	96
<b>36.3</b> Couverture d'investissements nets à l'étranger	97
<b>36.4</b> Impact des dérivés de couverture en capitaux propres	97
<b>36.5</b> Couverture de juste valeur liées aux matières premières	99

La comptabilité de couverture est appliquée en conformité avec les principes de la norme IAS 39 et concerne les dérivés de taux d'intérêt relatifs à la couverture de la dette à long terme, les dérivés de change relatifs à la couver-

ture d'investissements nets à l'étranger et de la dette libellée en devises étrangères, ainsi que les dérivés de change et les dérivés sur matières premières en couverture de flux de trésorerie futurs.

La juste valeur des dérivés de couverture enregistrée au bilan au 31 décembre 2008 se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31.12.2008
Juste valeur positive des dérivés de couverture	25.1	3 705
Juste valeur négative des dérivés de couverture	34.1	(3 859)
<b>JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE</b>		<b>(154)</b>
Instruments dérivés de couverture de taux	36.4.1	(64)
Instruments dérivés de couverture de change	36.4.2	1 795
Contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie	36.4.3	(1 851)
Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	36.5	(34)

### 36.1 Couverture de juste valeur

Le groupe EDF couvre l'exposition aux variations de juste valeur des dettes à taux fixe. Les instruments dérivés utilisés dans le cadre de cette couverture de juste valeur sont des swaps de taux d'intérêts fixe/variable et des cross currency swaps. Les variations de juste valeur de ces dérivés sont comptabilisées au compte de résultat. Les couvertures de juste valeur incluent

également des instruments de couverture de change sur certains engagements fermes d'achat.

Au 31 décembre 2008, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente une perte de 6 millions d'euros inclus dans le résultat financier (gain de 3 millions d'euros au 31 décembre 2007).

### 36.2 Couverture de flux de trésorerie

Le groupe EDF applique la couverture de flux de trésorerie notamment pour les cas suivants :

- couverture de la dette à taux variable et pour laquelle les swaps de taux d'intérêts sont utilisés (taux variable/fixe) ;
- couverture du risque de change lié à la dette libellée en devises étrangères (utilisation de currency swap) ;
- couverture de flux de trésorerie futurs liés aux prévisions d'achat et de ventes d'électricité, de gaz, de charbon et de combustible nucléaire : des contrats de futures, forwards et swaps sont conclus à cet effet.

Le groupe EDF couvre également le risque de change inhérent à certains de ses engagements fermes d'achats de matières premières et de combustibles.

Le montant de l'inefficacité des couvertures de flux de trésorerie enregistré au 31 décembre 2008 est une perte de 5 millions d'euros (gain de 3 millions d'euros au 31 décembre 2007).

## 36.3 Couverture d'investissements nets à l'étranger

La couverture d'investissements nets à l'étranger correspond à la couverture de l'exposition au risque de change associée aux investissements nets dans des sociétés étrangères du Groupe.

Ce risque est géré au niveau du groupe EDF soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de

marché. Dans ce dernier cas, le Groupe a ainsi recours à des swaps de change et du change à terme.

Le montant de l'inefficacité des couvertures d'investissement net à l'étranger est quasi nul (perte de 2 millions d'euros au 31 décembre 2007).

## 36.4 Impact des dérivés de couverture en capitaux propres

Les variations de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres sur la période s'analysent comme suit :

– EN 2008

	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres	Variations nettes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Inefficacité	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat <sup>(2)</sup>	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur transférées en résultat	Variations nettes de juste valeur transférées en résultat <sup>(2)</sup>
<i>(en millions d'euros)</i>							
Dérivés de :							
- couverture de taux	(90)	20	(70)	(2)	-	-	-
- couverture de change	362	(106)	256	-	(62)	21	(41)
- couverture d'investissement net à l'étranger	857	(294)	563	-	-	-	-
- couverture de matières premières	(3 216)	1 012	(2 204)	(3)	(296)	90	(206)
<b>DÉRIVÉS DE COUVERTURE</b>	<b>(2 087)</b>	<b>632</b>	<b>(1 455)</b>	<b>(5)</b>	<b>(358)</b>	<b>111</b>	<b>(247)</b>

(1) + / ( ) : augmentation / diminution des capitaux propres.

(2) + / ( ) : augmentation / diminution du résultat.

Concernant les matières premières, les variations négatives de juste valeur de l'exercice d'un montant de 2 204 millions d'euros après impôt s'expliquent principalement par :

- (1 137) millions d'euros sur les contrats de couverture d'électricité ((67) millions d'euros en 2007) ;
- (434) millions d'euros sur les contrats de couverture de charbon (+ 502 millions d'euros en 2007) ;
- (306) millions d'euros sur les contrats de couverture de produits pétroliers (+ 58 millions d'euros en 2007).

Le montant de (206) millions d'euros après impôt et transféré en résultat au titre des contrats de matières premières dénoués pendant l'exercice est constitué majoritairement de :

- (339) millions d'euros sur les contrats de couverture d'électricité ((470) millions d'euros en 2007) ;
- (111) millions d'euros sur les contrats de couverture de gaz ((309) millions d'euros en 2007) ;
- + 201 millions d'euros sur les contrats de couverture de charbon (+ 132 millions d'euros en 2007).

– EN 2007

	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres	Variations nettes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Inefficacité	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat <sup>(2)</sup>	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur transférées en résultat	Variations nettes de juste valeur transférées en résultat <sup>(2)</sup>
<i>(en millions d'euros)</i>							
Dérivés de :							
- couverture de taux	(5)	(2)	(7)	1	(14)	4	(10)
- couverture de change	(99)	34	(65)	-	(7)	3	(4)
- couverture d'investissement net à l'étranger	251	(86)	165	(2)	1	-	1
- couverture de matières premières	944	(317)	627	2	(1 115)	301	(814)
<b>DÉRIVÉS DE COUVERTURE</b>	<b>1 091</b>	<b>(371)</b>	<b>720</b>	<b>1</b>	<b>(1 135)</b>	<b>308</b>	<b>(827)</b>

(1) + / ( ) : augmentation / diminution des capitaux propres.

(2) + / ( ) : augmentation / diminution du résultat.

## 36.4.1 Dérivés de couverture de taux

Les dérivés de couverture de taux correspondent à des swaps et s'analysent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Notionnel au 31.12.2008				Total	Notionnel au 31.12.2007	Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total			31.12.2008	31.12.2007
<b>Opérations sur taux d'intérêt</b>	<b>2</b>	<b>6</b>	<b>-</b>	<b>8</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	
Payeur fixe / receveur variable	276	1 208	491	1 975	2 070	(101)	21	
Payeur variable / receveur fixe	200	265	763	1 228	792	53	1	
Variable / variable	-	241	-	241	130	(18)	20	
<b>Swaps de taux</b>	<b>476</b>	<b>1 714</b>	<b>1 254</b>	<b>3 444</b>	<b>2 992</b>	<b>(66)</b>	<b>42</b>	
<b>Dérivés incorporés de taux</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	
<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX</b>	<b>478</b>	<b>1 720</b>	<b>1 254</b>	<b>3 452</b>	<b>2 992</b>	<b>(64)</b>	<b>43</b>	

La juste valeur des cross-currency swaps taux / change ne prend en compte que l'effet taux.

## 36.4.2 Dérivés de couverture de change

Les éléments constitutifs des dérivés de couverture de change sont les suivants :

– AU 31 DÉCEMBRE 2008

<i>(en millions d'euros)</i>	Notionnel à recevoir au 31.12.2008				Notionnel à livrer au 31.12.2008				Juste valeur 31.12.2008
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
Change à terme	4 809	3 711	73	8 593	5 914	3 868	35	9 817	539
Swaps	4 456	3 085	2 126	9 667	3 809	2 502	1 469	7 780	1 246
Options	502	-	-	502	502	-	-	502	10
<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE</b>	<b>9 767</b>	<b>6 796</b>	<b>2 199</b>	<b>18 762</b>	<b>10 225</b>	<b>6 370</b>	<b>1 504</b>	<b>18 099</b>	<b>1 795</b>

– AU 31 DÉCEMBRE 2007

<i>(en millions d'euros)</i>	Notionnel à recevoir au 31.12.2007				Notionnel à livrer au 31.12.2007				Juste valeur 31.12.2007
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
Change à terme	2 904	3 191	-	6 095	2 690	3 062	-	5 752	(7)
Swaps	1 841	1 685	2 152	5 678	1 837	1 689	1 981	5 507	159
Options	1 523	-	-	1 523	1 514	-	-	1 514	9
Dérivés incorporés de change	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE</b>	<b>6 268</b>	<b>4 876</b>	<b>2 152</b>	<b>13 296</b>	<b>6 041</b>	<b>4 751</b>	<b>1 981</b>	<b>12 773</b>	<b>161</b>

La juste valeur des cross-currency swaps taux / change ne prend en compte que l'effet change.

### 36.4.3 Couverture de flux de trésorerie liées aux matières premières

Les couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières s'analysent comme suit :

	Unités de mesure	31.12.2008				31.12.2008	31.12.2007	31.12.2007
		Notionnels nets				Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
(en millions d'euros)		< 1 an	de 1 à 5 ans	> 5 ans	Total		Total	
Swaps		-	-	-	-	1	-	1
Forwards/futures		24	11	-	35	(748)	14	254
<b>Électricité</b>	<b>TWh</b>	<b>24</b>	<b>11</b>	<b>-</b>	<b>35</b>	<b>(747)</b>	<b>14</b>	<b>255</b>
Forwards/futures		800	724	-	1 524	(9)	2 233	52
<b>Gaz</b>	<b>Millions de therms</b>	<b>800</b>	<b>724</b>	<b>-</b>	<b>1 524</b>	<b>(9)</b>	<b>2 233</b>	<b>52</b>
Swaps		15 438	4 436	-	19 874	(638)	6 522	63
Forwards/futures		477	-	-	477	(11)	-	-
<b>Produits pétroliers</b>	<b>Milliers de barils</b>	<b>15 915</b>	<b>4 436</b>	<b>-</b>	<b>20 351</b>	<b>(649)</b>	<b>6 522</b>	<b>63</b>
Swaps		15	9	-	24	(403)	21	523
Forwards/futures		-	-	-	-	(2)	-	-
<b>Charbon</b>	<b>Millions de tonnes</b>	<b>15</b>	<b>9</b>	<b>-</b>	<b>24</b>	<b>(405)</b>	<b>21</b>	<b>523</b>
Forwards/futures		8 242	9 085	-	17 327	(41)	15 061	49
<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>Milliers de tonnes</b>	<b>8 242</b>	<b>9 085</b>	<b>-</b>	<b>17 327</b>	<b>(41)</b>	<b>15 061</b>	<b>49</b>
<b>CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE</b>						<b>(1 851)</b>		<b>942</b>

## 36.5 Couverture de juste valeur liées aux matières premières

Les couvertures de juste valeur liées aux matières premières s'analysent comme suit :

	Unités de mesure	31.12.2008	31.12.2008	31.12.2007	31.12.2007
(en millions d'euros)		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Charbon et fret	Millions de tonnes	(9)	(34)	(15)	136
<b>CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE JUSTE VALEUR</b>			<b>(34)</b>		<b>136</b>

## Note 37 Instruments dérivés non comptabilisés en couverture

<b>37.1</b> Dérivés de taux détenus à des fins de transaction	100
<b>37.2</b> Dérivés de change détenus à des fins de transaction	101
<b>37.3</b> Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture	102

La juste valeur des dérivés de transaction enregistrée au bilan au 31 décembre 2008 se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31.12.2008
Juste valeur positive des dérivés de transaction	25.3.1	4 753
Juste valeur négative des dérivés de transaction	34.1	(3 232)
<b>JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION</b>		<b>1 521</b>
Instruments dérivés de taux détenus à des fins de transaction	37.1	18
Instruments dérivés de change détenus à des fins de transaction	37.2	144
Contrats de matières premières non qualifiés de couverture	37.3	1 359

### 37.1 Dérivés de taux détenus à des fins de transaction

Les éléments constitutifs des dérivés de taux détenus à des fins de transaction s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notionnel au 31.12.2008				Notionnel	Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	au 31.12.2007	31.12.2008	31.12.2007
Achats de CAP	147	-	-	147	519	-	3
Achats de FLOOR	-	-	-	-	-	-	-
Ventes de FLOOR	294	-	-	294	665	-	-
<b>Opérations sur taux d'intérêt</b>	<b>441</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>441</b>	<b>1 184</b>	<b>-</b>	<b>3</b>
Payeur fixe / receveur variable	292	182	1 488	1 962	2 804	(97)	(8)
Payeur variable / receveur fixe	4 108	1 238	1 779	7 125	7 159	150	48
Variable / variable	167	54	-	221	559	(35)	(1)
<b>Swaps de taux</b>	<b>4 567</b>	<b>1 474</b>	<b>3 267</b>	<b>9 308</b>	<b>10 522</b>	<b>18</b>	<b>39</b>
<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION</b>	<b>5 008</b>	<b>1 474</b>	<b>3 267</b>	<b>9 749</b>	<b>11 706</b>	<b>18</b>	<b>42</b>

## 37.2 Dérivés de change détenus à des fins de transaction

Les éléments constitutifs des dérivés de change détenus à des fins de transaction se répartissent comme suit :

### – AU 31 DÉCEMBRE 2008

<i>(en millions d'euros)</i>	Notionnel à recevoir au 31.12.2008				Notionnel à livrer au 31.12.2008				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31.12.2008
Change à terme	396	4 194	44	4 634	(36)	(4 124)	(44)	(4 204)	39
Swaps	3 312	17 362	-	20 674	2 928	(6 589)	-	(3 661)	106
Options	182	-	-	182	40	-	-	40	(1)
Dérivés incorporés de change	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION</b>	<b>3 890</b>	<b>21 556</b>	<b>44</b>	<b>25 490</b>	<b>2 932</b>	<b>(10 713)</b>	<b>(44)</b>	<b>(7 825)</b>	<b>144</b>

### – AU 31 DÉCEMBRE 2007

<i>(en millions d'euros)</i>	Notionnel à recevoir au 31.12.2007				Notionnel à livrer au 31.12.2007				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31.12.2007
Change à terme	2 123	540	35	2 698	2 045	501	35	2 581	12
Swaps	2 979	929	-	3 908	2 967	883	-	3 850	71
Options	208	-	-	208	204	-	-	204	-
Dérivés incorporés de change	-	-	-	-	-	-	-	-	(42)
<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION</b>	<b>5 310</b>	<b>1 469</b>	<b>35</b>	<b>6 814</b>	<b>5 216</b>	<b>1 384</b>	<b>35</b>	<b>6 635</b>	<b>41</b>

## 37.3 Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture

Les contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31.12.2008	31.12.2008	31.12.2007	31.12.2007
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Swaps		(2)	(19)	-	(50)
Options		13	(92)	18	(162)
Forwards/futures		(20)	152	(8)	(55)
<b>Électricité</b>	<b>TWh</b>	<b>(9)</b>	<b>41</b>	<b>10</b>	<b>(267)</b>
Swaps		-	8	(7)	(177)
Options		86 466	54	81 407	363
Forwards/futures		(1 232)	202	(510)	12
<b>Gaz</b>	<b>Millions de therms</b>	<b>85 234</b>	<b>264</b>	<b>80 890</b>	<b>198</b>
Swaps		(13 712)	68	(19 273)	97
Options		1 200	8	(1 814)	6
Forwards/futures		1 680	(39)	2 087	19
<b>Produits pétroliers</b>	<b>Milliers de barils</b>	<b>(10 832)</b>	<b>37</b>	<b>(19 000)</b>	<b>122</b>
Swaps		(63)	651	(48)	(761)
Options		-	-	1	7
Forwards/futures		87	51	56	983
Frêt		11	75	17	(196)
<b>Charbon</b>	<b>Millions de tonnes</b>	<b>35</b>	<b>777</b>	<b>26</b>	<b>33</b>
Swaps		-	(30)	-	-
Options		-	-	1 540	1
Forwards/futures		5 726	269	(7 871)	127
<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>Milliers de tonnes</b>	<b>5 726</b>	<b>239</b>	<b>(6 331)</b>	<b>128</b>
<b>Dérivés incorporés de matières</b>			<b>1</b>		<b>4</b>
<b>CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE</b>			<b>1 359</b>		<b>218</b>

Ils incluent principalement les contrats qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

## Note 38

### Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2008	31.12.2007
Avances et acomptes reçus	4 783	4 279
Dettes sur immobilisations	2 096	1 133
Dettes fiscales et sociales	6 671	5 735
Produits constatés d'avance	8 027	7 988
Autres dettes	4 248	3 195
<b>AUTRES CRÉDITEURS</b>	<b>25 825</b>	<b>22 330</b>
Dont :		
- non courant	5 628	5 624
- courant	20 197	16 706

Au 31 décembre 2008, les produits constatés d'avance comprennent chez EDF, les avances partenaires versées dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 2 317 millions d'euros (2 479 millions d'euros en 2007) et chez ERDF et EDF les tickets de raccordement pour 2 529 millions d'euros (2 436 millions d'euros en 2007).

La rubrique « Autres dettes » intègre les dettes relatives aux engagements donnés de rachat d'intérêts minoritaires pour 237 millions d'euros (228 millions d'euros en 2007). Elle inclut également les emprunts de Domofinance, établissement de crédit qui assure le financement à crédit de travaux et d'installation contribuant à la maîtrise de l'énergie pour un montant de 261 millions d'euros (136 millions d'euros en 2007).

## Note 39

### Contribution des coentreprises

Le Groupe détient des intérêts dans des coentreprises (voir note 43). Comme indiqué dans la note 2.3, ces participations sont consolidées suivant la méthode de l'intégration proportionnelle.

La part des coentreprises figurant aux bilans et comptes de résultat consolidés s'analyse comme suit :

– AU 31 DÉCEMBRE 2008

(en millions d'euros)	Pourcentage d'intégration	Actif courant	Actif non courant	Passif courant	Passif non courant	Chiffre d'affaires	Excédent brut d'exploitation
EnBW	46,07 %	5 289	11 260	4 214	7 903	7 467	1 114
Edison	48,96 %	1 604	6 434	1 725	1 949	5 435	807
Autres		2 879	5 640	2 443	1 022	2 665	341
<b>TOTAL</b>		<b>9 772</b>	<b>23 334</b>	<b>8 382</b>	<b>10 874</b>	<b>15 567</b>	<b>2 262</b>

– Au 31 DÉCEMBRE 2007

(en millions d'euros)	Pourcentage d'intégration	Actif courant	Actif non courant	Passif courant	Passif non courant	Chiffre d'affaires	Excédent brut d'exploitation
EnBW	46,07 %	3 187	11 280	2 789	7 023	6 900	1 031
Edison	48,96 %	1 202	6 610	1 206	2 164	4 121	791
Autres		2 760	5 082	1 835	1 120	2 367	358
<b>TOTAL</b>		<b>7 149</b>	<b>22 972</b>	<b>5 830</b>	<b>10 307</b>	<b>13 388</b>	<b>2 180</b>

La rubrique « Autres » comprend essentiellement Dalkia et EDF Investissement Groupe.

## Note 40 Parties liées

<b>40.1</b> Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation	104
<b>40.2</b> Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État	105
<b>40.3</b> Rémunération des organes d'administration et de direction	105

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Sociétés consolidées par intégration proportionnelle		Sociétés consolidées par mise en équivalence		État ou participations de l'État		Total Groupe	
	31.12.2008	31.12.2007	31.12.2008	31.12.2007	31.12.2008	31.12.2007	31.12.2008	31.12.2007
Chiffres d'affaires	160	152	64	509	579	404	803	1 065
Achats énergie	131	83	560	265	3 739	1 709	4 430	2 057
Achats externes	-	-	-	-	575	315	575	315
Actifs financiers	125	58	-	-	633	590	758	648
Autres actifs	126	120	15	25	985	1 046	1 126	1 191
Passifs financiers	1 083	42	-	-	-	-	1 083	42
Autres passifs	286	357	31	113	2 554	668	2 871	1 138

### 40.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation

EDF a conclu différents accords commerciaux avec ses filiales et participations. EDF et EnBW ont notamment conclu, en 2001 pour une durée indéterminée, un accord, prévoyant les modalités de coopération entre les deux sociétés.

Les transactions avec les sociétés en intégration proportionnelle et les sociétés consolidées par mise en équivalence relèvent de la vente et de l'achat d'énergie.

---

## 40.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État

---

### 40.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 84,66 % du capital d'EDF SA au 31 décembre 2008. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF est soumise à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des Comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

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

Le contrat de service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat mais imposant simplement qu'un bilan triennal soit élaboré. Au cours de l'année 2008, le premier bilan a été adressé à l'État.

Par ailleurs, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie, qui fixe notamment les objectifs en matière de répartition des capacités de production.

Enfin, l'État intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz, notamment pour les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production, la fixation des tarifs de vente aux clients restés au tarif réglementé, des tarifs de transport et de distribution ainsi que du montant de la contribution aux charges de service public de l'électricité.

### 40.2.2 Relations avec GDF SUEZ

Depuis les filialisations des activités de gestionnaires de réseaux de distribution, par la création de ERDF SA, filiale de EDF SA, au 1<sup>er</sup> janvier 2007 pour la distribution d'électricité, et de GRDF SA, filiale de GDF SUEZ, au 1<sup>er</sup> janvier 2008, pour la distribution de gaz, la convention définissant les relations entre ERDF SA et GRDF SA, vis-à-vis de l'opérateur commun, a été mise en œuvre dans la suite de la convention existant antérieurement entre EDF et GDF SUEZ. L'opérateur commun assure la gestion du service public de proximité que constitue la distribution d'énergies et notamment la construction, l'exploitation et la maintenance des réseaux ainsi que le comptage.

Par ailleurs, EDF et GDF SUEZ disposent de deux autres services communs, également régis par des conventions :

- la délégation Santé Sécurité ;
- la Direction Informatique et Télécommunications (DIT), en charge de certains systèmes d'information.

### 40.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Le Groupe réalise des transactions courantes avec les entreprises du secteur public, qui concernent essentiellement la fourniture d'électricité, ainsi que la facturation de l'accès au réseau de transport.

Le traitement et le transport de combustible nucléaire réalisés par AREVA pour EDF constituent l'essentiel des coûts d'achats d'énergie auprès des sociétés participations de l'État. Les autres achats relèvent de la maintenance des centrales nucléaires auprès du groupe AREVA.

Les autres actifs sont constitués principalement d'avances relatives à ces contrats d'achat.

Par ailleurs, le Groupe détient des titres AREVA qui font l'objet d'une mention en note 25.3.2.3.

---

## 40.3 Rémunération des organes d'administration et de direction

---

Les principaux dirigeants du Groupe sont le Président du Conseil d'administration, les Directeurs Généraux Délégués, et les membres externes du Conseil d'administration.

La rémunération attribuée en 2008 à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 4,8 millions d'euros (5 millions d'euros en 2007). Cette rémunération recouvre les avantages court terme (salaires, part variable versée en 2008, intéressement, jetons de présence et avantages en nature), ainsi que les charges patronales correspondantes. La variation par rapport à 2007 s'explique principalement par une modification des montants des bonus.

Par ailleurs, les dirigeants statutairement rattachés au régime des IEG bénéficient des avantages liés au personnel – au sens de la norme IAS 19 – procurés par ce statut. Le coût des services rendus lié à ces avantages pour 2008 a été évalué à 0,3 million d'euros (0,4 million d'euros pour 2007).

En dehors de ce qui est indiqué, les dirigeants ne bénéficient d'aucun autre régime spécifique de retraite, n'ont reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficient pas de primes de départ.

Les dirigeants ont pu bénéficier du plan d'actions gratuites – ACT 2007 – dans les mêmes conditions que les autres salariés du groupe EDF. Compte tenu des conditions d'attribution et de l'offre réservée aux salariés, les actions relatives à ACT 2007 ne seront livrées qu'en 2009.

Dans le cadre de l'Offre Réservee aux Salariés de septembre 2008, les dirigeants de l'entreprise ont pu bénéficier des avantages accordés aux salariés : rabais sur le prix des actions, attribution d'actions gratuites et abondement.

## Note Environnement

# 41

<b>41.1</b> Quotas d'émission de gaz à effet de serre	106
<b>41.2</b> Certificats d'économies d'énergie	106
<b>41.3</b> Certificats d'énergie renouvelable	106

## 41.1 Quotas d'émission de gaz à effet de serre

Dans le cadre du protocole de Kyoto, la Directive européenne visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre par l'attribution de quotas d'émission est entrée en vigueur en 2005 pour une première période de trois ans qui s'est achevée fin 2007 et se caractérise par une réduction des quotas attribués.

La deuxième période d'allocation porte sur la période 2008-2012.

Au sein du groupe EDF, les sociétés concernées par l'application de cette Directive sont : EDF SA, EnBW, EDF Energy, Edison, Fenice, Dalkia International et Dalkia Investissement, Bert, Demasz, Kogeneracja, Zielonagora, ECK, Ersa, ECW et EDF Énergies Nouvelles.

En 2008, le Groupe a restitué 91 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2007. En 2007, le Groupe avait restitué 69 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2006.

Pour l'année 2008, le volume total des quotas alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 67 millions de tonnes.

Pour l'année 2007, le volume total des quotas alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 85 millions de tonnes.

Au 31 décembre 2008, le volume des émissions s'élève à 84 millions de tonnes (90 millions de tonnes au 31 décembre 2007). La provision qui résulte des excédents d'émissions par rapport à ces quotas s'élève à 397 millions d'euros et couvre l'insuffisance de quotas fin 2008 (205 millions d'euros au 31 décembre 2007).

Par ailleurs, dans le cadre des mécanismes de développement propre définis par le protocole de Kyoto, le Groupe a créé fin 2006 un Fonds Carbone dont l'objectif est de soutenir des projets de réduction d'émission de gaz à effet de serre dans les pays émergents et de bénéficier de permis d'émission de gaz à effet de serre. Ce fonds associe EDF et l'ensemble des entités européennes. EDF Trading assure la gestion de ce fonds.

Les achats de CER contractés dans le cadre du Fonds Carbone, sont évalués à 176 millions d'euros au 31 décembre 2008 (120,4 millions d'euros au 31 décembre 2007).

## 41.2 Certificats d'économies d'énergie

Le Groupe est engagé dans toutes ses filiales dans un processus de maîtrise de la consommation d'énergie au travers de différentes mesures développées par les législations nationales, sous l'égide de directives communautaires.

Ainsi, la loi française du 13 juillet 2005 instaure un système de certificats d'économies d'énergies. Les sociétés qui vendent de l'électricité, du gaz, de la chaleur ou du froid aux consommateurs finals et dont les ventes excèdent un seuil sont soumises sur une période triennale (jusqu'au 30 juin 2009) à des obligations d'économies d'énergies dont elles se libèrent en réalisant directement ou indirectement des économies d'énergies ou en

acquérant des certificats d'économies d'énergies. À l'issue de la période considérée, les sociétés concernées justifient de l'accomplissement de leurs obligations en restituant des certificats. À défaut, une pénalité libératoire est acquittée au Trésor.

Pour les sociétés françaises du Groupe, le montant de l'obligation sur la période triennale est de 30,2 TWh.

Au 31 décembre 2008, EDF, comme les autres filiales du Groupe, a engagé des actions pour satisfaire à l'obligation de production des certificats en fin de période et à cette date, des certificats ont été obtenus pour un montant de 23 TWh (4,7 TWh au 31 décembre 2007).

## 41.3 Certificats d'énergie renouvelable

Au Royaume-Uni, en Pologne et en Italie, des certificats sont obtenus lors de la production d'électricité à base d'énergies renouvelables, pour accroître l'utilisation d'énergies renouvelables en instaurant un système de compensation des coûts de production et les commercialisateurs ont une obli-

gation de vendre un certain volume d'énergie renouvelable. Cette obligation se traduit par l'apport de la preuve de la satisfaction de l'obligation ou la restitution de certificats d'énergie renouvelable obtenus et/ou acquis. Des mécanismes similaires sont engagés pour la cogénération.

## Note Événements postérieurs à la clôture

# 42

<u>42.1 Atel</u>	107
<u>42.2 British Energy</u>	107
<u>42.3 Lancements d'emprunts obligataires</u>	107
<u>42.4 Construction d'un second EPR</u>	107

### 42.1 Atel

Conformément à l'accord intervenu le 18 décembre, EDF a décidé le 15 janvier 2009 d'apporter à la nouvelle société Alpiq Holding SA ses droits de tirage sur la production du barrage d'Emosson pour une valeur

de 720 millions de francs suisses (soit 485 millions d'euros) et 337 millions de francs suisses en numéraire (soit 227 millions d'euros) par voie d'augmentation de capital (voir note 25.5).

### 42.2 British Energy

Les événements post-clôture sont mentionnés dans la note dédiée à cette acquisition (note 4).

### 42.3 Lancements d'emprunts obligataires

EDF a procédé le 23 janvier 2009 à l'émission de deux emprunts obligataires en euros. La première est d'une maturité de 6 ans, pour un montant de 2 milliards d'euros avec un coupon annuel de 5,125 %, la seconde est d'une maturité de 12 ans, pour un montant de 2 milliards d'euros avec un coupon annuel de 6,25 %.

Le 26 janvier 2009, EDF a réalisé à une émission obligatoire sur le marché américain d'un montant de 5 milliards de dollars sous la forme d'un placement privé réservé auprès d'investisseurs institutionnels (émission dans le cadre de la règle 144A de l'US Securities and Exchange Commission) qui comporte trois tranches :

- une tranche 5 ans d'un montant de 1,25 milliard de dollars, coupon 5,50 % ;

- une tranche 10 ans d'un montant de 2 milliards de dollars, coupon 6,50 % ;
- une tranche 30 ans d'un montant de 1,75 milliard de dollars, coupon 6,95 %.

Ces opérations participent au financement de la stratégie du Groupe et concourent au remboursement anticipé du crédit bancaire d'acquisition de British Energy tiré en janvier 2009.

### 42.4 Construction d'un second EPR

L'État français a confirmé le 30 janvier 2009 la construction d'un second EPR, conduit par EDF, sur le site de Penly, en Seine-Maritime.

EDF saisira du projet ses instances de gouvernance.

EDF associera, en outre, à la réalisation de ce second EPR français des industriels notamment GDF SUEZ, dans le cadre de partenariats comme dans le passé Electrabel dans les centrales de Chooz et de Tricastin, et plus récemment Enel dans le futur réacteur nucléaire EPR à Flamanville.

# Note 43

## Périmètre de consolidation

Le périmètre de consolidation se présente comme suit au 31 décembre 2008 :

Nom de l'entité		Pays	Quote-part d'intérêt dans le capital	Quote-part des droits de vote détenus	Méthode de consolidation	Secteur d'activité
<b>FRANCE</b>						
Électricité de France	(1)		100	100	Société-mère	P,D,S
RTE EDF Transport	(1)		100	100	IG	T
Électricité Réseau Distribution France	(1)		100	100	IG	D
Groupe PEI	(1)		100	100	IG	P
<b>ROYAUME-UNI</b>						
EDF Energy	(3)		100	100	IG	P,D,S
<b>ALLEMAGNE</b>						
EnBW	(3)		46,07	46,07	IP	P,D,S,T
<b>ITALIE</b>						
Edison	(3)		48,96	50	IP	P,D,S
Transalpina di Energia (TdE)			50	50	IP	S
Italenergia Bis			100	100	IG	S
Wagram 1			100	100	IG	S
Wagram 4			100	100	IG	S
Fenice	(3)		100	100	IG	P
<b>RESTE EUROPE</b>						
EDF Trading	(3)	Royaume-Uni	100	100	IG	S
E.D.F. International	(1)	France	100	100	IG	S
ECK Cracovie		Pologne	66,26	66,26	IG	P
Kogeneracja		Pologne	35,61	50	IG	P
ECW		Pologne	99,66	99,66	IG	P
ERSA (Rybnik)		Pologne	79,59	97,11	IG	P
Zielona Gora		Pologne	35,56	99,87	IG	P, D
Demasz	(3)	Hongrie	100	100	IG	D
Bert		Hongrie	95,57	95,57	IG	P
Société d'Investissement en Autriche		France	80	80	IG	S
Groupe ESTAG		Autriche	20	25	ME	P,S
SSE		Slovaquie	49	49	IP	D
Groupe ATEL		Suisse	24,83	25	ME	P,D,S,T
EDF Alpes Investissements		Suisse	100	100	IG	S
EDF Development UK Ltd		Royaume-Uni	100	100	IG	P
EDF Production UK Ltd		Royaume-Uni	100	100	IG	P
Emission		Suisse	50	50	IP	P
EDF Belgium		Belgique	100	100	IG	P
Finelex BV		Pays-Bas	100	100	IG	P

Nom de l'entité		Pays	Quote-part d'intérêt dans le capital	Quote-part des droits de vote détenus	Méthode de consolidation	Secteur d'activité
Cinergy Holding Company BV		Pays-Bas	50	50	IP	P
Hispaelec		Espagne	100	100	IG	P
Azito Énergie		Côte d'Ivoire	32,85	32,85	IP	P
Dalkia Holding		France	34	34	ME	S
Edenkia		France	50	50	ME	S
Dalkia International		France	50	24,14	IP	S
Dalkia Investissement		France	67	50	IP	S
Richemont	(1)	France	100	100	IG	P
EDF Développement Environnement SA	(1)	France	100	100	IG	P
Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels (SOCODEI)		France	51	51	IG	S
Cofiva	(1)	France	100	100	IG	S
Sofinel		France	54,98	54,98	IG	S
Électricité de Strasbourg		France	89,07	89,07	IG	D
Tiru SA - Traitement Industriel des Résidus Urbains	(3)	France	51	51	IG	S
EDF Énergies Nouvelles	(2), (3)	France	50	50	IG	P,S
Immobilière Wagram Étoile	(1)	France	100	100	IG	S
La Gérance Générale Foncière	(1)	France	99,86	99,86	IG	S
Immobilière PB6		France	50	50	IP	S
Société Foncière Immobilière et de Location (SOFILO)	(1)	France	100	100	IG	S
Société C2	(1)	France	100	100	IG	S
Société C3	(1)	France	100	100	IG	S
EDF Holding SAS	(1)	France	100	100	IG	S
Domofinance		France	45	45	IP	S
Fahrenheit		France	99,66	100	IG	S
Wagram Insurance Company		Irlande	100	100	IG	S
Océane Ré		Luxembourg	99,98	99,98	IG	S
EDF Investissement Groupe		Belgique	84,85	50	IP	S
SLOE Centrale Holding		Pays-Bas	50	50	IP	P
<b>RESTE DU MONDE</b>						
EDF Développement USA		États-Unis	100	100	IG	S
Unistar Nuclear Energy		États-Unis	50	50	IP	P
Ute Norte Fluminense		Brésil	90	90	IG	P
Ute Paracambi		Brésil	100	100	IG	P
Figlec		Chine	100	100	IG	P
Shandong Zhonghua Power Company		Chine	19,60	19,60	ME	P
Meco		Vietnam	56,25	56,25	IG	P
Nam Theun Power Company		Laos	35	35	ME	P

Méthode de consolidation : IG = intégration globale, IP = intégration proportionnelle, ME = mise en équivalence.

Secteurs d'activités : P = Production, D = Distribution, S = Services, T = Transport.

(1) Sociétés appartenant au périmètre du régime de l'intégration fiscale pour lequel Électricité de France a opté depuis le 1<sup>er</sup> janvier 1988.

(2) Suite à l'entrée en vigueur des nouveaux accords d'actionnaires avec le groupe Mouratoglou et à l'ouverture du capital d'EDF Énergies Nouvelles, EDF EN et EnXco sont consolidés par intégration globale depuis le 31 décembre 2006.

(3) Groupe de sociétés.

# Rapport des Commissaires aux comptes

sur les comptes consolidés



# Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

## EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2008

Aux actionnaires,

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 2008 sur :

- le contrôle des comptes consolidés de la société Électricité de France, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- la vérification spécifique prévue par la loi.

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

## 1. OPINION SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes consolidés. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes consolidés de l'exercice sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière, ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les points suivants exposés dans les notes aux comptes consolidés :

- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 2.2.1 et 32.2 à 32.4, résulte comme indiqué en note 2.2.1 des meilleures estimations de la Direction. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme, et d'échéanciers de décaissements. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées ;
- l'approche privilégiée par EDF pour représenter au bilan ses obligations de renouvellement des biens du domaine concédé relevant de la distribution publique d'électricité en France décrite en note 2.24, repose sur la spécificité des contrats de concessions. Elle consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des comptes rendus d'activité. Une approche alternative, fondée sur la valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle, donnerait une représentation différente des obligations vis-à-vis des concédants. Les effets qu'aurait eus l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 2.24. L'évaluation des passifs de concessions est sujette à des aléas, entre autres en termes de coûts et de dates de décaissements.

## 2. JUSTIFICATION DES APPRÉCIATIONS

En application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

### RÈGLES ET PRINCIPES COMPTABLES

Nous nous sommes assurés que les notes 2.4, 2.10.2, 2.12 et 2.24 donnent une information appropriée sur les traitements comptables retenus au titre des engagements de rachat d'intérêts minoritaires sur une entité intégrée globalement, des quotas d'émission de gaz à effet de serre et des concessions, domaines qui ne font pas l'objet de dispositions spécifiques ou obligatoires dans le référentiel comptable IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne au 31 décembre 2008.

### JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION

La note 2.2, décrit les principales méthodes comptables sensibles pour lesquelles la Direction a recours à des jugements et estimations. Nos travaux ont consisté à apprécier ces estimations, les données et les hypothèses sur lesquelles se fondent ces estimations, à revoir, par sondages, les calculs effectués par la Société, à comparer les estimations comptables des périodes précédentes avec les réalisations correspondantes, à examiner les procédures d'approbation de ces estimations par la Direction et enfin à vérifier que les notes aux comptes consolidés donnent une information appropriée.

Dans le contexte actuel de forte volatilité des marchés et de la difficulté certaine à appréhender les perspectives économiques, nous avons également procédé à l'appréciation du caractère raisonnable des données et hypothèses retenues concernant l'évaluation des actifs financiers.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

### 3. VÉRIFICATION SPÉCIFIQUE

Nous avons également procédé à la vérification prévue par la loi des informations relatives au Groupe données dans le rapport de gestion.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Paris-La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 11 février 2009

Les Commissaires aux comptes

**KPMG Audit**  
**Département de KPMG S.A.**

Jean-Luc Decornoy

Michel Piette

**Deloitte & Associés**

Amadou Raimi

Tristan Guerlain