



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



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

Electricité de France S.A.

**Rapport des Commissaires aux comptes
sur les comptes consolidés**

Exercice clos le 31 décembre 2011
Electricité de France S.A.
22 -30, avenue de Wagram - 75008 Paris



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



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

Electricité de France S.A.

Siège social : 22 - 30, avenue de Wagram - 75008 Paris

Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2011

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 2011 sur :

- le contrôle des comptes consolidés de la société Electricité de France S.A. (« le Groupe »), 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 par 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 l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, qui résulte des meilleures estimations de la Direction et dont les modalités de détermination sont décrites dans

les notes 1.3.2.1 et 30 de l'annexe. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, 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.

2. Justification des appréciations

Les estimations comptables concourant à la préparation des comptes ont été réalisées par le Groupe dans un environnement incertain, lié à la crise des finances publiques de certains pays de la zone euro. Cette crise s'accompagne d'une crise économique et de liquidité ainsi que d'incertitudes sur l'évolution des prix des matières premières et de l'électricité qui rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques. C'est dans ce contexte que, en application des dispositions de l'article L.823-9 du Code de commerce, nous avons procédé à nos propres appréciations et que nous portons à votre connaissance les principaux éléments suivants :

Règles et principes comptables

Nous nous sommes assurés que la note 1.3.29.1 de l'annexe donnait une information appropriée sur le traitement comptable retenu au titre des droits d'émission de gaz à effet de serre, domaine qui ne fait pas l'objet de dispositions spécifiques ou obligatoires dans le référentiel comptable IFRS tel qu'adopté par l'Union européenne au 31 décembre 2011.

Jugements et estimations de la Direction

La note 1.3.2 de l'annexe décrit les principales méthodes comptables sensibles pour lesquelles la Direction a recours à des jugements, estimations et hypothèses significatifs, lesquels sont fondés, le cas échéant, sur des hypothèses macro économiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe. En particulier, les notes 1.3.26 et 15, 14, 30, 33 et 45 présentent respectivement les informations relatives :

- aux obligations de distribution publique d'électricité en France, en particulier l'incidence du changement d'estimation de la durée de vie industrielle de certains de ces biens intervenu en 2011 ;
- aux pertes de valeurs enregistrées et aux principales hypothèses et indices de perte de valeur retenus pour effectuer les tests de dépréciation des goodwill et des actifs immobilisés ;
- et aux autres provisions et passifs éventuels.

Nos travaux ont consisté à apprécier ces estimations, notamment les données, hypothèses et, le cas échéant, opinions juridiques sur lesquelles ces dernières sont fondées, à revoir, par sondages, les données techniques disponibles et les calculs effectués par le Groupe, 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 états financiers restituent une information appropriée.

Procédures de contrôle

La note 4.1 de l'annexe décrit le cadre réglementaire applicable au dispositif d'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique (ARENH) tel qu'instauré par la Loi NOME en France à compter du 1^{er} juillet 2011. Nos contrôles de ces opérations s'appuient, d'une part, sur les données disponibles auprès de votre Groupe, ou publiées par la Commission de Régulation de l'Energie, et, d'autre part, sur les constats résultant de procédures convenues réalisées par des tiers indépendants ayant eu accès aux données et transactions élémentaires.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

3. Vérification spécifique

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, à la vérification spécifique 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 15 février 2012

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.

Deloitte & Associés

Bernard Cattenoz

Jacques-François Lethu

Alain Pons

Patrick E. Suissa



COMPTES CONSOLIDES

AU 31 DECEMBRE 2011

(Ces comptes seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale du 24 mai 2012)

Comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2011	2010 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	7	65 307	65 320
Achats de combustible et d'énergie	8	(30 195)	(26 176)
Autres consommations externes	9	(9 931)	(10 582)
Charges de personnel	10	(10 917)	(11 422)
Impôts et taxes	11	(3 101)	(3 227)
Autres produits et charges opérationnels	12	3 661	3 090
Prolongation du TaRTAM - Lois du 7 juin 2010 et du 7 décembre 2010	13	-	(380)
Excédent brut d'exploitation		14 824	16 623
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading		(116)	15
Dotations aux amortissements		(6 285)	(7 426)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(221)	(428)
(Pertes de valeur) / reprises	14	(640)	(1 743)
Autres produits et charges d'exploitation	15	724	(801)
Résultat d'exploitation		8 286	6 240
Coût de l'endettement financier brut	16.1	(2 271)	(2 754)
Effet de l'actualisation	16.2	(3 064)	(3 134)
Autres produits et charges financiers	16.3	1 555	1 462
Résultat financier	16	(3 780)	(4 426)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		4 506	1 814
Impôts sur les résultats	17	(1 305)	(1 079)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	24	45	134
Résultat net des activités en cours de cession		-	380
Résultat net consolidé		3 246	1 249
Dont résultat net - part du Groupe		3 010	1 020
Résultat net des activités poursuivies		3 010	634
Résultat net des activités en cours de cession		-	386
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		236	229
Résultat net des activités poursuivies		236	235
Résultat net des activités en cours de cession		-	(6)
Résultat net part du Groupe par action en euro :	18		
Résultat par action		1,63	0,55
Résultat dilué par action		1,63	0,55
Résultat par action des activités poursuivies		1,63	0,34
Résultat dilué par action des activités poursuivies		1,63	0,34

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2010 ont été retraitées de l'impact lié au changement de présentation des activités d'optimisation d'EDF Luminus (voir note 2).

Etats du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres

(en millions d'euros)	Notes	2011	2010
Résultat net consolidé		3 246	1 249
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente ⁽¹⁾	37.2.2	(740)	816
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente transférée en résultat ⁽²⁾		80	131
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture ⁽³⁾	42.4	(1 637)	24
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture transférée en résultat		377	296
Ecarts de conversion ⁽⁴⁾		676	2 013
Impôts ⁽⁵⁾		437	(521)
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres		(807)	2 759
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres		2 439	4 008
dont part du Groupe		2 130	3 679
Part du Groupe des activités poursuivies		2 130	3 212
Part du Groupe des activités en cours de cession		-	467
dont part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		309	329
Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle des activités poursuivies		309	332
Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle des activités en cours de cession		-	(3)

- (1) Dont (740) millions d'euros en part du Groupe sur l'exercice 2011 (818 millions d'euros en 2010).
(2) Dont (147) millions d'euros liés à la cession d'EnBW en 2011.
(3) Dont (1 680) millions d'euros en part du Groupe sur l'exercice 2011 (41 millions d'euros en 2010).
(4) Dont 632 millions d'euros en part du Groupe sur l'exercice 2011 (1 894 millions d'euros en 2010).
(5) Les impôts se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	2011	2010
Impôts sur variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	176	(319)
Impôts sur variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	261	(202)
Total	437	(521)

Bilans consolidés

ACTIF

(en millions d'euros)

	Notes	31.12.2011	31.12.2010
Goodwill	19	11 648	12 028
Autres actifs incorporels	20	4 702	4 616
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	21	45 501	43 905
Immobilisations en concessions des autres activités	22	6 022	6 027
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	23	60 445	57 268
Participations dans les entreprises associées	24	7 684	7 854
Actifs financiers non courants	37	24 517	24 921
Impôts différés actifs	17.3	2 507	2 125
Actif non courant		163 026	158 744
Stocks	25	13 581	12 685
Clients et comptes rattachés	26	20 908	19 524
Actifs financiers courants	37	16 980	16 788
Actifs d'impôts courants		459	525
Autres débiteurs	27	10 309	9 319
Trésorerie et équivalents de trésorerie	38	5 743	4 829
Actif courant		67 980	63 670
Actifs détenus en vue de leur vente	46	701	18 145
Total de l'actif		231 707	240 559

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)

	Notes	31.12.2011	31.12.2010
Capital	28	924	924
Réserves et résultats consolidés		29 646	30 393
Capitaux propres - part du Groupe		30 570	31 317
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle		4 337	5 586
Total des capitaux propres	28	34 907	36 903
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	30	37 198	35 630
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	31	809	753
Provisions pour avantages du personnel	32	12 215	11 745
Autres provisions	33	1 338	1 337
Provisions non courantes	29	51 560	49 465
Droits des concédants sur les biens en concessions de distribution publique d'électricité en France existants et à renouveler	34	41 769	41 161
Passifs financiers non courants	39.1	42 688	40 646
Autres créditeurs	36	4 989	4 965
Impôts différés passifs	17.3	4 479	4 894
Passif non courant		145 485	141 131
Provisions courantes	29	3 968	5 010
Fournisseurs et comptes rattachés	35	13 681	12 805
Passifs financiers courants	39.1	12 789	12 766
Dettes d'impôts courants		571	396
Autres créditeurs	36	19 900	18 674
Passif courant		50 909	49 651
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	46	406	12 874
Total des capitaux propres et du passif		231 707	240 559

Tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2011	2010 ⁽¹⁾
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		4 506	1 814
Pertes de valeur (reprises)		640	1 743
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		7 325	9 858
Produits et charges financiers		1 117	1 918
Dividendes reçus des entreprises associées		334	112
Plus ou moins-values de cession		(686)	164
Variation du besoin en fonds de roulement		(1 785)	(335)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		11 451	15 274
Frais financiers nets décaissés		(1 623)	(2 197)
Impôts sur le résultat payés		(1 331)	(1 967)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		8 497	11 110
Opérations d'investissement :			
Acquisitions / cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie (acquise / cédée) ⁽²⁾		3 624	3 398
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles		(11 134)	(12 241)
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		497	188
Variations d'actifs financiers		222	(6 272)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(6 791)	(14 927)
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽³⁾		(1 324)	(59)
Dividendes versés par EDF	28.3	(2 122)	(2 163)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(261)	(190)
Actions propres		(14)	(10)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		(3 721)	(2 422)
Emissions d'emprunts		5 846	8 642
Remboursements d'emprunts		(4 071)	(4 652)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		194	231
Subventions d'investissement		161	149
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		2 130	4 370
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		(1 591)	1 948
Flux de trésorerie des activités poursuivies		115	(1 869)
Flux de trésorerie des activités en cours de cession⁽⁴⁾		-	357
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		115	(1 512)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture⁽⁴⁾			
		5 567	6 982
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		115	(1 512)
Incidence des variations de change		54	76
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		44	29
Incidence des reclassements		(37)	(8)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture⁽⁴⁾		5 743	5 567

(1) En application de la norme IFRS 5, la variation nette de trésorerie des activités en cours de cession (concernant EnBW pour l'exercice 2010) est présentée sur une ligne distincte du tableau de flux de trésorerie pour les exercices présentés.

- (2) L'effet de la cession de la participation dans EnBW en 2011 s'élève à 3,8 milliards d'euros (règlement de 4,5 milliards d'euros net de la trésorerie cédée pour 738 millions d'euros).
- (3) Apports par augmentations ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires dans des sociétés contrôlées.
 Sur l'exercice 2011, l'acquisition d'intérêts complémentaires dans EDF Energies Nouvelles représente un montant de (1 462) millions d'euros (voir notes 3.2 et 28.2)
- (4) La variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie se répartit comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Activités poursuivies	Activités en cours de cession	Total
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture 2010	6 429	553	6 982
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	11 110	1 072	12 182
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(14 927)	(673)	(15 600)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	1 948	(42)	1 906
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(1 869)	357	(1 512)
Incidence des variations de change	70	6	76
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	23	6	29
Incidence des reclassements	6	(14)	(8)
Dividendes versés par les activités en cours de cession	170	(170)	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture 2011	4 829	738	5 567
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	8 497	-	8 497
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(6 791)	-	(6 791)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(1 591)	-	(1 591)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	115	-	115
Incidence des variations de change	54	-	54
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	44	-	44
Incidence des reclassements	(37)	-	(37)
Sortie de la trésorerie des activités en cours de cession	738	(738)	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture 2011	5 743	-	5 743

Variations des capitaux propres consolidés

(en millions d'euros)	Capital	Réserves consolidées et résultat	Actions propres	Écarts de conversion	Écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers ⁽¹⁾	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
Capitaux propres au 31.12.2009	924	30 627	26	(1 320)	(366)	29 891	4 776	34 667
Produits et charges comptabilisés en capitaux propres ⁽²⁾	-	-	-	1 894	765	2 659	100	2 759
Résultat net	-	1 020	-	-	-	1 020	229	1 249
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	1 020	-	1 894	765	3 679	329	4 008
Dividendes distribués	-	(2 163)	-	-	-	(2 163)	(208)	(2 371)
Achats / ventes d'actions propres	-	-	(9)	-	-	(9)	-	(9)
Autres variations ⁽³⁾	-	(15)	(36)	(31)	1	(81)	689	608
Capitaux propres au 31.12.2010	924	29 469	(19)	543	400	31 317	5 586	36 903
Produits et charges comptabilisés en capitaux propres	-	-	-	632	(1 512)	(880)	73	(807)
Résultat net	-	3 010	-	-	-	3 010	236	3 246
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	3 010	-	632	(1 512)	2 130	309	2 439
Augmentation de capital d'EDF ⁽⁴⁾	6	300	(324)	-	-	(18)	-	(18)
Réduction de capital d'EDF ⁽⁴⁾	(6)	(318)	324	-	-	-	-	-
Dividendes distribués ⁽⁵⁾	-	(2 122)	-	-	-	(2 122)	(262)	(2 384)
Achats / ventes d'actions propres	-	-	(7)	-	-	(7)	-	(7)
Autres variations ⁽⁶⁾	-	(769)	-	-	39	(730)	(1 296)	(2 026)
Capitaux propres au 31.12.2011	924	29 570	(26)	1 175	(1 073)	30 570	4 337	34 907

(1) Les variations correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché, aux transferts en résultat de la variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente ainsi qu'aux effets des évaluations en valeur de marché des instruments financiers de couverture et aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats dénoués. Ces variations sont détaillées dans l'état du résultat net des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres.

(2) Suite à la cession des activités de réseaux au Royaume-Uni, les produits et charges comptabilisés en capitaux propres intègrent en 2010 un effet positif de 395 millions d'euros (dont 732 millions d'euros au niveau des écarts de conversion et (337) millions d'euros au niveau des écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers) suite au recyclage en résultat d'écarts de conversion nets de couverture d'investissement net.

(3) Les autres variations attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent en 2010 un montant de 658 millions d'euros relatifs aux actionnaires minoritaires d'EDF Luminus.

(4) Les opérations d'augmentation et de réduction de capital d'EDF sont liées à l'offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange relative aux titres d'EDF Energies Nouvelles (voir notes 3.2 et 28.2).

(5) Dont acomptes sur dividendes 2011 pour 1 053 millions d'euros et solde du dividende 2010 pour 1 069 millions d'euros.

(6) Les autres variations – part du Groupe et attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle - intègrent respectivement pour (716) millions d'euros et (764) millions d'euros les effets de l'acquisition des intérêts minoritaires d'EDF Energies Nouvelles. Les autres variations de capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent également les effets de la sortie d'EnBW à hauteur de (519) millions d'euros.

SOMMAIRE DE L'ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDES

1	REFERENTIEL COMPTABLE DU GROUPE.....	11
1.1	DECLARATION DE CONFORMITE ET REFERENTIEL COMPTABLE DU GROUPE	11
1.2	EVOLUTIONS DU REFERENTIEL COMPTABLE AU 1 ^{ER} JANVIER 2011	11
1.3	RESUME DES PRINCIPALES METHODES COMPTABLES ET D'EVALUATION	12
2	COMPARABILITE DES EXERCICES.....	36
2.1	PRESENTATION DES ACTIVITES D'OPTIMISATION D'ACHATS ET VENTES D'ENERGIE D'EDF LUMINUS.....	36
2.2	IMPACT SUR LE COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE DE L'EXERCICE 2010	36
3	OPERATIONS ET EVENEMENTS MAJEURS	37
3.1	ACTIVITES DU GROUPE EN ITALIE	37
3.2	OFFRE PUBLIQUE ALTERNATIVE SIMPLIFIEE D'ACHAT OU D'ECHANGE (OPAES) SUR EDF ENERGIES NOUVELLES	38
3.3	CESSION DE LA PARTICIPATION DANS ENBW.....	38
3.4	ACCIDENT NUCLEAIRE SURVENU DANS LA CENTRALE DE FUKUSHIMA AU JAPON	38
3.5	OPERATIONS ET EVENEMENTS MAJEURS DE L'EXERCICE 2010.....	39
4	EVOLUTIONS REGLEMENTAIRES EN FRANCE	41
4.1	LOI NOME	41
4.2	CSPE.....	41
5	EVOLUTIONS DU PERIMETRE DE CONSOLIDATION.....	42
5.1	VARIATIONS DU PERIMETRE DE CONSOLIDATION AU COURS DE L'EXERCICE 2011	42
5.2	VARIATIONS DU PERIMETRE DE CONSOLIDATION AU COURS DE L'EXERCICE 2010	42
6	INFORMATIONS SECTORIELLES	43
6.1	INFORMATIONS PAR SECTEURS OPERATIONNELS	43
6.2	CHIFFRE D'AFFAIRES EN PROVENANCE DE CLIENTS TIERS VENTILE PAR GROUPES DE PRODUITS OU SERVICES	44
	COMPTE DE RESULTAT.....	46
7	CHIFFRE D'AFFAIRES	46
8	ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ENERGIE	46
9	AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES	46
10	CHARGES DE PERSONNEL	47
10.1	CHARGES DE PERSONNEL.....	47
10.2	EFFECTIFS MOYENS	47
11	IMPOTS ET TAXES.....	47
12	AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS.....	48
12.1	SUBVENTIONS D'EXPLOITATION	48
12.2	CHARGE NETTE LIEE AU MECANISME TARTAM.....	48
12.3	RESULTAT DE DECONSOLIDATION	48
12.4	RESULTAT DE CESSION D'IMMOBILISATIONS.....	48
12.5	DOTATIONS NETTES AUX PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES D'EXPLOITATION.....	48
13	PROLONGATION DU TARTAM - LOIS DU 7 JUIN 2010 ET DU 7 DECEMBRE 2010.....	49
14	PERTES DE VALEUR / REPRISES	49
14.1	PERTES DE VALEUR PAR CATEGORIES D'IMMOBILISATIONS	49
14.2	TESTS DE DEPRECIATION DES GOODWILL ET DES ACTIFS ET PERTES DE VALEUR	49
15	AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION	52
16	RESULTAT FINANCIER.....	52
16.1	COUT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	52
16.2	EFFET DE L'ACTUALISATION	52
16.3	AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	53
17	IMPOTS SUR LES RESULTATS.....	53
17.1	VENTILATION DE LA CHARGE D'IMPOT.....	53
17.2	RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE D'IMPOT THEORIQUE ET DE LA CHARGE D'IMPOT EFFECTIVE (PREUVE D'IMPOT)	54
17.3	VARIATION DES ACTIFS ET PASSIFS D'IMPOTS DIFFERES	54
17.4	VENTILATION DES ACTIFS ET DES PASSIFS D'IMPOT DIFFERE PAR NATURE	55
18	RESULTAT NET ET RESULTAT NET DILUE PAR ACTION	56

ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES.....	57
19 GOODWILL	57
19.1 VARIATION DES GOODWILL	57
19.2 REPARTITION DES GOODWILL PAR SECTEUR OPERATIONNEL.....	57
20 AUTRES ACTIFS INCORPORELS.....	58
21 IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE EN FRANCE	58
21.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE EN FRANCE	58
21.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE EN FRANCE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS)	59
22 IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITES	59
22.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITES	59
22.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITES (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS).....	60
23 IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE.....	60
23.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	60
23.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS ET FINANCEES PAR LOCATION-FINANCEMENT)	61
23.3 CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT	61
24 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIEES.....	62
24.1 RTE	62
24.2 ALPIQ	63
25 STOCKS.....	63
26 CLIENTS ET COMPTES RATTACHES	63
27 AUTRES DEBITEURS.....	64
28 CAPITAUX PROPRES	64
28.1 CAPITAL SOCIAL	64
28.2 ACTIONS PROPRES.....	65
28.3 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES	65
29 PROVISIONS.....	65
30 PROVISIONS LIEES A LA PRODUCTION NUCLEAIRE - AVAL DU CYCLE, DECONSTRUCTION DES CENTRALES ET DERNIERS CŒURS.....	66
30.1 PROVISIONS NUCLEAIRES EN FRANCE.....	67
30.2 PROVISIONS NUCLEAIRES D'EDF ENERGY	70
30.3 PROVISIONS NUCLEAIRES DE CENG	72
30.4 PROVISIONS LIEES A LA PRODUCTION NUCLEAIRE DES AUTRES FILIALES	73
31 PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION HORS INSTALLATIONS NUCLEAIRES	74
32 AVANTAGES DU PERSONNEL	74
32.1 GROUPE EDF.....	74
32.2 FRANCE	76
32.3 ROYAUME-UNI	79
33 AUTRES PROVISIONS	81
33.1 PROVISIONS POUR RISQUES LIES AUX PARTICIPATIONS	81
33.2 PROVISIONS POUR LITIGES	82
33.3 PROVISIONS POUR CONTRATS ONEREUX.....	82
33.4 AUTRES PROVISIONS.....	82
34 PASSIFS SPECIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE EN FRANCE SUR BIENS EXISTANTS ET SUR BIENS A RENOUELER.....	82
35 FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHES	82
36 AUTRES CREDITEURS	83
36.1 AVANCES ET ACOMPTES REÇUS	83
36.2 DETTES FISCALES ET SOCIALES.....	83
36.3 PRODUITS CONSTATES D'AVANCE.....	83

ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS.....	84
37 ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	84
37.1 REPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	84
37.2 DETAIL DES ACTIFS FINANCIERS	84
37.3 JUSTE VALEUR DES ACTIFS FINANCIERS COMPTABILISES AU COUT AMORTI	86
37.4 VARIATION DES ACTIFS FINANCIERS HORS DERIVES	86
38 TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE.....	87
39 PASSIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	87
39.1 REPARTITION COURANT / NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS	87
39.2 EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES	87
39.3 ENDETTEMENT FINANCIER NET	90
40 JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS.....	91
41 GESTION DES RISQUES FINANCIERS	91
42 INSTRUMENTS DERIVES ET COMPTABILITE DE COUVERTURE.....	93
42.1 COUVERTURE DE JUSTE VALEUR	93
42.2 COUVERTURE DE FLUX DE TRESORERIE	93
42.3 COUVERTURE D'INVESTISSEMENTS NETS A L'ETRANGER	93
42.4 IMPACT DES DERIVES DE COUVERTURE EN CAPITAUX PROPRES	94
42.5 COUVERTURES DE JUSTE VALEUR LIEES AUX MATIERES PREMIERES	96
43 INSTRUMENTS DERIVES NON QUALIFIES DE COUVERTURE.....	96
43.1 DERIVES DE TAUX DETENUS A DES FINS DE TRANSACTION	97
43.2 DERIVES DE CHANGE DETENUS A DES FINS DE TRANSACTION.....	97
43.3 CONTRATS DERIVES DE MATIERES PREMIERES NON QUALIFIES DE COUVERTURE	98
AUTRES INFORMATIONS.....	99
44 ENGAGEMENTS HORS BILAN	99
44.1 ENGAGEMENTS DONNES	99
44.2 ENGAGEMENTS REÇUS	103
45 PASSIFS EVENTUELS	105
45.1 RESEAU D'ALIMENTATION GENERAL - DECISION DE LA COMMISSION EUROPEENNE DU 16 DECEMBRE 2003	105
45.2 CONTROLES FISCAUX	105
45.3 LITIGES EN MATIERE SOCIALE	105
45.4 ERDF - CONTENTIEUX AVEC DES PRODUCTEURS PHOTOVOLTAÏQUES	105
45.5 EDIPOWER	106
45.6 EDF ENERGIES NOUVELLES - SILPRO	106
46 ACTIFS ET PASSIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	106
47 CONTRIBUTION DES CO-ENTREPRISES	107
48 ACTIFS DEDIES D'EDF	107
48.1 REGLEMENTATION	107
48.2 COMPOSITION ET EVALUATION DES ACTIFS DEDIES	107
48.3 VALORISATION DU PORTEFEUILLE D'ACTIFS DEDIES D'EDF ET COUT ACTUALISE DES OBLIGATIONS NUCLEAIRES DE LONG TERME ASSOCIEES	109
48.4 EVOLUTIONS DU PORTEFEUILLE D'ACTIFS DEDIES SUR L'EXERCICE 2011	109
48.5 COUT ACTUALISE DES OBLIGATIONS NUCLEAIRES DE LONG TERME	109
49 PARTIES LIEES	110
49.1 TRANSACTIONS AVEC LES SOCIETES DU PERIMETRE DE CONSOLIDATION	110
49.2 RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIETES PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT	110
49.3 REMUNERATION DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION	111
50 ENVIRONNEMENT.....	112
50.1 QUOTAS D'EMISSION DE GAZ A EFFET DE SERRE	112
50.2 CERTIFICATS D'ECONOMIE D'ENERGIE.....	112
50.3 CERTIFICATS D'ENERGIE RENOUVELABLE	113
51 EVENEMENTS POSTERIEURS A LA CLOTURE	113
51.1 EMISSION D'UN EMPRUNT OBLIGATAIRE.....	113
51.2 OFFRE POUR LA REPRISE DE PHOTOWATT	113
51.3 RENFORCEMENT DU PARTENARIAT A LONG TERME DANS L'URANIUM NATUREL AVEC AREVA	113
52 PERIMETRE DE CONSOLIDATION.....	114

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 les comptes des sociétés contrôlées de manière exclusive, directement ou indirectement, par la Société et ses filiales, consolidées par intégration globale, les comptes des sociétés contrôlées conjointement (co-entreprises) consolidées par intégration proportionnelle ainsi que les comptes des sociétés dans lesquelles la Société exerce une influence notable (entreprises associées) consolidées par mise en équivalence. L'ensemble économique est 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 2011 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 15 février 2012. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale qui se tiendra le 24 mai 2012.

L'exercice 2010 a été marqué par trois opérations majeures relatives au périmètre d'activité du Groupe qui affectent la comparabilité des exercices présentés :

- la cession des réseaux régulés et non régulés de distribution d'électricité britanniques le 29 octobre 2010 ;
- la cession d'EnBW, approuvée par le Conseil d'administration réuni le 6 décembre 2010 et finalisée le 17 février 2011 et,
- la consolidation par mise en équivalence de Réseau de Transport d'Electricité (RTE) à compter du 31 décembre 2010.

1 Référentiel comptable du Groupe

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 2011 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2011. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (International Accounting Standards), IFRS (International Financial Reporting Standards), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les données comparatives présentées dans l'annexe aux comptes consolidés au titre de l'exercice 2010 sont retraitées des impacts du changement de présentation des activités d'optimisation d'EDF Luminus (voir note 2).

1.2 Evolutions du référentiel comptable au 1^{er} janvier 2011

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2011 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2010, à l'exception des normes adoptées par l'Union européenne en 2009, 2010 et 2011 et dont l'application est obligatoire à compter du 1^{er} janvier 2011.

Les normes et interprétations suivantes adoptées par l'Union européenne sont d'application obligatoire à partir du 1^{er} janvier 2011 :

- la norme IAS 24 « Information relative aux parties liées » révisée ;
- l'interprétation IFRIC 19 « Extinction de passifs financiers au moyen d'instruments de capitaux propres » ;
- l'amendement « Classement des émissions de droits » à IAS 32 « Instruments financiers : présentation » ;
- les amendements « Exemption limitée à la présentation d'informations comparatives relatives à IFRS 7 par les premiers adoptants » à IFRS 1 ;
- les amendements « Paiements anticipés des exigences de financement minimal » à IFRIC 14 ;
- les améliorations annuelles (2008-2010) des IFRS.

La mise en œuvre de ces normes, interprétations et amendements n'a pas eu d'impact significatif sur les comptes consolidés du groupe EDF.

De plus, le Groupe a décidé de ne pas appliquer par anticipation les amendements à IFRS 7 « Instruments financiers : informations à fournir – Transferts d'actifs financiers » adoptés par l'Union européenne en 2011 et dont l'application n'est pas obligatoire.

L'impact potentiel de ces amendements est en cours d'évaluation par le Groupe.

Le Groupe n'a pas appliqué par anticipation les textes suivants qui devraient faire l'objet d'une approbation par l'Union européenne au plus tôt en 2012 :

- les normes relatives à la consolidation adoptées par l'IASB en 2011, à savoir :
 - IFRS 10 « Etats financiers consolidés » ;
 - IFRS 11 « Partenariats » ;
 - IFRS 12 « Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités » ;
 - IAS 27 (2011) « Etats financiers individuels » ;
 - IAS 28 (2011) « Participations dans des entreprises associées et des co-entreprises » ;
- la norme IFRS 13 « Evaluation de la juste valeur » ;
- l'interprétation IFRIC 20 intitulée « Frais de découverte engagés pendant la phase de production d'une mine à ciel ouvert » ;
- les amendements à IAS 1 intitulés « Présentation des postes des autres éléments du résultat global (OCI) » ;
- les amendements à IAS 12 intitulés « Impôts différés : recouvrement des actifs sous-jacents » ;
- les amendements à IAS 19 « Avantages au personnel » relatifs aux régimes à prestations définies ;
- les amendements à IFRS 1 intitulés « Sévère hyper-inflation et suppression des dates d'application fermes pour les nouveaux adoptants » ;
- les amendements à IAS 32 relatifs aux règles de compensation des actifs financiers et des passifs financiers ;
- les amendements à IFRS 7 sur les informations à fournir se rapportant à la compensation des actifs financiers et des passifs financiers.

L'impact potentiel de ces textes est en cours d'évaluation par le Groupe.

Enfin, dans le cadre du projet de refonte d'IAS 39, l'IASB a adopté une nouvelle norme IFRS 9 « Instruments financiers – Phase 1 Classification et évaluation » en novembre 2009. N'ayant pas fait l'objet d'une adoption par l'Union européenne, et suivant les dispositions réglementaires en vigueur, cette norme n'est pas applicable par anticipation pour l'exercice clos le 31 décembre 2011.

1.3 Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation

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

1.3.1 Bases d'évaluation

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique à l'exception de certains instruments financiers qui sont comptabilisés à la juste valeur.

Les méthodes utilisées pour évaluer la juste valeur de ces instruments sont présentées en note 1.3.17.

1.3.2 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 existant 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.

Dans le contexte actuel de volatilité des marchés financiers en particulier sur les prix des matières premières, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macro-économiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe.

Enfin, les réflexions autour des conséquences de l'accident nucléaire de Fukushima n'ont pas conduit le Groupe, à date, à modifier les principales hypothèses relatives à l'exploitation et au développement de son parc de production nucléaire, notamment en ce qui concerne la durée d'exploitation des centrales.

1.3.2.1 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.

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité sont présentées en note 30.1.5.

1.3.2.2 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 à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2011 sont détaillées en note 32. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2011 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements ainsi que sur le résultat du Groupe. A ce titre, des analyses de sensibilité pour la France et le Royaume-Uni sont présentées respectivement en notes 32.2.6 et 32.3.5.

1.3.2.3 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 macro-économiques et sectorielles retenues – notamment en termes d'évolution des prix de l'électricité - 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.

Ces hypothèses, propres aux sociétés du Groupe, sont décrites en note 14.

1.3.2.4 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.

1.3.2.5 Énergie et acheminement en compteurs

Comme précisé en note 1.3.7, les quantités d'énergie livrée non relevée non facturée sont déterminées en date d'arrêté à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

1.3.2.6 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

concedants 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 1.3.26. 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.

1.3.2.7 Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM)

Le dispositif du TaRTAM est arrivé à échéance le 30 juin 2011. Pour évaluer la contribution à sa charge dans le cadre de l'application de ce dispositif pour les périodes concernées, le Groupe a retenu différentes hypothèses à partir des meilleures informations et prévisions disponibles pour apprécier notamment le volume d'électricité bénéficiant de ce tarif, l'évolution des prix de l'électricité sur le marché et les coûts d'approvisionnement des fournisseurs compensés.

1.3.2.8 Actifs d'impôts différés

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses sur les horizons de recouvrement revêt une importance particulière pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

1.3.2.9 Autres jugements

En l'absence de normes ou interprétations applicables à une transaction spécifique, le Groupe fait usage de jugement pour définir et appliquer les méthodes comptables qui permettront d'obtenir des informations pertinentes et fiables dans le cadre de l'établissement de ses états financiers.

1.3.3 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 des droits de vote, directe et indirecte, est supérieure à 50 %. 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 co-entreprises 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, en vertu d'un accord contractuel, 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 consentement unanime.

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 exclusif ou conjoint. 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 participations dans les entreprises associées sont inscrites 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 entreprises associées » du compte de résultat.

Toutes les transactions internes, y compris les profits réalisés entre sociétés consolidées, sont éliminées. La liste des filiales, co-entreprises et entreprises associées est présentée en note 52.

1.3.4 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 courant. Les autres actifs et passifs sont classés en courant d'une part, non courant 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 de titres donnés par le Groupe à des minoritaires sur des sociétés contrôlées par le Groupe sont comptabilisés au passif. Pour ceux conclus depuis le 1^{er} janvier 2010, l'écart de valeur entre les intérêts minoritaires et la dette que ces engagements représentent est comptabilisé en capitaux propres. 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.

1.3.5 Méthodes de conversion

1.3.5.1 Monnaie de présentation des comptes

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

1.3.5.2 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.

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

Les écarts de conversion 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.

1.3.5.4 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.

1.3.6 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.

1.3.7 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie, des revenus de raccordement 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 :

- une relation contractuelle est avérée ;
- 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 (trading) sont comptabilisées nettes des achats.

1.3.8 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, co-entreprises 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.

1.3.9 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.).

1.3.10 Regroupements d'entreprises

Depuis le 1^{er} janvier 2010, le Groupe applique la norme IFRS 3 révisée. Par conséquent, les regroupements d'entreprises intervenus à compter de cette date sont évalués et comptabilisés conformément aux nouvelles dispositions de la méthode d'acquisition.

A la date d'acquisition, les actifs acquis et les passifs repris identifiables, évalués à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise (intérêts minoritaires) sont comptabilisés séparément du goodwill.

Les participations ne donnant pas le contrôle peuvent être évaluées soit à leur juste valeur (goodwill total), soit à leur quote-part dans la juste valeur de l'actif net de l'entreprise acquise (goodwill partiel). Ce choix est offert transaction par transaction.

Toute prise ou cession de participation ne modifiant pas le contrôle, réalisée après le regroupement d'entreprises, est considérée comme une transaction entre actionnaires et doit être comptabilisée selon IAS 27 amendée directement en capitaux propres.

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.

En cas de prise de contrôle par étape, le coût du regroupement d'entreprises inclut la juste valeur, à la date de prise de contrôle, de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise.

Les coûts annexes directement attribuables à une acquisition donnant le contrôle sont comptabilisés en charges pour les périodes au cours desquelles les coûts sont engagés, à l'exception des coûts d'émission des titres d'emprunt ou de capitaux propres qui doivent être comptabilisés selon les normes IAS 32 et IAS 39.

Les regroupements d'entités ou d'entreprises sous contrôle commun sont exclus du champ d'application de la norme IFRS 3 révisée et sont examinés au cas par cas au sein du Groupe afin de déterminer la méthode adéquate de comptabilisation.

1.3.11 Goodwill et autres actifs incorporels

1.3.11.1 Goodwill

1.3.11.1.1 Détermination des goodwill

Les goodwill représentent la différence entre le coût du regroupement d'entreprises et la part d'intérêt du Groupe dans la juste valeur des actifs acquis et passifs repris 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 définitivement arrêtées au cours des douze mois suivant la date d'acquisition.

1.3.11.1.2 Evaluation et présentation des goodwill

Les goodwill provenant de l'acquisition de filiales ou de co-entreprises 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 des entreprises associées ».

Les goodwill ne sont pas amortis mais font l'objet d'un test de dépréciation dès l'apparition d'indices de pertes de valeur et au minimum une fois par an selon les modalités décrites en note 1.3.16.

Après leur comptabilisation initiale, les goodwill sont inscrits à leur coût diminué des pertes de valeur constatées.

1.3.11.2 Autres actifs incorporels

1.3.11.2.1 Frais de recherche et 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.

1.3.11.2.2 Autres actifs incorporels produits ou acquis

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués :

- des logiciels et marques amortis linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des droits d'exploitation ou d'utilisation relatifs à des centrales amortis linéairement sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent ;
- des droits ou licences relatifs à des concessions d'hydrocarbures amortis selon la méthode des unités de production (UOP « unit of production method ») ;
- des actifs incorporels liés à la réglementation environnementale (droits d'émission de gaz à effet de serre et les certificats d'énergie renouvelable acquis à titre onéreux - voir note 1.3.29) ;
- de la valeur positive des contrats d'achats / ventes d'énergie enregistrés à leur juste valeur dans le cadre de regroupement d'entreprises selon IFRS 3 révisée, amortie en fonction des livraisons contractuelles effectives.

1.3.12 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 de prospection et 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 »).

1.3.13 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.

1.3.13.1 Evaluation 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. A la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 1.3.23). 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 sur la durée de vie des installations.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant qui est amorti sur une durée qui lui est propre.

Sont notamment concernés les coûts de grande révision programmée qui sont amortis sur une durée correspondant à l'intervalle entre deux révisions.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont inclus dans la valeur de l'immobilisation, s'agissant d'actifs qualifiés au sens d'IAS 23.

1.3.13.2 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.

En fonction des dispositions réglementaires ou contractuelles propres à chaque pays, les durées d'utilité sont en général les suivantes pour les principaux ouvrages :

- | | |
|--|-------------|
| • Barrages hydroélectriques : | 75 ans |
| • Matériel électromécanique des usines hydroélectriques : | 50 ans |
| • Centrales thermiques à flamme : | 30 à 45 ans |
| • Installations de production nucléaire : | 40 à 60 ans |
| • Installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation) : | 20 à 50 ans |
| • Installations éoliennes et photovoltaïques : | 20 à 25 ans |

1.3.14 Contrats de concession

1.3.14.1 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'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services », appliquée par le groupe EDF depuis le 1^{er} janvier 2010, a un impact limité sur le bilan et le compte de résultat du Groupe compte tenu des caractéristiques des contrats de concession.

En effet, pour la majeure partie de ses contrats de concessions, le Groupe considère qu'en substance, les concédants ne disposent pas des éléments déterminants qui caractérisent le contrôle des infrastructures au sens d'IFRIC 12.

1.3.14.2 Concessions en France

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

- 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.

1.3.14.2.1 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.

- *Constataion des actifs comme immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France*

Les actifs utilisés par EDF dans le cadre de contrats de concessions de distribution publique d'électricité en France sont regroupés sur une ligne particulière 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.

1.3.14.2.2 Les concessions de forces hydrauliques

Les contrats de concession de force hydraulique 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 liées à la suppression du droit de préférence lors du renouvellement de la concession ont conduit à une accélération du plan d'amortissement de certains biens.

1.3.14.2.3 La concession du réseau public de transport

Les biens affectés à la concession du réseau public de transport sont par la loi propriété de RTE. Suite à la mise en équivalence de RTE depuis le 31 décembre 2010, ces actifs sont compris dans la valeur d'équivalence de RTE au bilan consolidé du Groupe.

1.3.14.3 Concessions à l'étranger

Les dispositions relatives aux concessions à l'étranger varient en fonction des contrats et des législations nationales. Les biens relevant d'une activité de concession à l'étranger sont principalement comptabilisés en « Immobilisations en concession des autres activités ». Les concessions à l'étranger concernent principalement Edison en Italie qui 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. Edison est propriétaire des actifs, à l'exception d'une partie des immobilisations corporelles des sites de production hydraulique qui sont remises gratuitement à l'échéance de la concession. Certains contrats de concession sont comptabilisés en actifs incorporels conformément à IFRIC 12.

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 1.3.12).

1.3.15 Contrats de location

Dans le cadre de ses activités, le Groupe utilise des actifs mis à sa disposition, ou met à disposition de preneurs des actifs, 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.

1.3.15.1 Contrats de location-financement

Les contrats ayant pour effet de transférer au preneur 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 la durée de vie des actifs objets de ces contrats ;
- 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 sortis du bilan du bailleur et sont enregistrés dans les rubriques d'immobilisations concernées chez le preneur. Ces immobilisations corporelles sont amorties sur leur durée d'utilisation ou, lorsqu'elle est plus courte, sur la durée du contrat de location correspondant.

La contrepartie correspond à un passif financier chez le preneur et à un actif financier chez le bailleur.

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

1.3.15.2 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 (reçus) au titre de ces contrats sont comptabilisés en charges (en produits) dans le compte de résultat.

1.3.15.3 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.

1.3.16 Pertes de valeur des goodwill ou des immobilisations incorporelles ou corporelles

A chaque arrêté, le Groupe cherche à identifier les indices de perte de valeur montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Par ailleurs, au moins une fois par exercice, le Groupe effectue un test de dépréciation des unités génératrices de trésorerie (UGT) ou groupes d'UGT intégrant un goodwill ou un actif incorporel non amortissable.

Pour les UGT intégrant un goodwill ou un autre actif incorporel non amortissable, ou lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est réalisé 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 UGT correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables indépendants. Le Groupe a retenu comme UGT soit les sous-groupes, soit les entités juridiques, ventilées le cas échéant selon leur secteur d'activité (production-commercialisation, distribution, transport, autres). Les goodwill sont affectés aux UGT bénéficiant des synergies provenant de l'acquisition.
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 impôts.
- Les flux de trésorerie futurs sont établis sur la base des plans à moyen terme de trois ans minimum 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.
- La juste valeur nette des coûts de sortie est évaluée sur la base de multiples de transactions constatés sur les dernières transactions du secteur correspondant.

Les pertes de valeur relatives à des goodwill sont irréversibles.

1.3.17 Actifs et passifs financiers

Les actifs financiers comprennent les titres disponibles à la vente (titres de participations non consolidés, titres de placement et certains actifs dédiés), 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 titres disponibles à la vente affectés aux actifs dédiés sont présentés en note 48.

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 systématiquement classés en courant.

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

1.3.17.1 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.

Les instruments financiers à la juste valeur sont classés selon le niveau de hiérarchie suivant :

- niveau 1 (cours cotés) : instruments financiers faisant l'objet de cotations sur un marché actif ;
- niveau 2 (données observables) : instruments financiers dont l'évaluation fait appel à l'utilisation de techniques de valorisation reposant sur des paramètres observables ;
- niveau 3 (modèle interne) : instruments financiers dont l'évaluation fait appel à l'utilisation de techniques de valorisation reposant pour tout ou partie sur des paramètres non observables.

1.3.17.1.1 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. A 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 que 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 (trading) sont enregistrées dans la rubrique « Chiffre d'affaires » du compte de résultat.

Les variations de juste valeur des opérations relatives aux matières premières, hors activité de trading, sont isolées au niveau d'une ligne particulière du compte de résultat intitulée « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading », en dessous de l'excédent brut d'exploitation. Il s'agit d'opérations entrant dans le périmètre d'IAS 39 et qui, comptablement ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture ou ne peuvent prétendre à l'exception prévue au titre de l'activité normale par IAS 39 (voir 1.3.17.1.6.1).

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

- élimination ou réduction significative d'une incohérence dans la méthode d'évaluation d'actifs ou de passifs ;
- 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 ;
- 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.

1.3.17.1.2 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.

1.3.17.1.3 Prêts et créances financiers

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

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

1.3.17.1.4 Actifs financiers disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente comprennent les titres de participation dans les sociétés non consolidées, les titres de placement, les fonds réservés ainsi que certains actifs dédiés.

Les actifs financiers disponibles à la vente 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 financier (voir note 1.3.17.2.2).

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 ».

1.3.17.1.5 Passifs financiers

Les passifs financiers sont comptabilisés 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 du passif financier. La juste valeur est calculée par actualisation des flux futurs au taux de marché.

1.3.17.1.6 Instruments financiers dérivés

1.3.17.1.6.1 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 comptabilisé séparément, en date de la mise en place du contrat.

1.3.17.1.6.2 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 reconnus 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 ».

1.3.17.1.6.3 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 :

- 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 % ;
- en ce qui concerne les opérations de couverture de flux de trésorerie, la transaction future, objet de la couverture, doit être hautement probable ;
- l'efficacité de la couverture est déterminée de manière fiable ;
- l'opération de couverture est étayée par une documentation adéquate dès sa mise en place.

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 retient la typologie de couverture suivante :

(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.

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.

1.3.17.2 Dépréciation des actifs financiers

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

1.3.17.2.1 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 produits et charges financiers » du compte de résultat. Si, au cours d'un exercice ultérieur, la perte diminue, la variation est reprise en résultat.

1.3.17.2.2 Actifs financiers disponibles à la vente

S'il existe une baisse importante ou prolongée de la juste valeur des actifs disponibles à la vente, la moins-value latente est reclassée des capitaux propres au résultat de l'exercice. Pour les instruments de dette, une dépréciation n'est enregistrée en résultat qu'en présence d'un indice de dépréciation en lien avec la contrepartie. 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'il motive une reprise en résultat de la dépréciation antérieurement constatée pour les instruments de dettes.

Les modalités d'application des critères de dépréciation sont différenciées suivant la nature des actifs financiers disponibles à la vente.

Pour les actifs financiers disponibles à la vente (hors actifs dédiés) détenus par les sociétés contrôlées, le Groupe retient comme critères de dépréciation utilisés de manière générale :

- une durée de 3 ans comme seuil d'appréciation d'une perte prolongée ;
- une baisse de 50 % par rapport à son coût historique pour apprécier le caractère important de la perte de valeur.

Pour les actifs financiers disponibles à la vente détenus dans le cadre des actifs dédiés d'EDF, le Groupe retient comme critères de dépréciation :

- une durée de 5 ans comme seuil d'appréciation d'une perte prolongée ;
- une baisse de 40 % par rapport à la valeur historique du portefeuille pour apprécier le caractère important de celle-ci.

En effet, s'agissant du portefeuille d'actifs dédiés, le Groupe prend en considération les éléments propres à leur nature : des obligations légales et réglementaires attachées à ces fonds, l'échéance des décaissements qu'ils financeront et la gestion long terme de ces fonds.

1.3.17.3 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.

1.3.17.4 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 « Passifs financiers ».

1.3.18 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.

1.3.18.1 Matières et combustible nucléaires

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ;
- et les éléments combustible, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible 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, fabrication ...).

Selon les obligations réglementaires propres à chaque pays, les stocks de combustible (neufs ou partiellement consommés) peuvent également comprendre les charges pour gestion du combustible utilisé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, trouvant leur contrepartie dans les passifs concernés (provisions ou dettes) ou les contributions libératoires versées au moment du chargement.

Les charges financières engendrées par le financement des stocks de combustible nucléaire sont enregistrées en charges de période.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. 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 et d'inventaires.

1.3.18.2 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.

Les certificats d'énergie renouvelable sont également enregistrés dans les autres stocks (voir note 1.3.29.2).

1.3.19 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 dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire reposant 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 dépréciation est constituée pour faire face au risque de non recouvrement.

1.3.20 Trésorerie et équivalents de trésorerie

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

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

1.3.21 Capitaux propres

1.3.21.1 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.

1.3.21.2 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.

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

1.3.23 Provisions hors avantages au personnel

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.

Dans des cas extrêmement rares, la description d'une obligation, d'un risque ou d'un litige ayant fait l'objet d'une provision, pourrait ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer au Groupe un préjudice sérieux.

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 certains 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 utilisé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées en fonction des obligations et des éventuelles contributions libératoires spécifiques à chaque pays ;
- 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 fonction des décaissements futurs actualisés 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.

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

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en variation des actifs correspondants lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

1.3.24 Avantages du personnel

Conformément aux lois et dispositions spécifiques de chaque pays dans lequel il est implanté, le Groupe accorde à ses salariés des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraites, indemnités de fin de carrière...) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail...).

1.3.24.1 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 pour l'ensemble des régimes, 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 en prenant en compte l'allongement de la durée de cotisation des agents, nécessaire pour ouvrir une pension à taux plein) ;
- des effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays ;
- le cas échéant, des 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 Industries Electriques et Gazières (IEG) ;
- d'un taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la durée des engagements, déterminé conformément à 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.

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

La charge nette 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 / liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

1.3.24.2 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.

- *Filiales françaises relevant du régime des IEG*

Les filiales qui relèvent des Industries électriques et gazières sont les sociétés du Groupe pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice

d'autres avantages statutaires. Ces sociétés sont EDF, ERDF, RTE, Electricité de Strasbourg et certaines filiales du sous-groupe TIRU.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG intervenue en 2004 et entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005, les provisions comptabilisées au titre du régime spécial de retraite correspondent aux droits spécifiques des agents c'est-à-dire 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^{er} 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'évaluation tient également compte des frais de gestion de la Caisse Nationale des IEG (CNIEG) qui sont à la charge de l'entreprise, la CNIEG assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :

- Les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel (« tarif agent »). L'engagement du groupe 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. A 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 : elles sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droits 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 droits prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à 2 mois de pension) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévoles 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.
- Les autres avantages comprennent les indemnités compensatrices de frais d'études, les indemnités complémentaires de retraite, le compte épargne-jour retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors de sociétés relevant des IEG.
- *Filiales étrangères et filiales françaises ne relevant pas du régime des IEG*

Les principaux engagements de retraite concernent les entités anglaises, américaines et italiennes, et sont pour l'essentiel représentatifs de régimes à prestations définies.

1.3.24.3 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 IEG pour EDF et les filiales françaises sous le régime des IEG. A ce titre, ils comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. A l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes, et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles reversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

1.3.25 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, de parts 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 œuvre 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.

1.3.26 Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité en France, sont décomposés 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 :
 - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant ;
 - la provision pour renouvellement constituée pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession.

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.

En règle générale, 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 calculée en date de clôture et la valeur d'origine. Les dotations annuelles à la provision sont assises sur cette différence diminuée des provisions déjà constituées, le net étant amorti sur la durée de vie résiduelle des biens. Ce mode de dotation conduit à enregistrer des charges qui, pour un bien donné, progressent dans le temps ;
 - pour l'amortissement du financement du concédant, le coût historique pour la partie des biens financés par le concédant.

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 5 % ;
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 5 %.

Le tableau qui suit donne les impacts pour EDF et ERDF d'une telle actualisation pour l'exercice 2011 :

- Impact sur le compte de résultat :

(en millions d'euros et avant impôt)	2011
Résultat d'exploitation	500
Résultat financier	(600)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	(100)

- Impact bilan - capitaux propres :

(en millions d'euros et avant impôt)	2011
A l'ouverture	2 540
A la clôture	2 440

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

1.3.27 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.

1.3.28 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente et activités en cours de cession

Les actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont présentés séparément des autres actifs et passifs du bilan.

Le résultat des activités en cours de cession est présenté après impôt sur une ligne distincte du compte de résultat. Dans le tableau de flux de trésorerie, les variations nettes de trésorerie et équivalents de trésorerie des activités en cours de cession sont également isolées sur une ligne distincte.

1.3.29 Environnement

1.3.29.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

En l'absence de dispositions IFRS spécifiques, le Groupe a retenu le traitement comptable dit de « l'approche nette » qui consiste à ne rien comptabiliser au titre des émissions réalisées tant que l'entité ne projette pas une position annuelle déficitaire des droits d'émission. Seuls les achats et les ventes de quotas font l'objet d'enregistrements comptables.

De ce fait, le Groupe retient les principes suivants :

- les droits d'émission 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 (valorisation nulle) ;
- lorsque les émissions réalisées sur l'exercice d'une entité du Groupe sont supérieures aux droits alloués par l'État possédés à la clôture et non vendus à terme, 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.

Si le nombre de droits d'émission acquis inscrits en immobilisations incorporelles au 31 décembre de l'exercice et non vendus à terme est supérieur au nombre de droits acquis qui seront à restituer à l'Etat au titre de l'année, un test de dépréciation doit être effectué sur cet excédent. Si la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable, une dépréciation doit être constatée ou le cas échéant, reprise pour partie ou en totalité.

Par ailleurs, 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.

1.3.29.2 Certificats d'énergie renouvelable

La valorisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable (énergie verte) s'opère à travers deux grands mécanismes :

- le prix de vente qui intègre les coûts liés à la production de cette électricité (EDF) ;
- l'obtention de certificats d'énergie renouvelable.

Ainsi, le mécanisme des certificats d'énergie renouvelable s'applique :

- aux producteurs non contraints (car l'obligation porte sur la commercialisation : Pologne, EDF Energies Nouvelles) ;
- aux producteurs contraints (car l'obligation porte sur la production ou car ils sont également commercialisateurs et ont, à ce titre, une obligation de commercialisation : Edison, Fenice, EDF Energy).

Le groupe EDF retient les traitements comptables suivants :

- pour les producteurs d'électricité non contraints, les certificats obtenus sur la base de la production réalisée sont comptabilisés en « Autres stocks », avant revente aux commercialisateurs ;
- pour les producteurs contraints et pour une entité productrice et commercialisatrice ayant une obligation quantifiée de commercialiser de l'énergie renouvelable, les certificats obtenus sur la base de la production réalisée :
 - ne sont pas comptabilisés dans la limite de l'obligation ;
 - sont comptabilisés en « Autres stocks » au-delà de l'obligation ;
 - dans le cas particulier où une entité n'est pas en mesure de satisfaire son obligation en fin d'exercice, les traitements comptables retenus par le Groupe sont les suivants :

- les certificats acquis à titre onéreux pour satisfaire l'obligation sont comptabilisés en actifs incorporels à leur coût d'acquisition ; et
- une provision est constituée à hauteur du déficit de certificats constaté en fin d'année par rapport à l'obligation. 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.

Les achats / ventes à terme de certificats 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.

1.3.29.3 Certificats d'économie d'énergie (CEE)

Les dépenses réalisées afin de satisfaire l'obligation relative aux économies d'énergie sont comptabilisées en :

- Immobilisations corporelles si les actions réalisées par l'entité portent sur son patrimoine et que les conditions d'inscription à l'actif sont remplies ;
- charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues si les conditions d'activation des dépenses ne sont pas remplies ou si les actions sont réalisées en vue d'inciter les tiers à réaliser des économies d'énergie.

Dans le cadre général d'un dispositif des certificats d'économie d'énergie (semblable, par exemple, à celui instauré par la loi française du 13 juillet 2005) :

- les certificats obtenus auprès de l'Etat suite aux actions réalisées ne font pas l'objet d'un enregistrement en comptabilité ;
- les acquisitions de certificats d'économie d'énergie sont enregistrées en :
 - charges si ces acquisitions sont destinées à satisfaire l'obligation ;
 - immobilisations incorporelles si ces certificats sont acquis en vue de leur vente (du fait de l'absence de marché actif).

1.3.29.4 Dépenses environnementales

Les dépenses environnementales sont les dépenses 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, représentative d'avantages économiques ;
- 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 Comparabilité des exercices

2.1 Présentation des activités d'optimisation d'achats et ventes d'énergie d'EDF Luminus

EDF Luminus (nouvelle raison sociale de SPE - Belgique) a enregistré les achats d'énergie dans le cadre de ses activités d'optimisation en diminution de son chiffre d'affaires au cours de l'exercice 2010. Afin de se conformer aux règles de présentation du Groupe, les achats d'énergie réalisés dans le cadre de cette activité ne sont plus enregistrés en diminution du chiffre d'affaires à compter de 2011 et pour les exercices comparatifs présentés. Ce changement a pour effet d'augmenter le chiffre d'affaires de l'exercice 2010 de 155 millions d'euros et la charge relative aux achats de combustible et d'énergie du même montant (sans impact sur l'excédent brut d'exploitation et le résultat net).

2.2 Impact sur le compte de résultat consolidé de l'exercice 2010

(en millions d'euros)

	2010 publié	Impacts Optimisation EDF Luminus	2010 retraité
Chiffre d'affaires	65 165	155	65 320
Achats de combustible et d'énergie	(26 021)	(155)	(26 176)
Autres consommations externes	(10 582)	-	(10 582)
Charges de personnel	(11 422)	-	(11 422)
Impôts et taxes	(3 227)	-	(3 227)
Autres produits et charges opérationnels	3 090	-	3 090
Prolongation du TaRTAM - Lois du 7 juin 2010 et du 7 décembre 2010	(380)	-	(380)
Excédent brut d'exploitation	16 623	-	16 623
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading	15	-	15
Dotations aux amortissements	(7 426)	-	(7 426)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(428)	-	(428)
(Pertes de valeur) / reprises	(1 743)	-	(1 743)
Autres produits et charges d'exploitation	(801)	-	(801)
Résultat d'exploitation	6 240	-	6 240
Coût de l'endettement financier brut	(2 754)	-	(2 754)
Effet de l'actualisation	(3 134)	-	(3 134)
Autres produits et charges financiers	1 462	-	1 462
Résultat financier	(4 426)	-	(4 426)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	1 814	-	1 814
Impôts sur les résultats	(1 079)	-	(1 079)
Quote-part de résultat net dans les entreprises associées	134	-	134
Résultat net des activités en cours de cession	380	-	380
Résultat net consolidé	1 249	-	1 249
Dont résultat net - part du Groupe	1 020	-	1 020
Résultat net des activités poursuivies	634	-	634
Résultat net des activités en cours de cession	386	-	386
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	229	-	229
Résultat net des activités poursuivies	235	-	235
Résultat net des activités en cours de cession	(6)	-	(6)

3 Opérations et événements majeurs

3.1 Activités du Groupe en Italie

3.1.1 Accord préliminaire pour l'acquisition d'Edison par le groupe EDF et l'acquisition d'Edipower par A2A

Le 26 décembre 2011, un accord préliminaire entre EDF, A2A, Delmi, Edison et Iren a été signé. Cet accord a pour objectif la réorganisation actionnariale d'Edison et d'Edipower. Le groupe EDF doit ainsi prendre le contrôle d'Edison en acquérant la totalité de la participation de Delmi dans TDE (50%), à un prix négocié de 0,84 euro par action Edison, soit un montant total de 705 millions d'euros.

Ainsi, au terme de l'opération, qui ne pourra intervenir qu'une fois les conditions suspensives levées, liées en particulier à l'accord des autorités réglementaires et de la concurrence, le Groupe détiendra 78,96% du capital et 80,7% des droits de vote d'Edison.

Il est également prévu dans l'accord qu'une offre soit ultérieurement proposée aux minoritaires d'Edison par le groupe EDF. Le prix de cette offre doit correspondre au maximum au prix des actions Edison acquises par l'intermédiaire de TDE soit 0,84 euro par action. Simultanément à la prise de contrôle d'Edison par le Groupe, Delmi prendra le contrôle d'Edipower en acquérant les participations d'Edison (50%) et d'ALPIQ (20%) dans Edipower, pour un prix total de 805 millions d'euros.

Conformément aux étapes prévues dans le calendrier de l'accord préliminaire, le 24 janvier 2012, les Conseils d'administration d'Edison puis d'EDF ont validé le projet d'accord préliminaire pour la réorganisation actionnariale d'Edison et d'Edipower. Cette approbation a également été obtenue des organes de gouvernance des autres sociétés concernées par la transaction.

L'accord préliminaire du 26 décembre 2011 prévoit également qu'un contrat à long terme (6 ans) de fourniture de gaz soit signé entre Edison et Edipower pour couvrir 50% des besoins en gaz de cette dernière.

Les accords définitifs ont été signés le 15 février 2012. La réalisation de ces accords est conditionnée d'une part, à la confirmation par l'autorité de marché italienne (Consob) du prix de 0,84 euro par action pour l'offre aux minoritaires et d'autre part, à l'approbation des opérations par les autorités de concurrence italienne et de Bruxelles.

L'acquisition de TDE permettra au groupe EDF de prendre le contrôle exclusif de la société Edison, la date de prise de contrôle devant normalement intervenir avant le 30 juin 2012. L'opération sera donc traitée au regard de la norme IFRS 3 révisée.

S'agissant de l'offre aux actionnaires minoritaires, dans la mesure où le groupe EDF aura déjà pris le contrôle d'Edison au moment de l'offre, cette opération sera traitée comme une transaction entre actionnaires, selon la norme IAS 27 amendée, avec un impact en capitaux propres.

3.1.2 Provision pour risques enregistrée au 31 décembre 2010 concernant les activités du Groupe en Italie

Au 31 décembre 2010, différents indicateurs et incertitudes avaient conduit le Groupe à constater une provision pour risques de 750 millions d'euros sur le secteur Italie, enregistrée en résultat de la période en « Autres produits et charges d'exploitation ».

Les comptes consolidés du groupe EDF au 31 décembre 2011 tiennent compte des pertes de valeur et provisions pour risques intégrées dans les comptes de l'exercice 2010 (arrêtés en mars 2011) et 2011 d'Edison et de TDE via une affectation à hauteur de 668 millions d'euros de la provision pour risques enregistrée au 31 décembre 2010. Les informations relatives à ces pertes de valeur sont présentées en note 14.

3.2 Offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange (OPAES) sur EDF Energies Nouvelles

Le groupe EDF, déjà actionnaire d'EDF Energies Nouvelles à hauteur de 50 %, a lancé le 8 avril 2011 une offre publique d'achat simplifiée alternative en numéraire ou en titres afin d'acquérir l'ensemble des actions composant le capital d'EDF Energies Nouvelles.

Le Conseil d'administration d'EDF, réuni le 8 avril 2011, a approuvé cette offre. L'opération a été soutenue par le groupe Mouratoglou, partenaire de longue date d'EDF et actionnaire d'EDF Energies Nouvelles à hauteur de 25,1%, qui a apporté l'intégralité de sa participation dans EDF Energies Nouvelles, pour moitié à la branche en titres, le solde ayant été apporté à l'offre en numéraire.

Suite à la clôture de l'offre intervenue le 16 juin 2011, le Groupe a acquis les titres apportés pour un montant de 1 351 millions d'euros, portant sa participation dans EDF Energies Nouvelles à 96,71%. Ce montant se compose de :

- 1 045 millions d'euros soit 33,7% relatifs à la part en numéraire de l'offre ;
- 306 millions d'euros soit 13,0% soit relatifs à la part titres.

EDF a par la suite mis en œuvre un retrait obligatoire des actions non présentées à l'offre pour un prix de 40 euros par action. En parallèle, un contrat de liquidité a été mis en place, pour permettre le rachat par EDF des actions relevant des plans accordés aux salariés. Ces opérations représentent un coût total de 103 millions d'euros.

Des rachats d'actions propres ont été réalisés pour 324 millions d'euros dans la perspective de neutraliser l'effet dilutif de l'opération sur le pourcentage de contrôle des actionnaires d'EDF. Cette neutralisation est intervenue le 28 septembre 2011 suite à la réalisation d'une opération de réduction de capital d'EDF SA par annulation d'actions propres.

En application d'IAS 27 amendée, l'opération est considérée comme une transaction entre actionnaires. Elle se traduit dans les comptes consolidés par une diminution des capitaux propres – part du Groupe de 716 millions d'euros, correspondant à la différence entre le prix d'acquisition et la valeur nette comptable des intérêts minoritaires acquis. Suite à l'opération, EDF Energies Nouvelles reste consolidée par intégration globale avec un pourcentage d'intérêts s'élevant à 100% à compter du 29 juin 2011.

3.3 Cession de la participation dans EnBW

L'opération de cession de la participation du Groupe dans EnBW a été finalisée le 17 février 2011. Conformément aux accords signés le 6 décembre 2010 entre les deux parties, elle s'est traduite par le versement au groupe EDF d'un montant de 4,5 milliards d'euros le 17 février 2011, en complément de l'acompte de 169 millions reçu le 16 décembre 2010. Le résultat net de cession s'élève à 253 millions d'euros (276 millions d'euros avant impôt, enregistrés en « Autres produits et charges d'exploitation »).

EnBW constituait un secteur opérationnel (secteur « Allemagne ») du Groupe sur l'exercice 2010 et en application d'IFRS 5, la participation du Groupe dans EnBW a été considérée comme une « activité abandonnée ».

Cette opération se traduit également par la disparition en 2011 de l'engagement hors bilan de 2,3 milliards d'euros dans les comptes du Groupe au titre de l'option de vente à EDF de tout ou partie des 25% d'actions EnBW détenues par OEW.

3.4 Accident nucléaire survenu dans la centrale de Fukushima au Japon

Dans différents pays où le Groupe est présent, les autorités ont pris, suite à l'accident de Fukushima, des décisions relatives aux centrales en exploitation et aux projets de nouvelles centrales.

En France, dans sa lettre du 23 mars 2011, le Premier ministre a confié à l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) la réalisation d'évaluations complémentaires de sûreté (ECS) des installations nucléaires françaises. L'ASN, en vue d'assurer la cohérence des actions entreprises au niveau national et au niveau européen, a présenté un cahier des charges pour ces évaluations le 9 mai 2011.

Dès le mois d'avril, parallèlement aux évaluations complémentaires de sûreté, EDF a présenté ses premières

propositions pour renforcer la sûreté et la maîtrise de son parc de production nucléaire devant le collège des commissaires de l'ASN. Après Fukushima, EDF a dégagé un premier programme d'actions à court, moyen et long termes, qui comporte plusieurs volets :

- l'évaluation des moyens techniques et humains au meilleur niveau d'ores et déjà prévus en cas d'accident ;
- la création d'une « task force » nationale d'intervention rapide pour renforcer le dispositif de crise, avec des matériels de transports et des moyens humains dédiés, mobilisables dans les 24 à 48 heures ;
- un réexamen approfondi de la conception des centrales afin de s'assurer des marges de sûreté des installations face à des événements tels que les séismes, les inondations, les pertes d'alimentations électriques et de refroidissement.

Le 15 septembre 2011, EDF a remis à l'ASN ses 19 rapports d'évaluations complémentaires de sûreté pour ses sites nucléaires en exploitation et en construction. Ce réexamen approfondi de la conception des centrales a témoigné en premier lieu d'un bon niveau de sûreté sur l'ensemble du parc nucléaire d'EDF. Des mesures complémentaires post-Fukushima ont été proposées à l'ASN, poussant plus loin les hypothèses, et ce pour concourir à élever encore le niveau de sûreté des centrales.

Le 3 janvier 2012, l'ASN a rendu son rapport sur les ECS menées à la suite de l'accident de Fukushima. A l'issue des ECS des installations nucléaires prioritaires, l'ASN considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles. Dans le même temps, l'ASN considère que la poursuite de leur exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes.

3.5 Opérations et événements majeurs de l'exercice 2010

3.5.1 Changement de gouvernance de RTE et affectation de 50% des titres RTE aux actifs dédiés

Un décret du 31 décembre 2010 a conduit à la nomination par l'Etat de deux représentants supplémentaires au Conseil de surveillance de RTE en remplacement de représentants d'EDF. Ne bénéficiant plus de la majorité au Conseil de surveillance de RTE, le groupe EDF n'est plus en mesure d'avoir le contrôle exclusif des politiques opérationnelles et financières de RTE au sens d'IAS 27. Compte tenu de l'influence notable que le Groupe exerce, notamment du fait de sa représentation au Conseil de surveillance, la participation du Groupe dans RTE est consolidée selon la méthode de la mise en équivalence à compter du 31 décembre 2010.

La perte de contrôle de RTE par EDF est considérée comme une transaction sous contrôle commun et est comptabilisée à la valeur nette comptable.

Par ailleurs, le groupe EDF a procédé au 31 décembre 2010 à l'affectation de 50% des titres RTE aux actifs dédiés (destinés à faire face aux charges futures de démantèlement des centrales nucléaires et de l'aval du cycle du combustible en France).

3.5.2 Cession des activités de réseaux Royaume-Uni

La cession des réseaux de distribution d'électricité britanniques, finalisée le 29 octobre 2010, s'est traduite par une plus-value de 46 millions d'euros, présentée au niveau des « Autres produits et charges d'exploitation » au 31 décembre 2010.

Par ailleurs, elle a conduit à la déconsolidation des éléments de bilan liés aux réseaux britanniques et à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 6,7 milliards d'euros.

3.5.3 Activités du Groupe aux Etats-Unis

EDF et CEG ont finalisé le 3 novembre 2010 un accord global qui réorganise le partenariat entre les deux groupes, supprime l'option de vente d'actifs de production non nucléaire pour deux milliards de dollars et octroie à EDF le contrôle à 100% d'UniStar.

Selon les termes de cet accord, EDF a acquis la participation de 50% de CEG dans UniStar et détient désormais 100% du capital de cette société. De son côté, CEG s'est engagé à transférer à UniStar les terrains permettant le développement des sites nucléaires potentiels de Nine Mile Point et de R.E. Ginna dans l'état de New York. A la suite de la cession de sa participation, CEG s'est désengagé du développement et du financement du projet de construction d'un nouveau réacteur sur le site de Calvert Cliffs 3.

En contrepartie de ces différents éléments, EDF a versé 140 millions de dollars à CEG. L'accord prévoit

également le transfert par EDF à CEG de 3,5 millions d'actions CEG qu'il détient. EDF a par ailleurs renoncé à compter de ce transfert à son poste d'administrateur au Conseil d'administration de CEG.

De son côté, CEG a renoncé au contrat d'option de vente à EDF de certains actifs de production non nucléaire dans la limite de deux milliards de dollars.

A la suite de cet accord, la structure actionnariale actuelle de CENG restait inchangée : CEG est actionnaire à hauteur de 50,01% et son partenaire EDF à hauteur de 49,99%.

Dans le cadre des éléments décrits ci-avant, les effets suivants ont été enregistrés dans le compte de résultat consolidé de l'exercice 2010 pour un montant total de 1 042 millions d'euros :

- charge de 929 millions d'euros en « Pertes de valeur / reprises », dont 477 millions d'euros relatifs à CENG et 452 millions d'euros relatifs à UniStar;
- charge de 93 millions d'euros en « Autres produits et charges d'exploitation », correspondant principalement à la perte liée au transfert à CEG de 3,5 millions d'actions CEG détenues par EDF;
- charge de 20 millions d'euros relative au complément de dépréciation des titres CEG enregistrée sur l'exercice 2010 en « Autres produits et charges financiers ».

3.5.4 Exeltium

Le groupe EDF et Exeltium, une société qui réunit des industriels électro-intensifs, ont finalisé les conditions de mise en œuvre, en deux phases, du contrat de partenariat conclu le 31 juillet 2008, permettant ainsi le démarrage, au 1^{er} mai 2010, des livraisons d'électricité à une centaine de sites industriels français pour environ la moitié de leurs droits au titre du contrat portant sur une livraison totale de l'ordre de 310 TWh répartie sur 24 ans.

Conformément à cet accord, Exeltium a réglé fin avril 2010 une première avance de 1,7 milliard d'euros. Sur le plan comptable, cette avance a été actualisée à compter du jour de sa réception.

4 Evolutions réglementaires en France

4.1 Loi NOME

La loi NOME (Nouvelle organisation du marché de l'électricité) a été promulguée le 7 décembre 2010. Ses premiers textes d'application sont parus en avril et mai 2011.

Les principes essentiels de cette loi, qui vise à favoriser le développement de la concurrence sur le marché de l'électricité en France, sont les suivants :

- développement de la concurrence par l'accès temporaire jusqu'en 2025 des autres fournisseurs à une part (ne pouvant pas excéder 100 TWh hors pertes des gestionnaires de réseaux) de la production d'énergie nucléaire historique en base d'EDF. C'est le principe de l'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique ou, ARENH, dont le prix a été fixé par arrêté ;
- contribution à la sécurité d'approvisionnement, qui imposera à chaque fournisseur de disposer à terme de capacités d'effacement de consommation ou de production suffisantes pour approvisionner tous leurs clients, notamment lors des pointes de consommation ;
- maintien du tarif bleu pour les particuliers et les professionnels ; le mode de calcul du tarif sera modifié à partir de 2015 pour refléter les conditions de l'ARENH ;
- suppression des tarifs jaunes et verts pour les entreprises fin 2015 ; et
- report de 5 ans (jusqu'au 29 juin 2016) de l'échéance de constitution des actifs dédiés, sous réserve de la satisfaction de différents critères.

Le dispositif de l'ARENH est entré en vigueur au 1^{er} juillet 2011. Les premières livraisons d'ARENH allouées aux concurrents d'EDF représentent un volume annuel initial de 61,3 TWh. Celui-ci ne peut excéder 100 TWh par an, augmentés à partir d'août 2013 des quantités cédées aux gestionnaires de réseau en compensation des pertes techniques.

Les arrêtés ont fixé le prix de l'ARENH conformément à la loi NOME à 40€/MWh pour le second semestre 2011 et à 42€/MWh pour le premier semestre 2012. Le prix devra ensuite évoluer vers le coût complet de production du parc nucléaire existant, en application d'un décret à venir précisant les coûts constitutifs de l'ARENH.

30,8 TWh ont été livrés au second semestre 2011 au titre de l'ARENH pour un montant de 1,2 milliard d'euros.

Le dispositif d'obligation de capacités devrait démarrer à l'horizon 2015.

4.2 CSPE

La Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE) a pour objet de compenser un certain nombre de charges de service public assignées en particulier à EDF. Cette taxe est collectée directement auprès du consommateur final et s'applique à la consommation électrique. Elle a augmenté de 3 euros/MWh au 1^{er} janvier 2011 pour s'établir à 7,5 euros/MWh jusqu'au 30 juillet 2011. La loi de finances rectificative 2011 a fixé le montant de la CSPE à 9 euros/MWh du 31 juillet 2011 au 30 juin 2012, puis à 10,5 euros/MWh à partir du 1^{er} juillet 2012.

5 Evolutions du périmètre de consolidation

5.1 Variations du périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2011

Outre l'OPAES sur EDF Energies Nouvelles décrite en note 3.2, les principales évolutions de périmètre sur l'exercice 2011 concernent les entités suivantes.

5.1.1 Entités polonaises

La cession de la participation dans EnBW en 2011 a également pour conséquences :

- une modification du pourcentage d'intérêts et du contrôle du groupe EDF dans les entités Kogeneracja et Zielona Gora (Pologne), portant les pourcentages de détention dans ces entités respectivement à 33,4% et 32,9% (respectivement 40,6% et 39,9% au 31 décembre 2010). Les entités Kogeneracja et Zielona Gora sont consolidées par intégration proportionnelle à compter du 17 février 2011. En application d'IAS 27 amendée, le passage en intégration proportionnelle de ces entités a généré un résultat de déconsolidation de 28 millions d'euros ;
- une modification du pourcentage d'intérêts du groupe EDF dans l'entité ERSA (Rybnik), portant le pourcentage de détention du Groupe dans cette entité à 64,9% à compter du 17 février 2011 (79,8% au 31 décembre 2010).

Le Groupe a par ailleurs conclu avec EnBW le 21 décembre 2011 un accord sur le rachat de leur participation dans ces entités, dont la finalisation est attendue sur la 2^{ème} quinzaine de février 2012 suite à l'aval des autorités européennes sur l'opération obtenu le 8 février 2012. A l'issue de cette opération, le groupe EDF possèdera 97,3% d'ERSA et 50% plus une action de Kogeneracja. Le montant de la transaction est de 301 millions d'euros.

5.1.2 Dunkerque LNG

Le 29 juin 2011, Fluxys G et Total ont pris une participation à hauteur de respectivement 25% et 10% dans le capital de Dunkerque LNG, la société en charge de l'installation industrielle d'un terminal méthanier. A compter de cette date, Dunkerque LNG est détenue à 65% par le groupe EDF et reste consolidée en intégration globale.

5.2 Variations du périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2010

Outre les principales variations :

- cession des activités de réseaux régulés et non régulés de distribution d'électricité au Royaume-Uni ;
- acquisition complémentaire de 50% d'UniStar (Etats-Unis), portant la participation du Groupe dans cette société à 100% ;
- présentation de la participation d'EnBW en activités en cours de cession ;
- changement de méthode de consolidation de RTE,

qui font l'objet d'une présentation détaillée en note 3.5, la principale évolution de périmètre de consolidation concerne l'acquisition complémentaire de 12,5% d'EDF Luminus, portant la participation du Groupe dans cette société à 63.5%.

6 Informations sectorielles

6.1 Informations par secteurs opérationnels

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ».

Les données sectorielles s'entendent avant éliminations inter-secteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

Conformément aux dispositions de cette norme, la ventilation retenue par le groupe EDF correspond aux secteurs opérationnels tels qu'ils sont régulièrement examinés par le Comité Exécutif. Les secteurs retenus par le Groupe sont les suivants :

- « **France** » qui désigne EDF, RTE et ERDF, et regroupe les activités non régulées (principalement Production et Commercialisation), les activités réseaux (Distribution et Transport) et les activités insulaires ;
- « **Royaume-Uni** » qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy y compris British Energy et EDF Development Company Ltd ;
- « **Italie** » qui désigne les entités situées en Italie, notamment les entités du sous-groupe Edison, TDE et Fenice ;
- « **Autre international** » qui désigne EDF International et les autres entités électriques et gazières situées en Europe continentale, aux Etats-Unis, en Amérique Latine et en Asie ;
- « **Autres activités** » qui désigne l'ensemble des autres participations dont EDF Trading, EDF Energies Nouvelles, Dalkia, Tiru, Electricité de Strasbourg et EDF Investissements Groupe.

Aucun regroupement de secteurs n'a été effectué.

6.1.1 Au 31 décembre 2011

(en millions d'euros)	France	Royaume -Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Eliminations inter-secteurs	Total
Chiffre d'affaires externe	37 171	8 568	6 552	7 501	5 515	-	65 307
Chiffre d'affaires inter-secteur	578	8	-	185	620	(1 391)	
Chiffre d'affaires	37 749	8 576	6 552	7 686	6 135	(1 391)	65 307
Excédent brut d'exploitation	9 111	1 912	592	1 280	1 929	-	14 824
Résultat d'exploitation	5 376	996	(155)	946	1 123	-	8 286
Bilan :							
Immobilisations incorporelles et corporelles	80 537	12 682	3 965	8 966	10 520	-	116 670
Participations dans les entreprises associées	4 737	25	24	2 325	573	-	7 684
Goodwill	-	8 260	1 400	599	1 389	-	11 648
Autres actifs sectoriels ⁽¹⁾	27 604	4 647	1 837	1 792	8 918	-	44 798
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	700	1	-	-	701
Autres actifs non affectés							50 206
Total Actif	112 878	25 614	7 926	13 683	21 400	-	231 707
Autres informations :							
Investissements corporels et incorporels	7 378	1 179	318	437	1 822	-	11 134
Dotations aux amortissements	(3 899)	(966)	(427)	(528)	(465)	-	(6 285)
Pertes de valeur	-	-	(320)	(53)	(267)	-	(640)

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

6.1.2 Au 31 décembre 2010

Suite à la cession en cours d'EnBW au 31 décembre 2010, le secteur « Allemagne » constitue une activité en cours de cession et n'est pas présenté en tant que secteur pour les données relatives au compte de résultat et aux investissements sur l'exercice 2010.

(en millions d'euros)	France	Royaume -Uni	Allemagne	Italie	Autre international	Autres activités	Eliminations inter-secteurs	Total
Chiffre d'affaires externe	36 167	10 683	-	5 647	7 033	5 790	-	65 320
Chiffre d'affaires inter-secteur	558	(1)	-	-	173	595	(1 325)	
Chiffre d'affaires	36 725	10 682	-	5 647	7 206	6 385	(1 325)	65 320
Excédent brut d'exploitation	10 124	2 732	-	801	1 084	1 882	-	16 623
Résultat d'exploitation	5 374	799	-	(612)	(393)	1 072	-	6 240
Bilan :								
Immobilisations incorporelles et corporelles	76 491	12 040	-	5 132	9 276	8 877	-	111 816
Participations dans les entreprises associées	4 649	28	-	23	2 515	639	-	7 854
Goodwill	-	7 972	-	1 910	604	1 542	-	12 028
Autres actifs sectoriels ⁽¹⁾	26 831	4 341	-	1 575	1 790	6 991	-	41 528
Actifs détenus en vue de la vente	-	21	17 857	122	78	67	-	18 145
Autres actifs non affectés								49 188
Total Actif	107 971	24 402	17 857	8 762	14 263	18 116	-	240 559
Autres informations :								
Investissements corporels et incorporels	7 874	1 871	-	381	561	1 554	-	12 241
Dotations aux amortissements	(4 361)	(1 513)	-	(471)	(578)	(503)	-	(7 426)
Pertes de valeur	-	(397)	-	(192)	(960)	(194)	-	(1 743)

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

6.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services

Le chiffre d'affaires du Groupe est ventilé par groupes de produits ou services définis comme suit :

- **« Production – Commercialisation »** : production d'énergie et sa vente aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux résidents. La « Production - Commercialisation » inclut également les activités de trading de matières premières ;
- **« Distribution »** : gestion du réseau public de transport basse et moyenne tension ;
- **« Transport »** : exploitation, entretien et de développement du réseau de transport d'électricité haute tension et très haute tension ;
- **« Autres »** : 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 (1)	Autres	Eliminations (2)	Total
Au 31 décembre 2011 :						
Chiffre d'affaires externe :						
- dont France	24 535	13 099	-	123	(586)	37 171
- dont reste du monde	24 092	432	-	3 612		28 136
Chiffre d'affaires	48 627	13 531	-	3 735	(586)	65 307
Au 31 décembre 2010 :						
Chiffre d'affaires externe :						
- dont France	23 011	9 836	4 031	94	(805)	36 167
- dont reste du monde	24 121	1 361	23	3 648	-	29 153
Chiffre d'affaires	47 132	11 197	4 054	3 742	(805)	65 320

(1) En 2011, l'absence de chiffre d'affaires de l'activité Transport en France est liée à la mise en équivalence de RTE à compter du 31 décembre 2010;

(2) Dont éliminations entre activités régulées (Distribution – Transport) : 0 en 2011, (271) millions d'euros en 2010 ;
Dont éliminations entre activités non régulées : (30) millions d'euros en 2011, (28) millions d'euros en 2010.

COMPTE DE RESULTAT

7 Chiffre d'affaires

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

(en millions d'euros)	2011	2010
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	60 143	59 608
Autres ventes de biens et de services	4 247	4 837
Trading	917	875
Chiffre d'affaires	65 307	65 320

Le chiffre d'affaires est stable sur la période du fait d'une croissance organique qui permet de couvrir les effets négatifs liés aux variations de périmètre (principalement la cession des activités de réseaux au Royaume-Uni en 2010).

En France, EDF a réalisé sur le second semestre 2011 un chiffre d'affaires de 1 233 millions d'euros dans le cadre du dispositif de l'ARENH (voir note 4.1).

8 Achats de combustible et d'énergie

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

(en millions d'euros)	2011	2010
Achats consommés de combustible - production d'énergie	(9 922)	(9 165)
Achats d'énergie	(13 957)	(14 435)
Charges de transport et d'acheminement	(6 841)	(2 879)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	274	1
(Dotations) et reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	251	302
Achats de combustible et d'énergie	(30 195)	(26 176)

L'augmentation des achats de combustible et d'énergie est principalement liée aux charges de transport et d'acheminement, du fait de la mise en équivalence à compter du 31 décembre 2010 de RTE et de la cession des activités de réseaux au Royaume-Uni en 2010.

9 Autres consommations externes

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

(en millions d'euros)	2011	2010
Services extérieurs	(10 710)	(11 381)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)	(2 955)	(2 849)
Production stockée et immobilisée	3 464	3 462
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	270	186
Autres consommations externes	(9 931)	(10 582)

Hors effets de périmètre relatifs à RTE et aux activités de réseaux britanniques, les autres consommations externes sont stables.

10 Charges de personnel

10.1 Charges de personnel

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2011	2010
Rémunérations	(7 119)	(7 513)
Charges de sécurité sociale	(1 346)	(1 459)
Intéressement et participation	(211)	(205)
Avantages non monétaires	(375)	(357)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(206)	(215)
Avantages à court terme	(9 257)	(9 749)
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(730)	(733)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(812)	(855)
Avantages postérieurs à l'emploi	(1 542)	(1 588)
Autres avantages à long terme	(116)	(89)
Indemnités de fin de contrat	(2)	4
Autres charges de personnel	(118)	(85)
Charges de personnel	(10 917)	(11 422)

10.2 Effectifs moyens

	2011	2010 ⁽¹⁾
Statut IEG	96 385	103 319
Autres	55 419	55 445
Effectifs moyens	151 804	158 764

(1) Y compris effectifs moyens de RTE (8 670 personnes).

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 22 504 équivalents temps plein au 31 décembre 2011 (21 467 équivalents temps plein au 31 décembre 2010).

11 Impôts et taxes

Les impôts et taxes s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2011	2010
Impôts et taxes sur rémunérations	(209)	(231)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 396)	(1 559)
Autres impôts et taxes	(1 496)	(1 437)
Impôts et taxes	(3 101)	(3 227)

12 Autres produits et charges opérationnels

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

(en millions d'euros)	2011	2010
Subventions d'exploitation	3 679	2 705
Charge nette liée au mécanisme TaRTAM	(132)	160
Résultat de déconsolidation	140	78
Résultat de cession d'immobilisations	79	(109)
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants	(54)	(36)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	217	486
Autres produits et charges	(268)	(194)
Autres produits et charges opérationnels	3 661	3 090

12.1 Subventions d'exploitation

Ce poste comprend principalement la compensation reçue par EDF SA au titre de la « Contribution au Service Public de l'Electricité » (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.

Cette compensation s'est traduite dans les comptes par un produit de 3 556 millions d'euros en 2011 (2 605 millions d'euros en 2010). L'augmentation du produit enregistré au titre de la CSPE en 2011 est due en grande partie à la forte croissance des volumes d'obligations d'achats d'électricité d'origine photovoltaïque et éolienne.

12.2 Charge nette liée au mécanisme TaRTAM

Sur l'exercice 2011, les autres produits et charges opérationnels intègrent également une charge nette de (132) millions d'euros relative au mécanisme de compensation TaRTAM, résultant à hauteur de (170) millions d'euros de l'arrêté du 4 juillet 2011 publié suite à une ré-estimation du coût par la Commission de Régulation de l'Energie, sur la base des informations communiquées par les fournisseurs concernés. Le solde de 38 millions d'euros correspond principalement à la reprise des provisions résiduelles existant à ce titre.

12.3 Résultat de déconsolidation

Le résultat de déconsolidation intègre en 2011 principalement les gains nets réalisés sur les cessions de sociétés des sous-groupes EDF Energies Nouvelles et EDF Trading. Par ailleurs, un produit de 28 millions d'euros lié à la perte de contrôle de Kogeneracja et Zielona Gora est également enregistré à ce niveau (voir note 5.1.1).

Le résultat de déconsolidation intègre en 2010 les gains nets réalisés sur les cessions de la centrale d'Eggborough par EDF Energy et d'Usti (en République tchèque) par Dalkia International.

12.4 Résultat de cession d'immobilisations

L'amélioration du résultat de cession d'immobilisations en 2011 est principalement liée à des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France et au Royaume-Uni.

12.5 Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation

Sur l'exercice 2011, les dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation intègrent à hauteur de 332 millions d'euros les reprises de juste valeur négative sur les contrats de vente de British Energy comptabilisés en date d'acquisition du 5 janvier 2009 au fur et à mesure de leur dénouement (532 millions d'euros en 2010).

13 Prolongation du TaRTAM - Lois du 7 juin 2010 et du 7 décembre 2010

Une charge de 380 millions d'euros, correspondant à une charge de 401 millions d'euros diminuée d'une refacturation de 21 millions d'euros aux partenaires dans les centrales nucléaires, a été enregistrée dans les comptes consolidés au 31 décembre 2010 au titre de la contribution d'EDF à la compensation des fournisseurs d'électricité sur le 2nd semestre 2010 et le 1^{er} semestre 2011 suite à la prolongation du dispositif TaRTAM jusqu'à la date de la mise en place du dispositif de l'ARENH au 1^{er} juillet 2011.

14 Pertes de valeur / reprises

14.1 Pertes de valeur par catégories d'immobilisations

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

(en millions d'euros)	Notes	2011	2010
Pertes de valeur sur goodwill	19	(655)	(274)
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	20	(88)	(138)
Pertes de valeur sur actifs corporels	22-23	(620)	(1 331)
Reprise de provision pour risque Italie ⁽¹⁾	33.1	723	-
Pertes de valeur nettes des reprises		(640)	(1 743)

(1) Dotée en 2010 pour (750) millions d'euros en « Autres produits et charges d'exploitation ».

14.2 Tests de dépréciation des goodwill et des actifs et pertes de valeur

Le tableau ci-après présente les tests de dépréciation effectués sur les principaux goodwill et actifs du Groupe en 2011, avec les hypothèses clés retenues :

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	Indices de perte de valeur	CMPC après impôt 2011	Taux de croissance au-delà du plan moyen terme	Pertes de valeur 2011 (en millions d'euros)
Royaume-Uni	EDF Energy - nucléaire	N/A	7,5%	-	-
Royaume-Uni	EDF Energy - ESCS	N/A	7,5%	1,7%	-
Italie	Edison	Projet de cession d'Edipower et contraction des marges de l'activité Energie électrique	10,3% / 11,4% ⁽¹⁾	De 0 à 2%	(510)
Autre international	EDF Luminus	Révision de la politique nucléaire en Belgique	6,9%	2%	-
Autres activités	Dalkia International	Réduction des activités dans les énergies renouvelables en Italie et en Espagne	7,8%	1,9%	(118)
Autres pertes de valeur sur goodwill					(27)
Pertes de valeur sur goodwill					(655)

(1) CMPC avant impôt.

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	Indices de perte de valeur	CMPC après impôt 2011	Taux de croissance au-delà du plan moyen terme	Pertes de valeur 2011 (en millions d'euros)
Italie	Edison	Projet de cession d'Edipower et contraction des marges de l'activité Energie électrique	10,3% / 11,4% ⁽¹⁾	De 0 à 2%	(515)
Autre international	CENG	Baisse des prix à long terme de l'électricité aux Etats-Unis	7,1%	-	-
Autre international	Bert	Fin du support du gouvernement à la cogénération et nouvelle régulation du tarif de vente de la chaleur	11,1%	-	(52)
Autres activités	Dalkia International	Réduction des activités dans les énergies renouvelables en Italie et en Espagne	7,3%	1,9%	(33)
Autres activités	Projets EDF Energies Nouvelles	Nouvelle réglementation sur le photovoltaïque	5,7% à 9,1% selon pays	-	(51)
Autres pertes de valeur sur actifs					(57)
Pertes de valeur sur actifs					(708)

(1) CMPC avant impôt.

Royaume-Uni

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 8 260 millions d'euros au 31 décembre 2011. Le test de dépréciation est réalisé en distinguant deux Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) :

- une activité nucléaire incluant l'activité de British Energy et le développement de quatre nouveaux EPR ;
- une activité production-commercialisation (ESCS : Energy Sourcing and Customer Supply) incluant le développement de la centrale de West Burton.

La valeur recouvrable de l'activité nucléaire est déterminée en évaluant les flux futurs de trésorerie nets actualisés des unités de production sur leur durée d'utilité estimée. Celle-ci tient compte d'un allongement probable de la durée d'exploitation de trois réacteurs AGR (Advanced Gas Reactor) de 5 ans et de 20 ans pour Sizewell B. L'approbation en décembre 2010 de l'extension de la durée d'exploitation de Heysham 1 et Hartlepool confirme les hypothèses retenues par le Groupe. Les hypothèses d'évolution des prix de l'électricité au Royaume-Uni tiennent compte d'un besoin de développement de nouveaux moyens de production pour répondre à la demande à partir de 2020, notamment du fait du déclassement des centrales charbon existantes, et d'une relance du nucléaire à cet horizon. Les prix des quotas de gaz à effet de serre retenus pour le test de dépréciation tiennent compte de la mise en œuvre de la réforme du marché de l'énergie.

La valeur recouvrable de l'UGT Nucléaire est sensible aux hypothèses d'évolution des prix à long terme de l'électricité et au CMPC du fait notamment de la durée d'exploitation des projets nucléaires. L'utilisation d'un CMPC majoré d'un point n'entraînerait pas de dépréciation de cette UGT. De même, si le nombre d'EPR construits était ramené de 4 à 2, la valeur recouvrable de l'UGT resterait supérieure à sa valeur comptable.

La valeur recouvrable de l'activité production-commercialisation (ESCS) est basée sur la valeur d'utilité, déterminée sur la base du plan à moyen terme à 5 ans de l'entité. La valeur terminale est déterminée en utilisant un taux de croissance à l'infini après impôt de 1,7%.

Italie

En 2010, une provision pour risques liés aux activités italiennes (Edison, TDE et Fenice) d'un montant de 750 millions d'euros a été enregistrée dans les comptes du Groupe. En 2011, suite aux pertes de valeur enregistrées par les filiales du Groupe en Italie et détaillées ci-après, cette provision est reprise à hauteur de 668 millions d'euros (723 millions d'euros avant effets d'impôt et intérêts minoritaires).

Finalisation de l'arrêté des comptes 2010 d'Edison et TDE

Le Groupe a enregistré les pertes de valeur ressortant des comptes 2010 arrêtés par Edison et TDE en mars 2011 et qui n'étaient pas finalisées lors de l'arrêté des comptes 2010 du groupe EDF, pour un montant de (569) millions d'euros.

Tests de dépréciation 2011 d'Edison

Comme indiqué en note 3.1.1, Edison va céder sa participation dans Edipower à Delmi. Dans ce cadre et conformément à IFRS 5, la valeur de cette participation (incluant une quote-part de goodwill) a été ramenée à sa valeur probable de réalisation nette de frais de cession, avec pour conséquence la comptabilisation d'une perte de valeur pour un montant total de (280) millions d'euros en quote-part EDF.

Par ailleurs, le test annuel de dépréciation du goodwill Edison distingue deux groupes d'UGT : l'activité Energie électrique et l'activité Hydrocarbures. La valeur recouvrable des activités est déterminée à partir des flux de trésorerie du plan à 8 ans et d'une valeur terminale avec un taux de croissance à l'infini compris entre 0 et 2%. Le taux d'actualisation avant impôt appliqué aux flux de trésorerie est de 10,3% pour l'activité Energie électrique et de 11,4% pour l'activité Hydrocarbures. Ce test a conduit à déprécier le goodwill de l'activité Energie électrique à hauteur de (106) millions d'euros en quote-part EDF. La valeur recouvrable de l'activité Hydrocarbures est quant à elle supérieure à sa valeur comptable.

Enfin, suite à la baisse des volumes de production et des marges de certaines centrales et à des changements de réglementation en Italie, des pertes de valeur nettes de reprises sont constatées sur des actifs de production d'Edison pour un montant de (70) millions d'euros (en quote-part EDF). Les tests de dépréciation prennent en compte les flux sur la durée de vie de ces actifs.

La valeur d'utilité d'Edison au 31 décembre 2011 est sensible aux hypothèses d'évolution des prix à long terme de l'électricité en Italie et de renégociations des contrats à long terme d'approvisionnement en gaz.

Au final, le Groupe enregistre des pertes de valeur sur Edison pour un montant total de (1 025) millions d'euros avant impôt. Après prise en compte des pertes de valeur, le goodwill d'Edison s'élève à 1 400 millions d'euros au 31 décembre 2011.

Autre international

EDF Luminus

Le goodwill d'EDF Luminus s'élève à 378 millions d'euros au 31 décembre 2011. Le test de dépréciation est réalisé en considérant EDF Luminus comme une seule unité génératrice de trésorerie. La valeur recouvrable est basée sur la valeur d'utilité, déterminée sur la base des flux de trésorerie sur 20 ans de l'entité et d'une valeur terminale.

Le plan de sortie du nucléaire civil décidé par les partis politiques belges en octobre 2011 prévoit la fermeture des centrales nucléaires en Belgique d'ici 2025. La mise en œuvre du plan est néanmoins conditionnée par la disponibilité de sources d'énergie alternatives au nucléaire pour éviter toute pénurie. Dans la détermination des flux de trésorerie, il est donc considéré que les centrales nucléaires dans lesquelles EDF Luminus a des participations ferment d'ici 2025 et que la production d'électricité issue de ces participations est remplacée par la production d'une centrale à cycle combiné gaz.

CENG

La valeur recouvrable de CENG est basée sur la valeur d'utilité, déterminée sur la base des flux de trésorerie sur la durée de vie des centrales de production de l'entité actualisés au taux de 7,1% après impôt.

Le test de dépréciation réalisé en 2011 suite à une révision à la baisse des scénarios de prix de l'électricité n'a pas conduit à la comptabilisation d'une perte de valeur.

La valeur d'utilité de CENG est sensible aux hypothèses d'évolution des prix à long terme de l'électricité aux Etats-Unis et au CMPC.

Autres activités

Après prise en compte de pertes de valeur, le goodwill de Dalkia International s'élève à 799 millions d'euros au 31 décembre 2011. Les valeurs recouvrables des actifs sont déterminées sur la base des valeurs d'utilité obtenues sur la base des plans à moyen terme à 5 ans. La forte réduction des activités dans les énergies renouvelables en Italie (et dans une moindre mesure en Espagne) conduisent à des dépréciations d'actifs pour un montant total de (151) millions d'euros.

15 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2011 incluent les éléments suivants :

- produit de 414 millions d'euros résultant d'une reprise de provision pour renouvellement des immobilisations en concession d'ERDF suite à un changement d'estimation de la durée de vie des canalisations basse-tension aériennes torsadées (étendue à 50 ans au lieu de 40 ans précédemment).
- produit de 276 millions d'euros lié à la plus-value de cession d'EnBW (voir note 3.3).

Les autres produits et charges de l'exercice 2010 intègrent les éléments suivants :

- charge de (750) millions d'euros relative à une provision pour risque sur le secteur Italie;
- charge de (93) millions d'euros liée aux accords du 3 novembre 2010 avec CEG;
- produit de 46 millions d'euros correspondant au résultat de cession des activités de réseaux britanniques.

16 Résultat financier

16.1 Coût de l'endettement financier brut

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

(en millions d'euros)	2011	2010
Charges d'intérêts sur opérations de financement	(2 284)	(2 724)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	(5)	(1)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	(3)	(10)
Résultat net de change sur endettement	21	(19)
Coût de l'endettement financier brut	(2 271)	(2 754)

La baisse des charges d'intérêts s'explique principalement par la diminution de l'endettement financier brut moyen suite aux opérations de désendettement réalisées en fin d'exercice 2010 et début 2011 (cessions des activités de réseaux au Royaume-Uni et d'EnBW, mise en équivalence de RTE au 31 décembre 2010).

16.2 Effet de l'actualisation

L'effet de l'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)	2011	2010
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(1 337)	(1 435)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs	(1 554)	(1 510)
Autres provisions et avances	(173)	(189)
Effet de l'actualisation	(3 064)	(3 134)

16.3 Autres produits et charges financiers

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

(en millions d'euros)	2011	2010
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	44	23
Produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente	137	301
Produits (charges) sur autres actifs financiers	568	204
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat	86	(27)
Autres charges financières	(95)	(62)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	(36)	82
Rendement des actifs de couverture	597	715
Intérêts d'emprunts capitalisés	254	226
Autres produits et charges financiers	1 555	1 462

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. Au 31 décembre 2011, une baisse de plus de 50% de la juste valeur des titres Veolia Environnement par rapport à leur cours historique a été observée. De ce fait, une dépréciation de (340) millions d'euros a été enregistrée en charges sur actifs financiers disponibles à la vente.

Sur l'exercice 2011, les « Produits sur autres actifs financiers » intègrent un produit de 232 millions d'euros suite à un abandon de créance par le Commissariat à l'Energie Atomique relatif à un prêt accordé à EDF dans le cadre de la construction de la centrale de Creys Malville.

17 Impôts sur les résultats

17.1 Ventilation de la charge d'impôt

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

(en millions d'euros)	2011	2010
Impôts exigibles	(1 690)	(1 385)
Impôts différés	385	306
Total	(1 305)	(1 079)

En 2011, la charge d'impôt courant provient du groupe d'intégration fiscale EDF en France pour (1 005) millions d'euros et des autres filiales pour (685) millions d'euros (respectivement (660) millions d'euros et (725) millions d'euros en 2010).

17.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)

(en millions d'euros)	2011	2010
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	4 506	1 814
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	36,10%	34,43%
Charge théorique d'impôt	(1 627)	(625)
Différences de taux d'imposition	323	219
Différences permanentes	47	(129)
Impôts sans base	(78)	42
Dépréciation d'actifs d'impôts différés	31	(587)
Autres	(1)	1
Charge réelle d'impôt	(1 305)	(1 079)
Taux effectif d'impôt	28,96%	59,48%

Le taux effectif d'impôt observé sur les exercices 2011 et 2010 est affecté à la hausse par les pertes de valeurs et par la provision pour risques sur le secteur Italie. Retraité de ces éléments, le taux effectif d'impôt s'établit en 2011 et en 2010 respectivement à 26,6% et à 29,6%.

La différence entre le taux d'impôt théorique et ce taux effectif retraité s'explique essentiellement par les éléments suivants :

- pour 2011 :
 - l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 323 millions d'euros ;
 - l'effet positif de reprises de dépréciation d'actifs d'impôts différés pour 114 millions d'euros, principalement sur le périmètre de l'intégration fiscale en France.
- pour 2010 :
 - l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 219 millions d'euros ;
 - un effet négatif de (161) millions d'euros lié à la fiscalisation de certains éléments constitutifs du résultat de cession des activités de réseaux au Royaume-Uni (notamment effet d'impôt sur les couvertures d'investissement net à l'étranger recyclées en résultat) ;
 - l'effet positif de reprises de dépréciation d'actifs d'impôts différés pour 95 millions d'euros, principalement sur le périmètre de l'intégration fiscale en France.

17.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

(en millions d'euros)	2011
Impôts différés actifs	2 125
Impôts différés passifs	(4 894)
Impôts différés nets au 1^{er} janvier	(2 769)
Variation en résultat net	385
Variation en capitaux propres	420
Ecart de conversion	(44)
Mouvements de périmètre	(18)
Autres mouvements	54
Impôts différés nets au 31 décembre	(1 972)
Dont impôts différés actifs	2 507
Dont impôts différés passifs	(4 479)

17.4 Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature

(en millions d'euros)

	31.12.2011	31.12.2010
Impôts différés actifs :		
Ecart entre amortissement comptable et amortissement fiscal	83	58
Provisions pour engagements de retraite non déductibles	3 974	3 829
Autres provisions non déductibles	546	1 199
Autres différences temporelles déductibles	1 214	1 016
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	622	512
Pertes fiscales et crédits d'impôt non utilisés	720	326
Compensation impôts différés actif / passif	(3 338)	(3 348)
Sous-total impôts différés actifs	3 821	3 592
Impôts différés actifs non constatés	(1 314)	(1 467)
Total des impôts différés actifs au bilan	2 507	2 125
Impôts différés passifs :		
Ecart entre amortissement comptable et amortissement fiscal	(5 785)	(5 892)
Autres différences temporelles taxables	(510)	(910)
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	(1 522)	(1 440)
Compensation impôts différés actif / passif	3 338	3 348
Total des impôts différés passifs au bilan	(4 479)	(4 894)
Impôts différés nets	(1 972)	(2 769)

Au 31 décembre 2011, les actifs d'impôts différés non constatés représentent une économie d'impôt potentielle de 1 314 millions d'euros (1 467 millions d'euros au 31 décembre 2010). Cette économie d'impôt potentielle est liée en 2011 à hauteur de 556 millions d'euros au stock d'impôts différés actifs relatifs notamment aux avantages du personnel en France (658 millions d'euros au 31 décembre 2010).

18 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 2011, il n'existe pas d'instrument dilutif 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 :

	2011	2010
(en millions d'euros)		
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	3 010	1 020
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action dilué	3 010	1 020
<i>Dont part du résultat net des activités poursuivies</i>	<i>3 010</i>	<i>634</i>
<i>Dont part du résultat net des activités en cours de cession</i>	<i>-</i>	<i>386</i>
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	1 847 318 156	1 848 403 320
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice	1 847 318 156	1 848 403 320
Résultats par action (en euros) :		
Résultat par action	1,63	0,55
Résultat dilué par action	1,63	0,55
Résultat par action des activités poursuivies	1,63	0,34
Résultat dilué par action des activités poursuivies	1,63	0,34
Résultat par action des activités en cours de cession	-	0,21
Résultat dilué par action des activités en cours de cession	-	0,21

ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES

19 Goodwill

19.1 Variation des goodwill

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

(en millions d'euros)	31.12.2011	31.12.2010
Valeur nette comptable à l'ouverture	12 028	13 526
Acquisitions	21	200
Cessions	(14)	(116)
Pertes de valeur (note 14)	(655)	(274)
Écarts de conversion	239	306
Mouvements de périmètre et autres	29	(1 614)
Valeur nette comptable à la clôture	11 648	12 028
Valeur brute à la clôture	13 415	13 140
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(1 767)	(1 112)

En 2011, les variations observées sont liées principalement à :

- des pertes de valeur pour (655) millions d'euros, principalement sur Edison et Dalkia (voir note 14) ;
- des écarts de conversion pour 239 millions d'euros, notamment du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

En 2010, la variation des goodwill est notamment liée aux éléments suivants :

- acquisitions pour 200 millions d'euros, dont 140 millions relatifs à l'acquisition de PRE par EnBW ;
- cessions pour (116) millions d'euros, principalement liés à la cession des réseaux au Royaume-Uni ;
- pertes de valeur pour (274) millions d'euros ;
- autres mouvements pour (1 614) millions d'euros dont (1 482) millions d'euros liés au reclassement des goodwill EnBW en activités en cours de cession et (102) millions liés à la finalisation du bilan d'ouverture d'EDF Luminus.

19.2 Répartition des goodwill par secteur opérationnel

Les goodwill se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2011	31.12.2010
EDF Energy	8 260	7 972
Total Royaume-Uni	8 260	7 972
Edison	1 400	1 910
Total Italie	1 400	1 910
EDF Luminus (Belgique)	378	378
ESTAG (Autriche)	112	114
Autres	109	112
Total Autre International	599	604
Dalkia International	799	907
EDF Energies Nouvelles	209	255
Autres	381	380
Total Autres activités	1 389	1 542
TOTAL GROUPE	11 648	12 028

20 Autres actifs incorporels

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

- Au 31 décembre 2011

(en millions d'euros)	31.12.2010	Augmentations	Diminutions	Ecarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31.12.2011
Droits d'émission de gaz à effet de serre - Certificats Verts	439	458	(590)	2	-	57	366
Autres immobilisations incorporelles	6 070	758	(187)	23	(8)	(58)	6 598
Valeurs brutes	6 509	1 216	(777)	25	(8)	(1)	6 964
Amortissements et dépréciations	(1 893)	(493)	183	(6)	13	(66)	(2 262)
Valeurs nettes	4 616	723	(594)	19	5	(67)	4 702

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (88) millions d'euros a été enregistrée en 2011.

- Au 31 décembre 2010

(en millions d'euros)	31.12.2009	Augmentations	Diminutions	Ecarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31.12.2010
Droits d'émission de gaz à effet de serre - Certificats Verts	708	777	(978)	11	(79)	-	439
Autres immobilisations incorporelles	6 900	686	(172)	62	(1 314)	(92)	6 070
Valeurs brutes	7 608	1 463	(1 150)	73	(1 393)	(92)	6 509
Amortissements et dépréciations	(2 029)	(722)	155	(11)	689	25	(1 893)
Valeurs nettes	5 579	741	(995)	62	(704)	(67)	4 616

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (138) millions d'euros a été enregistrée en 2010.

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 518 millions d'euros en 2011 (486 millions d'euros en 2010).

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

(en millions d'euros)	31.12.2011	31.12.2010
Immobilisations	44 342	42 836
Immobilisations en cours	1 159	1 069
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	45 501	43 905

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

	Terrains et constructions	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
(en millions d'euros)				
Valeurs brutes au 31.12.2010	2 104	69 445	3 028	74 577
Augmentations ⁽¹⁾	62	3 399	281	3 742
Diminutions	(28)	(499)	(151)	(678)
Autres mouvements	-	-	-	-
Valeurs brutes au 31.12.2011	2 138	72 345	3 158	77 641
Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2010	(1 146)	(28 581)	(2 014)	(31 741)
Dotations nettes aux amortissements	(34)	(174)	(121)	(329)
Diminutions	25	384	150	559
Autres mouvements ⁽²⁾	(9)	(1 695)	(84)	(1 788)
Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2011	(1 164)	(30 066)	(2 069)	(33 299)
Valeurs nettes au 31.12.2010	958	40 864	1 014	42 836
Valeurs nettes au 31.12.2011	974	42 279	1 089	44 342

(1) Les augmentations comprennent également les remises d'ouvrage par les concédants.

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

22 Immobilisations en concessions des autres activités

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 :

	31.12.2011	31.12.2010
(en millions d'euros)		
Immobilisations	5 326	5 432
Immobilisations en cours	696	595
Immobilisations en concessions des autres activités	6 022	6 027

22.2 Variation des immobilisations en concessions des autres activités (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
Valeurs brutes au 31.12.2010	1 270	9 279	547	1 123	12 219
Augmentations	28	317	41	55	441
Diminutions	(5)	(22)	(2)	(17)	(46)
Ecart de conversion	(3)	10	(63)	20	(36)
Mouvements de périmètre	(28)	(253)	-	-	(281)
Autres mouvements	(22)	(97)	1	6	(112)
Valeurs brutes au 31.12.2011	1 240	9 234	524	1 187	12 185
Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2010	(795)	(5 082)	(262)	(648)	(6 787)
Dotations nettes aux amortissements	(24)	(228)	(26)	(42)	(320)
Pertes de valeur nettes de reprises	-	(4)	-	(24)	(28)
Diminutions	4	16	2	16	38
Ecart de conversion	1	(4)	31	(11)	17
Mouvements de périmètre	6	88	-	-	94
Autres mouvements	21	123	(6)	(11)	127
Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2011	(787)	(5 091)	(261)	(720)	(6 859)
Valeurs nettes au 31.12.2010	475	4 197	285	475	5 432
Valeurs nettes au 31.12.2011	453	4 143	263	467	5 326

Les immobilisations en concessions des activités autres que celles liées à la distribution publique d'électricité en France comprennent au 31 décembre 2011 les immobilisations concédées principalement situées en France (production hydraulique) et en Italie.

23 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre

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)	31.12.2011	31.12.2010
Immobilisations	47 184	46 730
Immobilisations en cours	12 951	10 101
Immobilisations financées par location-financement	310	437
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	60 445	57 268

Au 31 décembre 2011, les immobilisations en cours correspondent notamment aux projets de constructions d'EPR en France et de la centrale de West Burton au Royaume-Uni.

Des pertes de valeur pour (29) millions d'euros ont par ailleurs été enregistrées en 2011 sur des immobilisations en cours.

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

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31.12.2010	11 459	61 648	15 376	845	11 319	100 647
Augmentations	422	1 289	956	31	2 062	4 760
Diminutions	(134)	(434)	(212)	(5)	(407)	(1 192)
Ecart de conversion	(49)	439	(78)	(2)	(44)	266
Mouvements de périmètre	(184)	-	(1 217)	(18)	318	(1 101)
Autres mouvements	67	101	79	(30)	(75)	142
Valeurs brutes au 31.12.2011	11 581	63 043	14 904	821	13 173	103 522
Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2010	(6 155)	(34 009)	(8 791)	(434)	(4 528)	(53 917)
Dotations nettes aux amortissements	(302)	(2 034)	(589)	(26)	(723)	(3 674)
Pertes de valeur nettes de reprises	(15)	-	(480)	-	(68)	(563)
Diminutions	92	360	207	3	376	1 038
Ecart de conversion	30	(101)	49	1	43	22
Mouvements de périmètre	110	-	810	4	(203)	721
Autres mouvements	(35)	(1)	60	22	(11)	35
Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2011	(6 275)	(35 785)	(8 734)	(430)	(5 114)	(56 338)
Valeurs nettes au 31.12.2010	5 304	27 639	6 585	411	6 791	46 730
Valeurs nettes au 31.12.2011	5 306	27 258	6 170	391	8 059	47 184

23.3 Contrats de location-financement

(en millions d'euros)	31.12.2011				31.12.2010
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Paiements minimaux futurs à recevoir en tant que bailleur	60	16	39	5	65
Paiements minimaux futurs à verser en tant que preneur	149	22	76	51	235

Le Groupe est engagé en tant que bailleur au titre d'accords qu'il a qualifiés de location-financement en vertu de l'interprétation IFRIC 4 et de la norme IAS 17. Ces engagements constituent la quasi-totalité des engagements de location-financement en tant que bailleur.

Le Groupe est engagé en tant que preneur 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.

24 Participations dans les entreprises associées

Le détail des entreprises associées est le suivant :

(en millions d'euros)	Activité principale (1)	31.12.2011			31.12.2010	
		Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net
RTE	T	100,00	4 737	266	4 649	-
ALPIQ	P	25,00	1 419	(276)	1 746	107
Taishan	P	30,00	688	-	541	-
Dalkia Holding	A	34,00	443	23	470	24
NTPC	P	40,00	125	23	133	29
Autres participations dans les entreprises associées			272	9	315	(26)
Total			7 684	45	7 854	134

(1) P= production, D= distribution, T= transport, A= autres.

24.1 RTE

24.1.1 Eléments financiers de RTE

Les principaux indicateurs financiers de RTE sur l'exercice 2011 sont les suivants :

(en millions d'euros)	
Excédent brut d'exploitation 2011	1 355
Résultat net 2011	266
Capitaux propres au 31 décembre 2011	4 737
Total bilan au 31 décembre 2011	14 611
Endettement financier net au 31 décembre 2011	6 578

24.1.2 Opérations entre le groupe EDF et RTE

Au 31 décembre 2011, les principales transactions entre le groupe EDF et RTE sont les suivantes.

Chiffre d'affaires

ERDF fait appel au réseau Haute et Très Haute Tension de RTE pour acheminer l'énergie des lieux de production vers le réseau de distribution. Sur l'exercice 2011, cette prestation de transport représente un chiffre d'affaires réalisé par RTE avec ERDF de 3 055 millions d'euros.

Par ailleurs, dans le cadre de sa mission de préservation de l'équilibre du système électrique, RTE réalise en 2011 :

- des achats et des ventes d'énergie auprès d'EDF pour respectivement 180 millions d'euros et 341 millions d'euros ;
- des achats de service systèmes à EDF pour un montant de 283 millions d'euros.

Autres opérations

Le groupe EDF participe au financement de RTE via des prêts pour un montant total de 1 400 millions d'euros au 31 décembre 2011 (1 914 millions d'euros au 31 décembre 2010). Les charges d'intérêts relatives à ces prêts s'élèvent à 81 millions d'euros sur l'exercice 2011.

Par ailleurs, RTE est intégrée fiscalement avec EDF dans le cadre de la convention fiscale conclue entre les deux sociétés.

24.2 ALPIQ

24.2.1 Indicateurs financiers publiés

Pour l'exercice 2010, les principaux indicateurs publiés par le groupe ALPIQ étaient les suivants :

(en millions d'euros)	
Chiffre d'affaires 2010	10 205
Résultat net 2010	467
Capitaux propres au 31 décembre 2010	6 223
Total bilan au 31 décembre 2010	14 778

24.2.2 Pertes de valeur

Dans le cadre d'un plan de restructuration et de réorganisation annoncé le 4 novembre 2011, ALPIQ a décidé de recentrer son activité sur la Suisse et certains créneaux à l'international. Des pertes de valeur pour (320) millions d'euros (quote-part EDF) ont ainsi été enregistrées dans les comptes consolidés du Groupe au niveau des participations dans les entreprises associées. Ces dépréciations enregistrées par ALPIQ dans ses comptes consolidés portent notamment sur ses participations dans Romande Energie en Suisse et dans Edipower et A2A en Italie.

25 Stocks

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

(en millions d'euros)	31.12.2011			31.12.2010		
	Valeur brute	Provisions	Valeur nette	Valeur brute	Provisions	Valeur nette
Combustible nucléaire	9 848	(13)	9 835	9 551	(12)	9 539
Autre combustible	1 963	(8)	1 955	1 678	(8)	1 670
Autres matières premières	1 095	(196)	899	1 004	(182)	822
En cours de production de biens et services	553	(11)	542	315	(6)	309
Autres stocks	378	(28)	350	377	(32)	345
Total stocks	13 837	(256)	13 581	12 925	(240)	12 685

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 6 778 millions d'euros (7 146 millions d'euros au 31 décembre 2010).

La valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading s'élève à 943 millions d'euros au 31 décembre 2011 (825 millions d'euros au 31 décembre 2010).

26 Clients et comptes rattachés

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

(en millions d'euros)	31.12.2011	31.12.2010
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading - valeur brute	17 962	17 786
Clients et comptes rattachés EDF Trading - valeur brute	3 613	2 375
Dépréciation	(667)	(637)
Clients et comptes rattachés - valeur nette	20 908	19 524

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)	31.12.2011			31.12.2010		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Créances clients et comptes rattachés	21 575	(667)	20 908	20 161	(637)	19 524
dont créances échues de moins de 6 mois	2 019	(193)	1 826	1 690	(182)	1 508
dont créances échues de 6 à 12 mois	506	(125)	381	365	(120)	245
dont créances échues de plus de 12 mois	670	(278)	392	584	(272)	312
dont Total des créances échues	3 195	(596)	2 599	2 639	(574)	2 065
dont Total des créances non échues	18 380	(71)	18 309	17 522	(63)	17 459

Des opérations de titrisations de créances clients sont réalisées de manière récurrente principalement par Edison, pour un montant en quote-part EDF de 2 572 millions d'euros au 31 décembre 2011 (2 122 millions d'euros au 31 décembre 2010). Ces opérations sont réalisées sans recours et le montant des créances correspondantes ne figure donc pas dans le bilan consolidé du Groupe.

27 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2011	31.12.2010
Charges constatées d'avance	621	513
Autres créances	9 688	8 806
Autres débiteurs	10 309	9 319
Dont valeurs brutes	10 363	9 362
Dont dépréciation	(54)	(43)

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

Le poste « Autres créances » comprend le produit à recevoir relatif à la Contribution aux charges de Service Public de l'Electricité (CSPE) d'EDF SA pour un montant de 3 821 millions d'euros au 31 décembre 2011 (2 812 millions d'euros au 31 décembre 2010).

Les autres créances comprennent également des créances envers l'État et les collectivités publiques (dont 1 582 millions d'euros au 31 décembre 2011 de créances de TVA au niveau d'EDF SA).

28 Capitaux propres

28.1 Capital social

Au 31 décembre 2011, le capital social d'EDF s'élève à 924 433 331 euros, divisé en 1 848 866 662 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,5 euro chacune, détenues à 84,4 % par l'État français, 13,7 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,8 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,1% d'actions auto-détenues.

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.

Une augmentation de capital de 306 millions d'euros - correspondant à 11 945 448 actions EDF - a été réalisée le 24 juin 2011 dans le cadre de l'offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange sur EDF Energies Nouvelles (voir note 3.2).

Des rachats d'actions propres ont été réalisés pour 324 millions d'euros dans la perspective de neutraliser l'effet dilutif de l'opération sur le pourcentage de contrôle des actionnaires d'EDF. Cette neutralisation est intervenue le 28 septembre 2011 suite à la réalisation d'une opération de réduction de capital d'EDF SA par annulation d'actions propres.

28.2 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 pour 12 mois puis tacitement chaque année.

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), 3 932 499 actions ont été achetées en 2011 pour un montant total de 99 millions d'euros et 3 305 464 actions ont été vendues pour un montant total de 92 millions d'euros.

Sur cette même période, 11 945 448 actions propres ont été acquises pour un montant de 324 millions d'euros dans le cadre de l'offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange sur EDF Energies Nouvelles. Ces actions ont ensuite été annulées *via* une opération de réduction de capital d'EDF SA en date du 28 septembre 2011 (voir notes 3.2 et 28.1).

Au 31 décembre 2011, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 1 175 594 actions pour une valeur de 26 millions d'euros.

28.3 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2011 a voté une distribution de dividendes au titre de l'exercice 2010 de 1,15 euro par action en circulation. Compte tenu de l'acompte de 0,57 euro par action mis en paiement le 17 décembre 2010, le solde de 0,58 euro par action a été mis en paiement le 6 juin 2011 pour un montant de 1 069 millions d'euros.

Le 22 novembre 2011, le Conseil d'administration a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes de 0,57 euro par action au titre de l'exercice 2011, mis en paiement en numéraire le 16 décembre 2011 pour un montant de 1 053 millions d'euros.

Conformément à la modification statutaire proposée à l'assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2011, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende pourront bénéficier d'un dividende majoré de 10%. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5% du capital de la société. Le dispositif prendra effet pour le paiement en 2014 du dividende au titre de l'exercice 2013.

29 Provisions

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

(en millions d'euros)	31.12.2011			31.12.2010			
	Notes	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire		1 302	17 528	18 830	1 020	17 000	18 020
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		173	19 670	19 843	241	18 630	18 871
Provisions liées à la production nucléaire	30	1 475	37 198	38 673	1 261	35 630	36 891
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	31	41	809	850	60	753	813
Provisions pour avantages du personnel	32	846	12 215	13 061	819	11 745	12 564
Autres provisions	33	1 606	1 338	2 944	2 870	1 337	4 207
Total provisions		3 968	51 560	55 528	5 010	49 465	54 475

30 Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs

Les provisions liées à la production nucléaire comprennent les provisions pour aval du cycle (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs), les provisions pour déconstruction des centrales et les provisions pour dernier cœur.

Les provisions sont évaluées en fonction des principes exposés en notes 1.3.2.1 et 1.3.23.

Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction d'une part des législations et des réglementations propres à chaque pays et d'autre part des technologies et pratiques industrielles observées dans chacune des sociétés.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

	31.12.2010	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres Mouvements	31.12.2011
			Provisions Utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
(en millions d'euros)							
Provisions pour gestion du combustible usé	11 024	834	(540)	(22)	-	234	11 530
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	6 996	358	(150)	(1)	-	97	7 300
Provisions pour aval du cycle nucléaire	18 020	1 192	(690)	(23)	-	331	18 830
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	15 739	626	(262)	-	-	327	16 430
Provisions pour derniers cœurs	3 132	167	-	-	-	114	3 413
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	18 871	793	(262)	-	-	441	19 843
Provisions liées à la production nucléaire	36 891	1 985	(952)	(23)	-	772	38 673

Les autres mouvements relatifs aux provisions liées à la production nucléaire correspondent à la contrepartie de la variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF Energy pour 596 millions d'euros (voir note 37.4).

La répartition par société est la suivante :

	EDF	EDF Energy	CENG	Autres	Total
	Note 30.1	Note 30.2	Note 30.3	Note 30.4	
(en millions d'euros)					
Provisions pour gestion du combustible usé	9 143	2 385	-	2	11 530
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	6 722	577	-	1	7 300
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31.12.2011	15 865	2 962	-	3	18 830
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31.12.2010	15 360	2 657	-	3	18 020
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	11 366	4 437	472	155	16 430
Provisions pour derniers cœurs	2 012	1 354	47	-	3 413
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31.12.2011	13 378	5 791	519	155	19 843
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31.12.2010	12 937	5 335	470	129	18 871

30.1 Provisions nucléaires en France

En France, les provisions d'EDF prennent en compte les prescriptions contenues dans la loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application.

Conformément à la réglementation sur la sécurisation du financement des charges nucléaires :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (note 48).

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin d'année. Ces montants répartis selon un échéancier prévisionnel de décaissements, sont évalués en euros de l'année de décaissement par application d'un taux d'inflation prévisionnel à long terme. Pour l'évaluation des provisions, ces montants sont actualisés par l'application d'un taux d'actualisation nominal.

30.1.1 Provisions pour charges de gestion du combustible utilisé

Cette rubrique comprend les prestations correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible utilisé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;
- le traitement, y compris le conditionnement et l'entreposage des matières recyclables et des déchets, issus de ce traitement ;

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.

Les charges sont calculées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes. Leur évaluation est fondée notamment sur les contrats conclus avec AREVA.

Pour le combustible chargé en réacteur et non encore irradié, les provisions sont constituées en contrepartie d'un accroissement de la valeur du combustible comptabilisé dans les comptes de stocks.

30.1.2 Provisions pour charges de gestion à long terme des 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 colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible utilisé à La Hague ;
- l'entreposage de longue durée et le stockage direct du combustible utilisé 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 activités (FMA) ;
 - à créer, pour les déchets de faible activité à vie longue (FAVL) et pour les déchets de haute et moyenne activités à vie longue (HA-MAVL).

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants, et d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible utilisé (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 1.3.13.1).

Pour les déchets à venir sur le combustible chargé en réacteur et non encore irradié, les provisions sont constituées en contrepartie d'un accroissement de la valeur 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 prévisionnelles 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'Energie et des Matières Premières (DGEMP, devenue depuis la Direction Générale de l'Energie et du Climat DGEC) 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.

Un partenariat entre l'ANDRA et les producteurs de déchets a été institué en 2011 afin de favoriser la réussite du projet de stockage géologique en lui faisant bénéficier de toutes les compétences de la filière nucléaire française. Ce partenariat prévoit la réalisation d'études conjointes sur des problématiques ciblées et l'organisation d'une interface entre l'équipe projet ANDRA et les exploitants nucléaires, permettant à ceux-ci d'intervenir de façon informée et pertinente dans la gouvernance du projet. L'ANDRA a rédigé un cahier des charges pour les études d'esquisse à mener en 2012 par une maîtrise d'œuvre prenant en compte, en référence ou sous forme de variantes, une grande partie des options de conception proposées par les producteurs. Le chiffrage ne pourra reprendre que lorsque ces études auront été menées à leur terme. In fine, le nouveau coût de référence du stockage MA-HAVL devra être établi avant le débat public prévu en 2013.

Concernant la provision pour les déchets de faible activité vie longue (FAVL), suite au désistement des deux communes sélectionnées par l'ANDRA, le processus de recherche de site est suspendu. L'ANDRA doit remettre au gouvernement en fin d'année 2012 un rapport proposant différents scénarios de gestion des déchets FAVL et les conditions de reprise du processus de recherche de site (au plus tôt en 2013). Malgré des risques de retard significatifs et compte-tenu des risques financiers associés, le calcul de la provision associée au stockage des déchets FAVL n'a pas été remis en cause et devrait permettre de couvrir la plupart des scénarios alternatifs étudiés actuellement en collaboration entre EDF et l'ANDRA.

30.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

Ces provisions concernent la déconstruction des centrales nucléaires filière Réacteur à Eau Pressurisée (REP) en exploitation et des centrales nucléaires arrêtées définitivement.

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 pour un usage industriel.

Pour les centrales en exploitation, un actif corporel a été créé en contrepartie de la provision selon les principes comptables exposés en note 1.3.13.1.

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu a été comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en « Immobilisations corporelles ». Par la suite, les versements effectifs du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

- Pour les centrales en exploitation (filiale REP paliers 900 MW, 1300 MW et N4)

Les provisions sont évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence en euro/MW, confirmant les hypothèses de la Commission PEON datant de 1979. Cette évaluation a été confirmée par une étude effectuée par l'entreprise en 1999 et ciblée sur un site déterminé, puis par une nouvelle évaluation effectuée en 2009 selon les étapes suivantes :

- l'évaluation du coût de déconstruction d'un site REP de 4 tranches 900 MW prenant en compte les évolutions les plus récentes en termes de réglementation, de retour d'expérience de la déconstruction des centrales à l'arrêt et des recommandations de l'Autorité de Sûreté Nucléaire ;
- le réexamen de la planification dans le temps des opérations de déconstruction ;

- la détermination des règles permettant l'extrapolation de l'évaluation des coûts à l'ensemble du parc REP en exploitation.

Des études d'inter-comparaison internationale réalisées par un cabinet externe spécialisé ont permis de corroborer les résultats de cette étude.

Cette étude a abouti à un chiffrage des coûts de déconstruction qui confirme l'évaluation de la provision constituée jusqu'à présent et valide les coûts de référence utilisés exprimés en euro/MW.

- Pour les centrales nucléaires arrêtées définitivement (centrales UNGG, centrale de Creys-Malville, centrales de Brennilis et de Chooz A)

La provision est évaluée à partir de devis (coûts et plannings) mis à jour en 2008, et qui prennent en compte l'évolution des hypothèses techniques et financières, le retour d'expérience sur les opérations de déconstruction en cours et une étude d'inter-comparaison. Ces devis feront l'objet d'un réexamen dans le courant de l'année 2012.

30.1.4 Provision pour derniers cœurs

Cette provision couvre les charges qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- Le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants. Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement de la tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision.

30.1.5 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité

30.1.5.1 Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation nominal 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 durée aussi proche que possible de la durée 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.

Il est 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 la détermination du taux d'actualisation consiste à privilégier la prise en compte des tendances longues sur les évolutions des taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements. La révision du taux d'actualisation est ainsi fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen et long termes.

Le taux d'actualisation retenu respecte le double plafond réglementaire instauré par ailleurs par le décret du

23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007. Il 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 » ;
- au taux de rendement anticipé des actifs de couverture (actifs dédiés).

30.1.5.2 Analyses de sensibilité aux hypothèses macro-économiques

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 fin de période avec le montant en valeur actualisée.

	31.12.2011		31.12.2010	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
(en millions d'euros)				
Pour gestion du combustible utilisé	14 844	9 143	14 386	8 852
Pour gestion à long terme des déchets radioactifs	23 801	6 722	23 017	6 508
Pour aval du cycle nucléaire	38 645	15 865	37 403	15 360
Pour déconstruction des centrales nucléaires	21 108	11 366	20 903	11 031
Pour derniers cœurs	3 888	2 012	3 792	1 906
Pour déconstruction et derniers cœurs	24 996	13 378	24 695	12 937

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 :

	Coûts provisionnés en valeur actualisée		Sensibilité au taux d'actualisation			
	2011	2010	2011		2010	
			+0,25%	- 0,25 %	+ 0,25 %	- 0,25 %
(en millions d'euros)						
Aval du cycle nucléaire :						
- gestion du combustible utilisé	9 143	8 852	(200)	213	(197)	210
- gestion à long terme des déchets radioactifs	6 722	6 508	(412)	471	(401)	457
Déconstruction et derniers cœurs :						
- déconstruction des centrales nucléaires	11 366	11 031	(544)	576	(543)	577
- dépréciation des derniers cœurs	2 012	1 906	(81)	87	(81)	87
Total	29 243	28 297	(1 237)	1 347	(1 222)	1 331

30.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy

Les conditions particulières de financement des obligations nucléaires de long terme relatives à EDF Energy se traduisent dans les comptes du groupe EDF de la manière suivante :

- les obligations sont présentées au passif sous forme de provisions et s'élèvent à 8 753 millions d'euros au 31 décembre 2011 ;
- les créances représentatives des remboursements à recevoir dans le cadre des accords de restructuration de la part du Nuclear Liability Fund (NLF) pour les obligations non contractualisées ou celles correspondant au démantèlement, et du Gouvernement pour les obligations contractualisées (ou passifs historiques) sont comptabilisées à l'actif.

Ces créances sont actualisées au même taux réel que les obligations qu'elles financeront. Elles figurent à l'actif du bilan consolidé en « Actifs financiers » (voir note 37.3) et s'élèvent à 7 209 millions d'euros au 31 décembre 2011 (6 613 millions d'euros au 31 décembre 2010).

30.2.1 Cadre réglementaire et contractuel

Les avenants conclus suite à l'acquisition de British Energy par le groupe EDF avec le NLF, trust indépendant créé par le gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration de British Energy, ont un impact limité sur les engagements contractuels de financement du Secrétariat d'État ou du NLF à l'égard de British Energy, tels que résultant des accords conclus par British Energy le 14 janvier 2005 (les « accords de restructuration ») dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre à partir de 2005 sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser la situation financière de British Energy. Depuis le 1^{er} juillet 2011, EDF Energy s'est substitué à British Energy comme bénéficiaire de ces accords et avenants.

Ces derniers stipulent que :

- le NLF a accepté de financer, dans la limite de ses actifs : (i) des passifs nucléaires potentiels et / ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B ; et (ii) les coûts éligibles de déconstruction relatifs aux centrales nucléaires existantes du groupe EDF Energy ;
- le Secrétariat d'État a accepté de financer : (i) les passifs nucléaires potentiels et / ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) et les coûts éligibles de déconstruction des centrales de EDF Energy, dans la mesure où ils excèdent les actifs du NLF ; et (ii) dans la limite d'un plafond de 2 185 millions de livres sterling (valeur monétaire de décembre 2002, ajustée en conséquence), les passifs historiques connus éligibles pour le combustible usé du groupe EDF Energy (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé des centrales autres que Sizewell B et chargé en réacteur avant le 15 janvier 2005) ;
- le groupe EDF Energy est responsable du financement de certains passifs exclus ou non éligibles qui pourrait survenir, en cas d'un non-respect de certains critères qualitatifs ou contractuels. Les obligations du groupe EDF Energy à l'égard du NLF et du Secrétariat d'État sont garanties par des sûretés sur les actifs des filiales du groupe British Energy.

EDF Energy s'est également engagé à verser :

- des contributions annuelles pour déconstruction jusqu'aux dates de fermeture des différentes centrales fixées par les « accords de restructuration », la provision correspondante s'élève à 198 millions d'euros au 31 décembre 2011 ;
- 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne de combustible (exprimé en uranium enrichi) chargé dans le réacteur de Sizewell B après la date de signature des « accords de restructuration ».

Par ailleurs, EDF Energy a conclu un accord séparé avec la Nuclear Decommissioning Authority (NDA) portant sur la gestion du combustible usé provenant depuis le 15 janvier 2005 de l'exploitation des centrales autres que Sizewell, et incluant le transport, l'entreposage intermédiaire, le retraitement du combustible et l'entreposage des déchets. EDF Energy n'encourt aucune responsabilité au titre du combustible après son transfert sur le site de retraitement de Sellafield. Les coûts correspondants, soit 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé, sont comptabilisés en stocks (voir note 1.3.18.1).

30.2.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Les provisions pour aval du cycle nucléaire sont relatives aux obligations du groupe EDF Energy en matière de retraitement, d'entreposage du combustible usé, ainsi que de stockage de longue durée des déchets radioactifs, définies dans les contrats commerciaux existants conclus avec la NDA et les « accords de restructuration ». Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, en l'absence, sur les estimations techniques les plus récentes.

	31.12.2011		31.12.2010	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
(en millions d'euros)				
Pour gestion du combustible usé	3 860	2 385	2 631	2 171
Pour gestion à long terme des déchets radioactifs	3 969	577	3 311	486
Pour aval du cycle nucléaire	7 829	2 962	5 942	2 657

La variation observée s'explique notamment par un reclassement opéré en 2011 concernant l'affectation de la provision pour déchets de déconstruction en provision pour aval du cycle nucléaire, ayant pour impact une augmentation de 1 447 millions d'euros du montant des charges aux conditions économiques de fin de période .

30.2.3 Provisions pour déconstruction d'EDF Energy

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires résultent des meilleures estimations de la Direction. Elles couvrent le coût complet de la déconstruction et sont évaluées à partir des techniques et méthodes connues qui devraient être appliquées dans le cadre des réglementations existant à ce jour. Les coûts actuels sont basés sur des études internes réalisées en 2008 et intègrent une hypothèse de démantèlement permettant in fine la réutilisation du site.

	31.12.2011		31.12.2010	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
(en millions d'euros)				
Provisions pour déconstruction des centrales	12 213	4 239	12 567	3 951

Le montant des charges aux conditions économiques de fin de période des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en 2011 inclut à hauteur de (1 447) millions d'euros l'effet d'un reclassement de la provision pour déchets de déconstruction en provision pour aval du cycle.

Le tableau ci-dessus porte sur les obligations de déconstruction hors montant actualisé des contributions à verser au NLF pour la déconstruction (soit 198 millions d'euros - voir note 30.2.1).

30.3 Provisions nucléaires de CENG

Aux Etats-Unis, les obligations en termes de gestion du combustible usé, de gestion des déchets et de déconstruction des centrales sont régies principalement par la NRC (*Nuclear Regulatory Commission*) ainsi que par le *U.S. Department of Energy* (DOE). Par ailleurs, certaines obligations relatives au transport de déchets sont régies par le *Department of Transportation*.

30.3.1 Provision pour aval du cycle

En conformité avec la réglementation en vigueur aux Etats-Unis, le combustible usé ne fait pas l'objet de retraitement. Il est temporairement entreposé dans des installations spécifiques jusqu'à ce que le DOE prenne en charge son transport final et son stockage définitif dans un centre national. CENG règle chaque trimestre une contribution basée sur les quantités d'électricité produites à raison d'environ 1 dollar / MWh et ne constitue pas de provision à ce titre.

30.3.2 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

CENG a l'obligation de procéder à la déconstruction de ses trois centrales nucléaires (représentant 5 tranches de production nucléaire) à l'issue de leur exploitation conformément à la réglementation de la NRC, ainsi qu'à tout règlement d'Etat applicable à la réhabilitation du site (*green-fielding requirements*). Aux Etats-Unis, toutes les activités de déconstruction doivent être achevées dans un délai de 60 ans après la cessation de l'exploitation de la centrale.

Les provisions de déconstruction comprennent notamment les activités de dépollution, de démantèlement, d'évacuation et de remise en état du site, recouvrant de plus des frais tels que les frais de personnel interne et externe, les coûts de matériel et d'équipement, les frais de transport, d'évacuation et d'enfouissement, les frais d'énergie, les taxes immobilières et le coût des assurances, les honoraires versés à la NRC dans le cadre des procédures (d'obtention) de certificats de dépollution et de suivi, des frais liés à l'entreposage temporaire sur place de combustibles nucléaires usés, et enfin, les frais de remise en état du site et d'assainissement du terrain selon la réglementation applicable.

Les estimations des coûts de déconstruction sont calculées site par site à partir d'études techniques mises à jour périodiquement. Dans ce cadre, une étude a été menée sur le 2nd semestre 2010 et a conduit à une révision à la baisse de la provision pour déconstruction pour un montant de 50 millions de dollars.

30.3.3 Actifs de couverture des obligations nucléaires

Les méthodes de financement approuvées par la NRC stipulent la création de fonds d'investissement externes (pour chaque centrale), utilisés exclusivement pour couvrir ces obligations de déconstruction. Ces *trust funds* sont actuellement investis en titres de dettes et en actions et sont réservés à la centrale nucléaire à laquelle ils appartiennent.

Le Comité des Investissements de CENG fixe la stratégie générale d'investissement dont la répartition entre type d'actifs. CENG conduit périodiquement une étude complète de la gestion actif-passif afin de poursuivre l'optimisation et d'ajuster la répartition des actifs au vu des objectifs, de la durée des passifs, des conditions à long-terme sur les marchés des capitaux, et de l'échelle de telles obligations prévisionnelles. Les fonds ne doivent pas être investis directement dans des sociétés détenant des centrales nucléaires.

La NRC fixe des niveaux minimums à respecter pour les actifs de couverture concernant les activités de déconstruction radiologique ; tous les propriétaires de centrales sont obligés de déposer un rapport tous les deux ans sur ces actifs de couverture auprès de la NRC. En cas d'insuffisance constatée, la NRC peut exiger des garanties financières supplémentaires sous forme de trésorerie, de lettres de crédit ou de garantie de la maison-mère. Suite au dépôt par CENG de son rapport biennal au printemps 2011, la NRC a décidé qu'il n'y avait pas d'insuffisance et qu'il n'est pas actuellement nécessaire d'établir des garanties supplémentaires.

Ces actifs de couverture sont comptabilisés comme des actifs disponibles à la vente. Ils sont valorisés à leur juste valeur (valeur boursière).

30.4 Provisions liées à la production nucléaire des autres filiales

Les provisions pour aval du cycle et pour déconstruction des autres filiales concernent essentiellement les centrales nucléaires en Belgique.

31 Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires

Les provisions pour déconstruction hors installations nucléaires concernent principalement les centrales thermiques.

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, 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.

L'évaluation de la provision au 31 décembre 2011 prend en compte les derniers éléments de devis connus et la mise en service de nouveaux actifs de production.

Pour les centrales en exploitation, un actif est créé en contrepartie de la provision selon les principes indiqués en note 1.3.13.1.

32 Avantages du personnel

32.1 Groupe EDF

(en millions d'euros)

	31.12.2011	31.12.2010
Provision pour avantages du personnel - part courante	846	819
Provision pour avantages du personnel - part non courante	12 215	11 745
Provision pour avantages du personnel	13 061	12 564

32.1.1 Décomposition de la variation du passif net

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Ecarts actuariels non comptabilisés	Passif net
Solde au 31.12.2010	26 064	(11 451)	14 613	(136)	(2 086)	12 391
Charge nette de l'exercice 2011	2 137	(597)	1 540	13	115	1 668
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	921	(161)	760	-	(760)	-
Cotisations versées aux fonds	-	(769)	(769)	-	-	(769)
Cotisations salariales	28	(28)	-	-	-	-
Prestations versées	(1 075)	623	(452)	-	-	(452)
Coût des services passés non acquis	-	-	-	-	-	-
Ecarts de conversion	190	(158)	32	-	(42)	(10)
Mouvements de périmètre	(13)	5	(8)	-	-	(8)
Autres variations	15	(58)	(43)	1	26	(16)
Solde au 31.12.2011	28 267	(12 594)	15 673	(122)	(2 747)	12 804
dont :						
Provision pour avantages du personnel						13 061
Actif financiers non courants						(257)

32.1.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

	31.12.2011	31.12.2010
(en millions d'euros)		
Coût des services rendus	(686)	(714)
Charges d'intérêts (actualisation)	(1 337)	(1 538)
Rendement escompté des actifs de couverture	597	715
Coûts des services passés	(25)	(25)
Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés - avantages postérieurs à l'emploi	(115)	(115)
Variation des écarts actuariels - avantages à long terme	(100)	(150)
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	(2)	3
Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme	(1 668)	(1 824)
dont :		
Résultat d'exploitation	(928)	(965)
Résultat financier	(740)	(720)
Résultat net des activités en cours de cession	-	(139)

32.1.3 Segmentation géographique du passif net

	France	Royaume-Uni	Italie	Autre International	Autres Activités	Total
(en millions d'euros)						
Engagements au 31.12.2010	20 170	5 160	51	380	303	26 064
Charge nette de l'exercice 2011	1 629	444	5	50	9	2 137
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	544	362	-	14	1	921
Cotisations versées aux fonds	-	-	-	-	-	-
Cotisations salariales	-	28	-	-	-	28
Prestations versées	(889)	(150)	(3)	(28)	(5)	(1 075)
Coût des services passés non acquis	-	-	-	-	-	-
Ecarts de conversion	-	185	-	5	-	190
Mouvements de périmètre	-	-	(12)	-	(1)	(13)
Autres variations	-	(2)	(4)	41	(20)	15
Engagements au 31.12.2011	21 454	6 027	37	462	287	28 267
Juste valeur des actifs de couverture	(7 306)	(4 978)	-	(181)	(129)	(12 594)
Ecarts actuariels non comptabilisés	(1 435)	(1 257)	-	(42)	(13)	(2 747)
Coûts des services passés non comptabilisés	(117)	-	-	(3)	(2)	(122)
Passif net au 31.12.2011 au titre des avantages au personnel	12 596	(208)	37	236	143	12 804
dont :						
Provisions pour avantages au personnel	12 596	49	37	236	143	13 061
Actifs financiers non courants	-	(257)	-	-	-	(257)

(en millions d'euros)

	France	Royaume- Uni	Italie	Autre International	Autres Activités	Total
Engagements au 31.12.2010	20 170	5 160	51	380	303	26 064
Juste valeur des actifs de couverture	(6 889)	(4 320)	-	(115)	(127)	(11 451)
Ecart actuariels non comptabilisés	(1 059)	(971)	-	(20)	(36)	(2 086)
Coûts des services passés non comptabilisés	(130)	-	-	(5)	(1)	(136)
Passif net au 31.12.2010 au titre des avantages au personnel	12 092	(131)	51	240	139	12 391
dont :						
Provisions pour avantages au personnel	12 092	42	51	240	139	12 564
Actifs financiers non courants	-	(173)	-	-	-	(173)

32.2 France

Le secteur France regroupe EDF SA et ERDF, pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires. La description de ces différents avantages est fournie dans la note 1.3.24.2.

32.2.1 Décomposition de la variation de la provision

(en millions d'euros)

	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Ecart actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Solde au 31.12.2010	20 170	(6 889)	13 281	(130)	(1 059)	12 092
Charge nette de l'exercice 2011	1 629	(330)	1 299	13	86	1 398
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	544	(82)	462	-	(462)	-
Cotisations versées aux fonds	-	(459)	(459)	-	-	(459)
Cotisations salariales	-	-	-	-	-	-
Prestations versées	(889)	454	(435)	-	-	(435)
Coût des services passés non acquis	-	-	-	-	-	-
Autres variations	-	-	-	-	-	-
Solde au 31.12.2011	21 454	(7 306)	14 148	(117)	(1 435)	12 596

Le montant de l'écart d'expérience pour la France représente une perte actuarielle de 165 millions d'euros.

32.2.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	31.12.2011	31.12.2010
Coût des services rendus	(501)	(488)
Charges d'intérêts (actualisation)	(1 030)	(984)
Rendement escompté des actifs de couverture	330	339
Coûts des services passés	(13)	(16)
Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés - avantages postérieurs à l'emploi	(86)	(38)
Variation des écarts actuariels - avantages à long terme	(98)	(148)
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	-	(5)
Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme	(1 398)	(1 340)
dont :		
Résultat d'exploitation	(698)	(695)
Résultat financier	(700)	(645)

32.2.3 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

- Au 31 décembre 2011 :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Ecarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31.12.2011	20 362	(7 306)	(117)	(1 435)	11 504
Dont					
Retraites	16 138	(6 762)	-	273	9 649
Avantage en nature énergie	2 912	-	-	(1 633)	1 279
Indemnités de fin de carrière	744	(531)	(114)	(95)	4
Autres	568	(13)	(3)	20	572
Provisions pour avantages à long terme au 31.12.2011	1 092	-	-	-	1 092
Dont					
Rentes ATMP et Invalidité	917	-	-	-	917
Médailles du travail	141	-	-	-	141
Autres	34	-	-	-	34
Provisions pour avantages du personnel au 31.12.2011	21 454	(7 306)	(117)	(1 435)	12 596

L'augmentation des engagements au titre de l'avantage en nature énergie observée en 2011 est principalement liée à la prise en charge par l'employeur de la hausse des taxes sur l'électricité (dont CSPE et taxes locales sur l'électricité). Cet effet a été considéré comme un changement d'hypothèses et se traduit donc par une augmentation des écarts actuariels non comptabilisés.

- Au 31 décembre 2010 :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Ecart actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31.12.2010	19 116	(6 889)	(130)	(1 059)	11 038
dont					
Retraites	15 745	(6 344)	-	(45)	9 356
Avantage en nature énergie	2 093	-	-	(969)	1 124
Indemnités de fin de carrière	732	(532)	(126)	(66)	8
Autres	546	(13)	(4)	21	550
Provisions pour avantages à long terme au 31.12.2010	1 054	-	-	-	1 054
dont					
Rentes ATMP et Invalidité	876	-	-	-	876
Médailles du travail	142	-	-	-	142
Autres	36	-	-	-	36
Provisions pour avantages du personnel au 31.12.2010	20 170	(6 889)	(130)	(1 059)	12 092

32.2.4 Actifs de couverture

Pour le secteur France, les actifs de couverture s'élevaient à 7 306 millions d'euros au 31 décembre 2011 (6 889 millions d'euros au 31 décembre 2010) et sont affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière (avec un objectif de couverture à 100%) et aux droits spécifiques du régime spécial de retraite.

Ils sont constitués de contrats d'assurances.

Les placements se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31.12.2011	31.12.2010
Actifs de couverture	7 306	6 889
Actifs pour régime spécial de retraite	6 762	6 344
dont en %		
Actions	26%	30%
Obligations et monétaires	74%	70%
Actifs pour indemnités de fin de carrière	531	532
dont en %		
Actions	39%	47%
Obligations et monétaires	61%	53%
Autres actifs de couverture	13	13

32.2.5 Hypothèses actuarielles

(en %)	31.12.2011	31.12.2010
Taux d'actualisation	5,00%	5,00%
Taux de rendement attendu des actifs sur retraites	4,70%	4,80%
Taux d'augmentation des salaires	2,00%	2,00%

En France, le taux d'actualisation des engagements de long terme envers le personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'Etat d'une durée comparable - OAT 2032, d'une durée de 14 ans homogène avec celle des engagements au personnel - auquel a été ajouté un spread calculé sur les entreprises non financières de première catégorie également d'une durée comparable.

L'application de cette méthode a conduit le Groupe à maintenir le taux d'actualisation à 5% pour l'exercice 2011.

32.2.6 Analyse de sensibilité

(en %)	31.12.2011	31.12.2010
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation		
- Sur le montant des engagements	-3,4% / +3,6%	-3,3% / +3,5%
- Sur le coût des services rendus au titre de l'exercice N+1	-5,3% / +5,7%	-5,0% / +5,4%
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux de rendement attendu des actifs de couverture		
- Sur le montant de la charge attendue pour N+1	-1,4% / +1,4%	-1,3% / +1,3%

32.3 Royaume-Uni

Trois plans de retraite à prestations définies existent au sein d'EDF Energy :

- le plan de retraite EEPS (EDF Energy Pension Scheme), mis en place en mars 2004, comprend un certain nombre de régimes de retraites repris des sociétés absorbées London Electricity et Seeboard. Tous les salariés ne relevant pas de l'activité Production Nucléaire ont le droit de s'affilier au régime EEPS ;
- le plan de retraite BEGG (British Energy Generation Group), affilié à l'ESPS (Electricity Supply Pension Scheme), dont la plupart des affiliés sont salariés dans l'activité de Production Nucléaire. Ce plan ESPS est réservé aux salariés de cette activité ;
- le plan de retraite EECS (EDF Energy Generation and Supply Group) affilié à l'ESPS, mis en place en décembre 2010 pour les salariés restant aux effectifs d'EDF Energy à la suite du transfert de l'ancien plan à la société UK Power Networks lors de la cession des activités de réseaux. L'EECS n'accepte plus de nouveaux affiliés.

Chaque plan est financièrement indépendant des autres plans.

Tous les plans présentés ci-dessus, à l'exception de l'EEPS, font partie du régime global des électriciens ESPS.

32.3.1 Décomposition de la variation du passif net

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Passif net
Solde au 31.12.2010	5 160	(4 320)	840	-	(971)	(131)
Charge nette de l'exercice 2011	444	(255)	189	-	29	218
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	362	(86)	276	-	(276)	-
Cotisations versées aux fonds	-	(286)	(286)	-	-	(286)
Cotisations salariales	28	(28)	-	-	-	-
Prestations versées	(150)	150	-	-	-	-
Coût des services passés non acquis	-	-	-	-	-	-
Écarts de conversion	185	(153)	32	-	(39)	(7)
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-	-
Autres variations	(2)	-	(2)	-	-	(2)
Solde au 31.12.2011	6 027	(4 978)	1 049	-	(1 257)	(208)
dont :						
Provision pour avantages du personnel						49
Actifs financiers non courants						(257)

32.3.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	31.12.2011	31.12.2010
Coût des services rendus de l'exercice	(160)	(178)
Charges d'intérêts (actualisation)	(281)	(426)
Rendement escompté des actifs de couverture	255	365
Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés - avantages postérieurs à l'emploi	(29)	(76)
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	(3)	(1)
Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme	(218)	(316)
dont :		
Résultat d'exploitation	(192)	(255)
Résultat financier	(26)	(61)

32.3.3 Actifs de couverture

Au Royaume-Uni, les engagements de retraite sont couverts en partie par des fonds externalisés dont la valeur actuelle s'élève à 4 978 millions d'euros au 31 décembre 2011 (4 320 millions d'euros au 31 décembre 2010). Ces fonds de placement se décomposent de la manière suivante :

	31.12.2011	31.12.2010
Actifs de couverture d'engagements de retraite	4 978	4 320
dont		
Biens immobiliers	6%	6%
Actions	34%	38%
Obligations et monétaires	52%	47%
Autres	8%	9%

32.3.4 Hypothèses actuarielles

(en %)	31.12.2011	31.12.2010
Taux d'actualisation	4,70%	5,50%
Taux de rendement attendu des actifs sur retraites	5,10%	6,00%
Taux d'augmentation des salaires	4,70%	5,10%

32.3.5 Analyses de sensibilité

(en %)	31.12.2011	31.12.2010
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation		
- Sur le montant des engagements	-4,8% / +5,0%	-4,7% / + 5,0%
- Sur le coût des services rendus au titre de l'exercice N+1	-7,3% / +7,3%	-6,3% / +7,0%
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux de rendement attendu des actifs de couverture		
- Sur le montant de la charge attendue pour N+1	-4,8% / +4,8%	-4,7% / + 5,3%

33 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2010		31.12.2011		Autres mouvements	31.12.2011	
	Augmentations	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements			
			Provisions excédentaires ou devenues sans objet				
			Provisions utilisées				
Provisions pour risques liés aux participations	944	6	(713)	(32)	(13)	2	194
Provisions pour risques fiscaux	289	195	(217)	-	(4)	3	266
Provisions pour litiges	506	163	(49)	(59)	(6)	8	563
Provisions pour contrats onéreux	1 025	128	(399)	(1)	-	15	768
Autres provisions	1 443	1 159	(1 363)	(82)	(33)	29	1 153
Autres provisions	4 207	1 651	(2 741)	(174)	(56)	57	2 944

33.1 Provisions pour risques liés aux participations

La diminution des provisions pour risques liés aux participations est liée à l'utilisation de la provision pour risques Italie en 2011 du fait de dépréciations de goodwill et d'actifs enregistrées par le Groupe en Italie sur la période à hauteur de 668 millions d'euros. Cette provision s'élevait à 750 millions d'euros au 31 décembre 2010.

33.2 Provisions pour litiges

La rubrique « Provision pour litiges » inclut notamment une provision pour litige avec les organismes sociaux.

33.3 Provisions pour contrats onéreux

Les provisions pour contrats onéreux intègrent l'évaluation en juste valeur :

- des contrats de vente British Energy pour 130 millions d'euros au 31 décembre 2011 (402 millions d'euros au 31 décembre 2010) ;
- des contrats de vente CENG pour 491 millions d'euros au 31 décembre 2011 (512 millions d'euros au 31 décembre 2010).

33.4 Autres provisions

Les autres provisions incluent notamment les provisions pour quotas d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable à hauteur de 466 millions d'euros au 31 décembre 2011.

34 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France sur biens existants et sur biens à renouveler

Les passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2011	31.12.2010
Contre-valeur des biens	40 307	39 001
Financement concessionnaire non amorti	(19 383)	(18 683)
Droits sur biens existants - valeurs nettes	20 924	20 318
Amortissement financement du concédant	9 923	9 404
Provisions pour renouvellement	10 922	11 439
Droits sur biens à renouveler	20 845	20 843
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France sur biens existants et à renouveler	41 769	41 161

35 Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	31.12.2011	31.12.2010
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	9 358	9 856
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	4 323	2 949
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	13 681	12 805

36 Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2011	31.12.2010
Avances et acomptes reçus	6 696	5 896
Fournisseurs d'immobilisations	2 404	2 167
Dettes fiscales et sociales	7 102	6 881
Produits constatés d'avance	5 935	5 848
Autres dettes	2 752	2 847
Autres créditeurs	24 889	23 639
dont part non courante	4 989	4 965
dont part courante	19 900	18 674

36.1 Avances et acomptes reçus

Les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients mensualisés particuliers et professionnels d'EDF SA pour 5 239 millions d'euros (4 736 millions d'euros au 31 décembre 2010). L'augmentation observée sur l'année s'explique par un nombre croissant de clients ayant opté pour la mensualisation de leur facture et par un effet climat (les facturations d'avances sont basées sur les consommations observées l'exercice précédent, et l'hiver 2010 a été particulièrement rigoureux en France).

36.2 Dettes fiscales et sociales

Au 31 décembre 2011, les dettes fiscales et sociales incluent notamment un montant de 579 millions d'euros au titre de la CSPE d'EDF SA à collecter sur l'énergie livrée non facturée (344 millions d'euros au 31 décembre 2010).

36.3 Produits constatés d'avance

Au 31 décembre 2011, les produits constatés d'avance comprennent chez EDF, les avances partenaires versées dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 2 814 millions d'euros (2 693 millions d'euros en 2010). Ce montant inclut notamment une avance de 513 millions d'euros versée par le groupe Enel dans le cadre du partenariat industriel conclu autour de l'EPR de Flamanville. Cette avance fait l'objet de conditions contractuelles spécifiques qui autorisent Enel – en cas de survenance - à se désengager financièrement et opérationnellement de ce projet, avec pour conséquence l'obligation pour le groupe EDF de procéder à son remboursement.

Les produits constatés d'avance intègrent également l'avance d'un montant initial de 1,7 milliard d'euros versée au groupe EDF en 2010 dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium.

ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

37 Actifs financiers courants et non courants

37.1 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)	31.12.2011			31.12.2010		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	4 482	12	4 494	4 534	13	4 547
Actifs financiers disponibles à la vente	10 413	13 915	24 328	9 748	15 287	25 035
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	3	16	19	2	23	25
Juste valeur positive des dérivés de couverture	914	1 862	2 776	1 401	1 180	2 581
Prêts et créances financières	1 168	8 712	9 880	1 103	8 418	9 521
Actifs financiers courants et non courants ⁽¹⁾	16 980	24 517	41 497	16 788	24 921	41 709

(1) Dont dépréciation pour (1 141) millions d'euros au 31 décembre 2011 (726 millions d'euros au 31 décembre 2010).

37.2 Détail des actifs financiers

37.2.1 Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat

(en millions d'euros)	31.12.2011	31.12.2010
Juste valeur positive des dérivés de transaction	4 478	4 530
Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction	4	5
Actifs financiers à la juste valeur en résultat sur option	12	12
Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat	4 494	4 547

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

37.2.2 Actifs financiers disponibles à la vente

(en millions d'euros)	31.12.2011			31.12.2010		
	Actions ⁽¹⁾	Titres de dettes	Total	Actions ⁽¹⁾	Titres de dettes	Total
Actifs dédiés d'EDF (note 48)	5 801	7 510	13 311	6 820	6 685	13 505
Actifs liquides	2 782	6 242	9 024	4 930	4 355	9 285
Autres titres	1 918	75	1 993	2 172	73	2 245
Actifs financiers disponibles à la vente	10 501	13 827	24 328	13 922	11 113	25 035

(1) Actions ou OPCVM.

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

(en millions d'euros)	31.12.2011		31.12.2010	
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾
Actifs dédiés d'EDF	(448)	(77)	886	(4)
Actifs liquides	27	35	(29)	(40)
Autres titres	(319)	(38)	(39)	(87)
Actifs financiers disponibles à la vente	(740)	(80)	818	(131)

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

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

Les variations brutes de juste valeur sur l'exercice 2011 concernent principalement EDF pour (843) millions d'euros dont :

- (448) millions d'euros au titre des actifs dédiés
- (272) millions d'euros sur les titres Veolia Environnement et (149) millions d'euros sur les titres AREVA au niveau des autres titres.

Sur l'exercice 2011, une baisse de plus de 50% de la juste valeur des titres Veolia Environnement - déterminée sur la base du cours de bourse au 31 décembre 2011 - par rapport au cours historique a été observée et a conduit à la comptabilisation d'une perte de (340) millions d'euros en résultat financier.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres part du Groupe sur 2010 concernent principalement EDF pour 850 millions d'euros dont 886 millions d'euros au titre des actifs dédiés.

Aucune perte de valeur significative n'a été enregistrée sur l'exercice 2010.

37.2.2.1 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, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

Au sein de ce poste, les OPVCM monétaires d'EDF représentent 2 187 millions d'euros au 31 décembre 2011 (4 842 millions d'euros au 31 décembre 2010).

37.2.2.2 Autres titres

Au 31 décembre 2011, les autres titres se composent notamment :

- chez CENG, de 555 millions d'euros d'actifs disponibles à la vente liés au « decommissioning trust funds » (fonds réservés au financement de la déconstruction des centrales) ;
- chez EDF Inc., de titres CEG pour 424 millions d'euros ;
- chez EDF, de titres AREVA pour 164 millions d'euros et Veolia Environnement pour 174 millions d'euros.

37.3 Juste valeur des actifs financiers comptabilisés au coût amorti

(en millions d'euros)	31.12.2011		31.12.2010	
	Juste valeur	Valeur nette comptable	Juste valeur	Valeur nette comptable
Actifs détenus jusqu'à l'échéance	19	19	25	25
Prêts et créances financiers - Actifs à recevoir du NLF	7 209	7 209	6 613	6 613
Autres prêts et créances financiers	2 824	2 671	2 912	2 908
Actifs comptabilisés au coût amorti	10 052	9 899	9 550	9 546

Les prêts et créances intègrent les montants représentatifs des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 7 209 millions d'euros au 31 décembre 2011 (6 613 millions d'euros au 31 décembre 2010), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'elles financent.

37.4 Variation des actifs financiers hors dérivés

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

37.4.1 Au 31 décembre 2011

(en millions d'euros)	31.12.2010	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31.12.2011
Actifs financiers disponibles à la vente	25 035	(320)	(517)	75	55	24 328
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	25	(3)	-	-	(3)	19
Prêts et créances financières	9 521	(380)	-	49	690	9 880

Les autres mouvements relatifs aux prêts et créances financières correspondent à la variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 596 millions d'euros.

37.4.2 Au 31 décembre 2010

(en millions d'euros)	31.12.2009	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31.12.2010
Actifs financiers disponibles à la vente	20 805	6 083	1 018	(2 747)	(124)	25 035
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	524	(13)	-	(487)	1	25
Prêts et créances financières	7 848	(11)	-	1 322	362	9 521

Les autres mouvements relatifs aux prêts et créances financières correspondent à la variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 214 millions d'euros.

38 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)	31.12.2011	31.12.2010
Disponibilités	2 018	1 838
Équivalents de trésorerie ⁽¹⁾	3 502	2 804
Comptes courants financiers	223	187
Trésorerie et équivalents de trésorerie	5 743	4 829

(1) Dont part à la juste valeur pour 3 246 millions d'euros au 31 décembre 2011.

39 Passifs financiers courants et non courants

39.1 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)	31.12.2011			31.12.2010		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	41 989	8 045	50 034	39 993	7 784	47 777
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	3 433	3 433	-	4 002	4 002
Juste valeur négative des dérivés de couverture	699	1 311	2 010	653	980	1 633
Passifs financiers	42 688	12 789	55 477	40 646	12 766	53 412

39.2 Emprunts et dettes financières

39.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts auprès des établissements de crédit			Emprunts liés aux biens reçus en location financement		Intérêts courus	Total
	Emprunts obligataires	Autres dettes financières					
Soldes au 31.12.2009	40 072	6 450	5 892	246	1 208	53 868	
Augmentations	5 736	2 057	971	-	137	8 901	
Diminutions	(1 924)	(2 144)	(841)	(42)	(16)	(4 967)	
Ecart de conversion	646	67	205	-	2	920	
Mouvements de périmètre	(9 489)	(753)	(940)	(13)	(276)	(11 471)	
Autres mouvements	458	(273)	199	182	(40)	526	
Soldes au 31.12.2010	35 499	5 404	5 486	373	1 015	47 777	
Augmentations	1 810	3 275	663	-	81	5 829	
Diminutions	(1 023)	(3 228)	(302)	(16)	(7)	(4 576)	
Ecart de conversion	366	34	145	-	1	546	
Mouvements de périmètre	(11)	(29)	(334)	(4)	-	(378)	
Autres mouvements	883	25	(91)	18	1	836	
Soldes au 31.12.2011	37 524	5 481	5 567	371	1 091	50 034	



Les autres mouvements sur emprunts et dettes financières correspondent à des variations de juste valeur à hauteur de 826 millions d'euros au 31 décembre 2011 (480 millions d'euros au 31 décembre 2010).

EDF a reçu le 17 octobre 2011 les fonds provenant d'une émission obligataire d'une maturité de 30 ans pour un montant de 1,25 milliard de livres sterling, avec un coupon annuel de 5,50%.

Les emprunts et dettes financières des principales entités du Groupe sont les suivants :

(en millions d'euros)	31.12.2011	31.12.2010
EDF et autres filiales liées ⁽¹⁾	35 407	33 656
EDF Energy ⁽²⁾	5 965	5 312
EDF Energies Nouvelles	4 572	4 059
Edison ⁽³⁾	1 861	2 104
Autres entités	2 229	2 646
Total emprunts et dettes financières	50 034	47 777

(1) ERDF, PEI, EDF International, EDF Investissements Groupe

(2) Y compris les holdings

(3) Edison hors TDE

Au 31 décembre 2011, 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 2011, les principaux emprunts du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions d'euros)	Entité	Date d'émission ⁽¹⁾	Echéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	EDF	11/2008	01/2013	2 000	EUR	5,6% ⁽²⁾
Obligataire	EDF	01/2009	01/2014	1 250	USD	5,5%
Euro MTN	EDF	07/2009	07/2014	3 269	EUR	4,5%
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2015	2 000	EUR	5,1% ⁽²⁾
Euro MTN	EDF	10/2001	10/2016	1 100	EUR	5,5%
Euro MTN	EDF	02/2008	02/2018	1 500	EUR	5,0%
Obligataire	EDF	01/2009	01/2019	2 000	USD	6,5%
Obligataire	EDF	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,6%
Euro MTN	EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,4%
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,3%
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,6% ⁽²⁾
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,0%
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,6% ⁽²⁾
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,6%
Euro MTN	EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,1%
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	7,0%
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,5%
Euro MTN	EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,5%
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,1% ⁽²⁾

(1) Date de réception des fonds

(2) Ces emprunts obligataires ont été remboursés partiellement en 2010 et 2011.

39.2.2 Echancier 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
(en millions d'euros)						
A moins d'un an	790	1 207	4 920	37	1 091	8 045
Entre un et cinq ans	12 760	1 964	520	101	-	15 345
A plus de cinq ans	23 974	2 310	127	233	-	26 644
Emprunts et dettes financières au 31.12.2011	37 524	5 481	5 567	371	1 091	50 034

39.2.3 Ventilation des emprunts par devise

	31.12.2011			31.12.2010		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture (1)	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture (1)	Structure de la dette après couverture
(en millions d'euros)						
Emprunts libellés en euro (EUR)	29 479	(3 129)	26 350	28 510	(3 089)	25 421
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	8 890	(2 401)	6 489	9 257	(4 568)	4 689
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	6 822	7 559	14 381	5 081	8 678	13 759
Emprunts libellés dans d'autres devises	4 843	(2 029)	2 814	4 929	(1 021)	3 908
Emprunts	50 034	-	50 034	47 777	-	47 777

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

39.2.4 Ventilation des emprunts par taux avant et après swaps

	31.12.2011			31.12.2010		
	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
(en millions d'euros)						
Emprunts à taux fixe	42 614	(2 630)	39 984	41 150	(49)	41 101
Emprunts à taux variable	7 420	2 630	10 050	6 627	49	6 676
Total des emprunts	50 034	-	50 034	47 777	-	47 777

La répartition des emprunts par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IAS 39.

39.2.5 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit auprès de différentes banques pour un montant global de 10 179 millions d'euros au 31 décembre 2011 (11 085 millions d'euros au 31 décembre 2010).

	31.12.2011				31.12.2010
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
(en millions d'euros)					
Lignes de crédit confirmées	10 179	3 610	6 562	7	11 085

La diminution des lignes de crédit observée en 2011 est liée en partie à EDF Energie Nouvelles du fait de la

substitution de lignes de crédit avec le groupe EDF à des lignes de crédit externes, et à un tirage plus important des lignes de crédit en 2011 d'EDF SA et d'Edison.

39.2.6 Clauses de remboursement anticipé des emprunts

Les emprunts souscrits par EDF Energies Nouvelles auprès de tiers externes dans le cadre de financement de projets prévoient généralement des clauses d'exigibilité anticipée notamment en cas de non respect d'un niveau minimum de couverture du service de la dette de la société de projet au regard de ses revenus, mesuré par un ratio dit « DSCR » (Debt Service Coverage Ratio). La clause d'exigibilité anticipée se déclenche en général lorsque le ratio devient inférieur à 1.

Aucun remboursement anticipé n'est intervenu en 2011 du fait du non respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

39.2.7 Juste valeur des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	31.12.2011		31.12.2010	
	Juste valeur	Valeur nette comptable	Juste valeur	Valeur nette comptable
Emprunts et dettes financières	53 196	50 034	52 868	47 777

39.3 Endettement financier net

L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe. Il 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 et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

Depuis 2010, l'endettement financier net prend en compte les prêts du Groupe à RTE, entité consolidée par mise en équivalence à compter du 31 décembre 2010.

39.3.1 Endettement financier net par nature

(en millions d'euros)	Notes	31.12.2011	31.12.2010
Emprunts et dettes financières	39.2.1	50 034	47 777
Dérivés de couvertures des dettes		(834)	49
Trésorerie et équivalents de trésorerie	38	(5 743)	(4 829)
Actifs liquides ⁽¹⁾	37.2	(9 024)	(9 285)
Prêt à RTE		(1 400)	(1 914)
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés		252	2 591
Endettement financier net		33 285	34 389

(1) Dont actifs financiers disponibles à la vente pour 9 024 millions d'euros au 31 décembre 2011 (9 285 millions d'euros au 31 décembre 2010).

L'endettement financier net des actifs destinés à être cédés en 2011 est attribuable à Edipower (filiale du sous-groupe Edison).

L'endettement financier net des actifs destinés à être cédés en 2010 est attribuable à EnBW.

40 Juste valeur des instruments financiers

Les méthodes de valorisation retenues par niveau sont les suivantes :

(en millions d'euros)	Clôture	Niveau 1 Cours cotés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Modèles internes
Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat	4 494	24	4 180	290
Actifs financiers disponibles à la vente	24 328	5 171	18 628	529
Juste valeur positive des dérivés de couverture	2 776	-	2 776	-
Equivalents de trésorerie – part à la juste valeur	3 246	40	3 206	-
Instruments financiers actifs en juste valeur au bilan	34 844	5 235	28 790	819
Juste valeur négative des dérivés de couverture	2 010	-	2 009	1
Juste valeur négative des dérivés de transaction	3 433	17	3 177	239
Instruments financiers passifs en juste valeur au bilan	5 443	17	5 186	240

Les actifs financiers disponibles à la vente en niveau 3 correspondent principalement aux titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique.

Les équivalents de trésorerie – principalement des titres de créances négociables et des placements à court terme – sont généralement évalués à partir de courbe de taux, donc de données observables sur le marché.

41 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 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, les options de change 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 CO₂ et du combustible fossile 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 » (voir rapport de gestion – chapitre 1.6.2).

Le risque de crédit est associé au risque de défaillance des contreparties à leurs obligations contractuelles. A ce titre, le Groupe est doté d'une politique de gestion du risque de contrepartie qui s'appuie sur les principes

suivants :

- suivi étroit des contreparties du Groupe (point quotidien sur les alertes et prise de mesures particulières de prudence avec certaines contreparties),
- méthodologie d'attribution de limites en exposition pour chaque contrepartie liée aux marchés financiers ou énergies,
- consolidation mensuelle des expositions au risque de contrepartie sur les activités de marchés financiers et énergies et consolidation trimestrielle globale sur l'ensemble des activités,
- mise en place d'une limite en espérance de perte par contrepartie au niveau du Groupe et de chaque entité et contrôle régulier du respect de ces limites. En cas de dépassement, le Comité de Crédit Corporate est sollicité pour décider des mesures correctives à prendre ou accorder une dérogation.

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 26 de la présente annexe.

Dans le cas particulier d'EDF Trading, le risque de crédit est partiellement couvert par des accords bilatéraux d'appels de marge et des lettres de crédit.

La description des différents types des risques financiers et des risques marchés de l'énergie ainsi que le cadre de leur gestion et de leur contrôle par le Groupe sont présentés de manière plus détaillée dans le chapitre 1.6 du rapport de gestion.

Les analyses de sensibilité exigées par la norme IFRS7 sont présentées dans le rapport de gestion :

- Risques de change : chapitre 1.6.1.3 ;
- Risques de taux sur les financements émis et actifs financiers : chapitre 1.6.1.4 ;
- Risques actions sur actifs financiers : chapitre 1.6.1.5.

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 39.2.2 ;
 - Lignes de crédit, annexe aux comptes note 39.2.5 ;
 - Clauses de remboursement anticipé des emprunts : annexe aux comptes note 39.2.6 ;
 - Engagements hors bilan, annexe aux comptes note 44.
- Risques de change :
 - Ventilation des emprunts par taux et devises : annexe aux comptes notes 39.2.3 et 39.2.4.
- Risques actions (rapport de gestion - chapitre 1.6.1.5) :
 - Couverture des engagements nucléaires : annexe aux comptes : notes 44.1.1.4 et 30.1.5 ;
 - Couverture des engagements sociaux : annexe aux comptes notes 32.2.4 et 32.3.3 ;
 - 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 note 30.1.5.1 ;
 - Taux d'actualisation utilisé pour les avantages du personnel : annexe aux comptes notes 32.2.5 et 32.3.4 ;
 - Ventilation des emprunts par taux et devises : annexe aux comptes notes 39.2.3 et 39.2.4.
- Traitement au bilan des risques financiers et des risques marchés :
 - Instruments dérivés et comptabilité de couverture : annexe aux comptes note 42 avec un lien assuré avec le tableau de variations des capitaux propres ;
 - Instruments dérivés non qualifiés de couverture : annexe aux comptes note 43.

42 Instruments dérivés et comptabilité de couverture

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 couverture 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 se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31.12.2011	31.12.2010
Juste valeur positive des dérivés de couverture	37.1	2 776	2 581
Juste valeur négative des dérivés de couverture	39.1	(2 010)	(1 633)
Juste valeur des dérivés de couverture		766	948
Instruments dérivés de couverture de taux	42.4.1	337	(192)
Instruments dérivés de couverture de change	42.4.2	679	797
Contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie	42.4.3	(231)	365
Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	42.5	(19)	(22)

42.1 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 2011, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente un gain de 4 millions d'euros incluse dans le résultat financier (gain de 2 millions d'euros au 31 décembre 2010).

42.2 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 cross currency swaps) ;
- couverture de flux de trésorerie futurs liés aux prévisions d'achat et de ventes d'électricité, de gaz, de charbon : des contrats de futures, forwards et swaps sont conclus à cet effet.

Le groupe EDF couvre également le risque de change associé à ses achats de matières premières et de combustible.

Le montant de l'inefficacité des couvertures de flux de trésorerie enregistré au 31 décembre 2011 est une perte de 9 millions d'euros (perte de 3 millions d'euros au 31 décembre 2010).

42.3 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.

42.4 Impact des dérivés de couverture en capitaux propres

Les variations de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

	31.12.2011			31.12.2010		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité
(en millions d'euros)						
Couverture de taux	(156)	(1)	(9)	(50)	-	6
Couverture de change	254	317	6	934	661	(7)
Couverture d'investissement net à l'étranger ⁽³⁾	(508)	-	-	(911)	514	-
Couverture de matières premières	(1 270)	(693)	-	68	(1 471)	2
Instruments financiers de couverture	(1 680)	(377)	(3)	41	(296)	1

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

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

(3) Les variations brutes de juste valeur sur couverture d'investissement net à l'étranger transférées en résultat en 2010 sont liées à la cession des activités de réseaux au Royaume-Uni.

42.4.1 Dérivés de couverture de taux

Les dérivés de couverture de taux s'analysent comme suit :

	Notionnel au 31.12.2011				Notionnel au 31.12.2010	Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31.12.2011	31.12.2010
(en millions d'euros)							
Achats de CAP	20	70	8	98	98	-	-
Achats d'options	50	70	-	120	170	(1)	(1)
Opérations sur taux d'intérêt	70	140	8	218	268	(1)	(1)
Payeur fixe / receveur variable	803	1 768	1 262	3 833	3 848	(304)	(158)
Payeur variable / receveur fixe	-	1 561	4 430	5 991	3 284	705	(18)
Variable / variable	1	1 499	20	1 520	2 064	16	22
Fixe / fixe	506	4 545	5 090	10 141	10 286	(79)	(37)
Swaps de taux	1 310	9 373	10 802	21 485	19 482	338	(191)
Instruments dérivés de couverture de taux	1 380	9 513	10 810	21 703	19 750	337	(192)

La juste valeur des cross-currency swaps taux / change ne prend en compte que l'effet taux.

Le notionnel des cross currency swaps est intégré d'une part dans cette note et d'autre part dans la note sur les dérivés de couverture de change (note 42.4.2).

42.4.2 Dérivés de couverture de change

Les éléments constitutifs des dérivés de couverture de change sont les suivants :

- Au 31 décembre 2011

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31.12.2011				Notionnel à livrer au 31.12.2011				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31.12.2011
Change à terme	4 704	1 755	-	6 459	4 656	1 744	-	6 400	75
Swaps	7 253	7 861	5 254	20 368	7 232	7 326	5 223	19 781	600
Options	90	-	-	90	93	-	-	93	4
Instruments dérivés de couverture de change	12 047	9 616	5 254	26 917	11 981	9 070	5 223	26 274	679

- Au 31 décembre 2010

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31.12.2010				Notionnel à livrer au 31.12.2010				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31.12.2010
Change à terme	2 453	1 566	23	4 042	2 543	1 560	23	4 126	68
Swaps	13 220	7 762	6 048	27 030	12 450	7 304	5 902	25 656	712
Options	4 877	-	-	4 877	4 845	-	-	4 845	17
Instruments dérivés de couverture de change	20 550	9 328	6 071	35 949	19 838	8 864	5 925	34 627	797

Le notionnel des cross currency swaps qui figure dans cette note est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (note 42.4.1).

42.4.3 Couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières

Concernant les matières premières, les variations de juste valeur s'expliquent principalement par :

(en millions d'euros)	31.12.2011	31.12.2010
Contrats de couverture d'électricité	(489)	(389)
Contrats de couverture gaz	(62)	298
Contrats de couverture de charbon	(591)	118
Contrats de couverture des produits pétroliers	42	72
Contrats de couverture de droits d'émission CO ₂	(170)	(31)
Variations de juste valeur avant impôts	(1 270)	68

Le montant transféré en résultat au titre des contrats de matières premières dénoués pendant l'exercice est constitué majoritairement de :

(en millions d'euros)	31.12.2011	31.12.2010
Contrats de couverture d'électricité	(530)	(826)
Contrats de couverture gaz	90	(115)
Contrats de couverture de charbon	(348)	(424)
Contrats de couverture des produits pétroliers	106	74
Contrats de couverture de droits d'émission CO ₂	(11)	(180)
Variations de juste valeur avant impôts	(693)	(1 471)

Les couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31.12.2011				31.12.2011	31.12.2010	31.12.2010
		Notionnels nets				Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
		< 1 an	de 1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total		
Swaps		1	-	-	1	2	-	-
Forwards/futures		19	(5)	-	14	(195)	9	19
Electricité	Twh	20	(5)	-	15	(193)	9	19
Swaps		92	-	-	92	(9)	-	-
Forwards/futures		571	916	-	1 487	(72)	768	16
Gaz	Millions de therms	663	916	-	1 579	(81)	768	16
Swaps		5 157	1 889	-	7 046	130	31 098	187
Produits pétroliers	Milliers de barils	5 157	1 889	-	7 046	130	31 098	187
Swaps		8	4	-	12	39	12	160
Charbon	Millions de tonnes	8	4	-	12	39	12	160
Forwards/futures		4 704	11 687	-	16 391	(127)	6 467	(24)
CO₂	Milliers de tonnes	4 704	11 687	-	16 391	(127)	6 467	(24)
Autres matières premières						1		7
Contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie						(231)		365

42.5 Couvertures de juste valeur liées aux matières premières

Les couvertures de juste valeur liées aux matières premières s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31.12.2011	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2010
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Gaz (swaps)	Millions de therms	52	1	169	(1)
Charbon et fret	Millions de tonnes	(15)	(20)	(16)	(21)
Contrats de matières premières qualifiés de couverture de juste valeur			(19)		(22)

43 Instruments dérivés non qualifiés de couverture

La juste valeur des dérivés de transaction enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31.12.2011	31.12.2010
Juste valeur positive des dérivés de transaction	37.2	4 478	4 530
Juste valeur négative des dérivés de transaction	39.1	(3 433)	(4 002)
Juste valeur des dérivés de transaction		1 045	528
Instruments dérivés de taux détenus à des fins de transaction	43.1	(42)	15
Instruments dérivés de change détenus à des fins de transaction	43.2	(35)	(62)
Contrats de matières premières non qualifiés de couverture	43.3	1 122	575

43.1 Dérivés de taux détenus à des fins de transaction

Les éléments constitutifs des dérivés de taux (swaps de taux) détenus à des fins de transaction s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notionnel au 31.12.2011				Notionnel au 31.12.2010		Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31.12.2011	31.12.2010	
Payeur fixe / receveur variable	2 311	1 688	563	4 562	6 070	(279)	(219)	
Payeur variable / receveur fixe	1 929	1 611	417	3 957	3 855	242	235	
Variable / variable	-	355	-	355	442	(5)	(1)	
Instruments dérivés de taux détenus à des fins de transaction	4 240	3 654	980	8 874	10 367	(42)	15	

43.2 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 2011

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31.12.2011				Notionnel à livrer au 31.12.2011				Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31.12.2011	31.12.2010
Change à terme	3 177	461	26	3 664	3 165	475	32	3 672	(10)	(27)
Swaps	2 171	144	11	2 326	2 175	144	12	2 331	(25)	(35)
Options	33	-	-	33	37	-	-	37		-
Instruments dérivés de change détenus à des fins de transaction	5 381	605	37	6 023	5 377	619	44	6 040	(35)	

- Au 31 décembre 2010

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31.12.2010				Notionnel à livrer au 31.12.2010				Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31.12.2010	31.12.2009
Change à terme	2 686	551	292	3 529	2 676	553	297	3 526	(27)	(35)
Swaps	3 297	129	96	3 522	3 172	125	95	3 392	(35)	(62)
Instruments dérivés de change détenus à des fins de transaction	5 983	680	388	7 051	5 848	678	392	6 918	(62)	

43.3 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	31.12.2011	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2010
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Swaps		(5)	485	(3)	548
Options		36	31	14	369
Forwards/futures		(14)	663	(22)	(460)
Electricité	TWh	17	1 179	(11)	457
Swaps		6	12	10	(24)
Options		16 022	81	110 858	23
Forwards/futures		591	(263)	(152)	(140)
Gaz	Millions de therms	16 619	(170)	110 716	(141)
Swaps		133	17	(7 431)	(8)
Options		1	-	1 283	-
Forwards/futures		(81)	-	199	8
Produits pétroliers	Milliers de barils	53	17	(5 949)	-
Swaps		(48)	(632)	(48)	(1 135)
Forwards/futures		87	607	83	1 352
Frêt		15	46	15	(41)
Charbon et frêt	Millions de tonnes	54	21	50	176
Swaps		(561)	-	(1 575)	(7)
Options		3 370	(2)	4 270	(2)
Forwards/futures		9 007	115	11 702	81
CO₂	Milliers de tonnes	11 816	113	14 397	72
Swaps			(40)		8
Autres matières premières			(40)		8
Dérivés incorporés de matières			2		3
Contrats de matières premières non qualifiés de couverture			1 122		575

Ils incluent principalement les contrats qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

AUTRES INFORMATIONS

44 Engagements hors bilan

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2011.

Engagements donnés

	Notes	31.12.2011	Échéances à moins d'un an	Échéances de un à cinq ans	Échéances à plus de cinq ans	31.12.2010
<i>(en millions d'euros)</i>						
Engagements d'achats de combustible et d'énergie	44.1.1	39 928	6 700	15 056	18 172	39 596
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	44.1.2	19 791	9 284	8 478	2 029	17 269
Engagements de location simple en tant que preneur	44.1.3	3 075	972	1 442	661	1 791
Engagements liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs	44.1.4	629	522	41	66	2 534
Engagements donnés liés au financement	44.1.5	4 584	953	808	2 823	5 645
Total des obligations contractuelles et engagements donnés		68 007	18 431	25 825	23 751	66 835

Engagements reçus

	Notes	31.12.2011	Échéances à moins d'un an	Échéances de un à cinq ans	Échéances à plus de cinq ans	31.12.2010
<i>(en millions d'euros)</i>						
Engagements reçus liés à l'exploitation	44.2.1	1 871	924	318	629	1 122
Engagements de location simple en tant que bailleur	44.2.3	1 268	263	633	372	1 473
Engagements reçus liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs	44.2.4	18	2	16	-	4 500
Engagements reçus liés au financement	44.2.5	239	88	139	12	689
Total des engagements reçus ⁽¹⁾		3 396	1 277	1 106	1 013	7 784

(1) Hors engagements de livraison d'électricité détaillés en note 44.2.2 et hors ligne de crédit en note 39.2.5.

44.1 Engagements donnés

44.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

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 combustible nucléaire, 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 2011, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2011					31.12.2010
	Total	Échéances				Total
		< 1 an	1 - 5 ans	5 - 10 ans	> 10 ans	
Achats d'électricité	9 467	2 197	2 911	1 283	3 076	8 182
Achats de gaz ⁽¹⁾	10 210	1 631	5 135	2 498	946	10 609
Achats d'autres énergies et de matières premières	1 553	545	904	98	6	2 239
Achats de combustible nucléaire	18 698	2 327	6 106	5 938	4 327	18 566
Engagements d'achats de combustible et d'énergie	39 928	6 700	15 056	9 817	8 355	39 596

(1) Hors Edison (voir note 44.1.1.2).

Les évolutions résultent principalement de la hausse de contrats d'achat d'électricité notamment chez EDF.

44.1.1.1 Achats d'électricité

Les engagements d'achats d'électricité proviennent principalement 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 et d'EDF Energy.

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 cogénérations ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éoliennes, petite hydraulique, photovoltaïque...). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la Contribution au service public de l'électricité (CSPE). Ces obligations d'achat s'élèvent à 33 TWh pour l'exercice 2011 (31 TWh pour l'exercice 2010), dont 12 TWh au titre de la cogénération (13 TWh pour 2010), 12 TWh au titre de l'éolien (9 TWh pour 2010) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (4 TWh pour 2010).

44.1.1.2 Achats de gaz

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par EDF, dans le cadre du développement de son 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. Les contrats déjà opérationnels concernent les importations de Russie, de Libye, d'Algérie, du Qatar et de Norvège pour une fourniture totale de 15,8 milliards de mètres-cube par an.

Par ailleurs, le contrat avec Terminale GNL Adriatico, unité de liquéfaction de gaz mise en service en octobre 2009 et dans laquelle Edison détient une participation de 7,3 %, prévoit les conditions suivantes :

- le droit des co-actionnaires de racheter la participation de 7,3 % d'Edison en cas de rupture du contrat d'approvisionnement avec Rasgas du fait d'Edison à un prix correspondant à la somme des contributions en capital effectuées à la date d'exercice de l'option d'achat ;
- Edison bénéficie d'environ 80 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2034.

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 de vente 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.

44.1.1.3 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.

44.1.1.4 Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins du groupe EDF en combustible et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

44.1.2 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.

Au 31 décembre 2011, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2011			31.12.2010	
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission	566	276	184	106	801
Engagements sur commandes d'exploitation ⁽¹⁾	4 354	2 443	1 481	430	3 992
Engagements sur commandes d'immobilisations	12 083	5 586	5 829	668	9 282
Autres engagements liés à l'exploitation	2 788	979	984	825	3 194
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	19 791	9 284	8 478	2 029	17 269

(1) Hors combustible et énergie

Au 31 décembre 2011, les garanties de bonne exécution, de bonne fin et de soumission concernent principalement les garanties données par EDF Énergies Nouvelles liées aux projets de développement, et Dalkia International.

Les engagements fermes de commandes d'exploitation hors achats de combustible et d'énergie ainsi que les engagements d'achats d'immobilisations corporelles s'élèvent à 16 437 millions d'euros (contre 13 274 millions d'euros au 31 décembre 2010).

Ils concernent essentiellement :

- EDF et ERDF pour 10 519 millions d'euros (8 338 millions d'euros au 31 décembre 2010) ; il s'agit pour 7 682 millions d'euros d'engagements pris lors de la signature de commandes concernant les immobilisations (5 638 millions d'euros au 31 décembre 2010). L'augmentation observée sur l'exercice est principalement liée à de nouveaux contrats d'approvisionnement relatifs à des générateurs de vapeur pour les réacteurs 1 300 MW. Les engagements de commandes d'immobilisations incluent également un montant de 1 282 millions d'euros liés à la construction de la centrale de type EPR sur le site de Flamanville (1 471 millions d'euros en 2010) ;
- EDF Énergies Nouvelles (EEN) pour 2 208 millions d'euros (1 875 millions d'euros au 31 décembre 2010) ;
- EDF Energy pour 1 267 millions d'euros (1 110 millions d'euros au 31 décembre 2010) du fait d'engagements liés à la construction de West Burton - centrale à cycle combiné gaz ;
- Productions Électriques Insulaires (PEI) pour 844 millions d'euros du fait d'engagements liés principalement à la construction de centrales (911 millions d'euros en 2010) ;
- Dunkerque LNG pour 783 millions d'euros liés à la construction du terminal méthanier de Dunkerque.

Les autres engagements donnés liés à l'exploitation concernent notamment EDF SA à hauteur de 728 millions d'euros (665 millions d'euros en 2010) et Edison à hauteur de 683 millions d'euros (766 millions d'euros en 2010).

44.1.3 Engagements de location simple en tant que preneur

Le Groupe est 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 Trading, ERDF et EDF Energies Nouvelles.

La variation de l'exercice résulte essentiellement d'une hausse de l'activité Fret d'EDF Trading.

44.1.4 Engagements liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs

Au 31 décembre 2011, les éléments constitutifs des engagements liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs sont les suivants :

(en millions d'euros)	31.12.2011				31.12.2010
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Engagements d'acquisition de titres	427	421	-	6	2 457
Autres engagements donnés liés aux investissements	202	101	41	60	77
Total des engagements liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs	629	522	41	66	2 534

44.1.4.1 Engagements d'acquisition de titres et d'actifs

L'opération de cession de la participation dans EnBW finalisée le 17 février 2011 se traduit par la disparition de l'engagement hors bilan de 2,3 milliards d'euros dans les comptes du groupe EDF au titre de l'option de vente à EDF de tout ou partie des 25% d'actions EnBW détenues par OEW.

Par ailleurs, suite à l'offre publique simplifiée d'achat ou d'échange sur EDF Energies Nouvelles, les engagements pris par le Groupe vis-à-vis du groupe Mouratoglou décrits en note 42.1.4.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2010 n'existent plus au 31 décembre 2011.

Les engagements résiduels concernent principalement les opérations suivantes :

- **Accord avec Veolia Environnement :**
Veolia Environnement a accordé à EDF une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où un concurrent d'EDF viendrait à prendre le contrôle de Veolia Environnement. De même, EDF a accordé à Veolia Environnement une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où le statut d'EDF serait modifié et où un concurrent de Veolia Environnement, agissant seul ou de concert, viendrait à prendre le contrôle d'EDF. A défaut d'accord entre les parties sur le prix de cession des titres, celui-ci serait fixé à dire d'expert.
- **Engagement consenti à Centrica par EDF Energy**
Centrica est entré dans la société de projet ayant pour objet pour la construction de quatre EPR au Royaume-Uni, à hauteur de 20% du capital, EDF Energy détenant les 80% restants.
Centrica dispose d'une option de vente sur EDF de ses titres détenus. Cette option peut être déclenchée sur des critères liés au budget de pré-développement ou juste avant la décision finale d'investissement du premier EPR.
Au stade actuel du projet, la valeur de cette option ne représente pas un engagement significatif pour le Groupe.
- **Dans le cadre de la création de la société EDF Investissements 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 jusqu'en 2030 la participation de NBI sur la base de la valeur d'actif net de la société, 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.**

44.1.4.2 Autres engagements liés aux investissements

La variation observée sur l'exercice est principalement liée à un engagement pour Dalkia International d'investir dans le réseau de Varsovie dans le cadre de l'acquisition en 2011 de la société Spec.

44.1.5 Engagements donnés liés au financement

Les éléments constitutifs des garanties sur emprunts du Groupe au 31 décembre 2011 sont les suivants :

(en millions d'euros)	31.12.2011				31.12.2010
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Sûretés réelles d'actifs	3 449	241	537	2 671	4 633
Garanties sur emprunts	158	13	26	119	197
Autres engagements liés au financement	977	699	245	33	815
Engagements donnés liés au financement	4 584	953	808	2 823	5 645

Les sûretés réelles et biens affectés en garanties des emprunts comprennent principalement des nantissements ou hypothèques d'actifs corporels et de 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 3 449 millions d'euros au 31 décembre 2011 (4 633 millions d'euros en 2010), soit en diminution de 1 184 millions d'euros.

Cette diminution concerne majoritairement Edison en raison de l'annulation d'un nantissement de 541 millions d'euros donné sur la valeur des sûretés d'Edipower à un pool de banques suite au remboursement de la facilité de paiement, et EDF Energies Nouvelles pour 447 millions d'euros en raison d'une baisse des nantissements sur immobilisations corporelles principalement en Italie.

Les engagements liés au financement ont été donnés principalement par EDF.

44.2 Engagements reçus

44.2.1 Engagements reçus liés à l'exploitation

Les livraisons d'électricité effectuées par EDF aux opérateurs dans le cadre de la loi NOME font l'objet d'une garantie autonome à première demande. Le montant de cette garantie correspond à 1,5 fois le volume mensuel moyen d'électricité de la notification de cession annuelle d'électricité de la CRE valorisé au prix de l'ARENH en vigueur.

La variation de l'exercice résulte également de la signature par Dunkerque LNG d'un contrat de souscription de capacité dans le terminal méthanier de Dunkerque pour un montant total de 515 millions d'euros.

44.2.2 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de la loi NOME (voir note 4.1), la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) a notifié à EDF, le volume global à céder aux fournisseurs au titre de la période de livraison allant du 1^{er} janvier 2012 au 31 décembre 2012, soit 60,7 TWh.

Par ailleurs, 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.

De même, le 22 décembre 2008, la Commission européenne a autorisé l'acquisition par le groupe EDF de British Energy notamment sous la condition de la mise sur le marché des volumes d'électricité compris entre 5 et

10 TWh sur la période 2012-2015. Les accords conclus en mai 2009 entre EDF et Centrica prévoient ainsi la fourniture par EDF à Centrica de 18 TWh supplémentaires d'électricité aux prix du marché sur une période de 5 ans à partir de 2011.

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 pour une première période de 5 ans, de 2008 à 2012, un prix moyen de fourniture en euros courants fixé à 44,6 euros/MWh pour 2011 (42 euros/MWh pour 2010) et qui augmentera pour atteindre 47,2 euros/MWh en 2012. Concernant la deuxième période de dix ans, le prix a été fixé de manière à couvrir les coûts de développement par EDF de l'EPR à Flamanville.

Par ailleurs, les enchères de capacité résultent d'un engagement pris par EDF auprès de la Commission européenne lors de la prise de participation d'EDF dans EnBW. EDF s'est ainsi engagée depuis 2001 à mettre à disposition du marché une partie de ses capacités de production à hauteur de 5,4 GW, soit environ 40TWh/an. Cet engagement a été pris début 2001 afin de favoriser l'accès de concurrents au marché français dans un contexte de marché de gros encore inexistant, pour une durée estimée initialement à cinq ans soit, en principe, jusqu'au 7 février 2006.

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.

Suite au rachat des participations d'EDF International dans EnBW par le Land du Bade Wurtemberg le 17 février 2011, la Commission européenne a été contactée pour mettre fin aux engagements acceptés par EDF en 2001 lors de sa prise de participation dans EnBW. Ceux-ci concernent notamment les dispositions liées aux enchères de capacité dites VPP ou « Virtual Power Plant ». La Commission européenne a fait savoir à EDF le 30 novembre 2011 qu'elle donnait une suite favorable à cette demande. Cette décision met donc un terme définitif aux ventes aux enchères effectuées dans ce cadre à compter de ce jour.

La sortie des engagements ne remet pas en cause les droits acquis lors des précédentes enchères, y compris celle du 30 novembre 2011.

44.2.3 Engagements de location simple en tant que bailleur

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, et sur le contrat de tolling signé en 2009 par EDF Energy sur la centrale de Sutton Bridge.

44.2.4 Engagements reçus liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs

Un versement de 4,5 milliards d'euros a été reçu par le Groupe le 17 février 2011 dans le cadre de la cession de la participation dans EnBW. De ce fait, il n'y a plus d'engagement reçu à ce titre au 31 décembre 2011.

44.2.5 Engagements reçus liés au financement

Les engagements reçus liés au financement concernent principalement Dunkerque LNG et EDF Energies Nouvelles.

45 Passifs éventuels

45.1 Réseau d'Alimentation Général - Décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003

Par arrêt du 15 décembre 2009, le Tribunal de l'Union européenne avait annulé la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003 qualifiant d'aide d'Etat le traitement fiscal des provisions créées pour le renouvellement du Réseau d'Alimentation Général (RAG) dans le cadre de la recapitalisation d'EDF en 1997 et ordonnant la récupération par l'Etat du montant réactualisé de 1 224 millions d'euros (payé par EDF en février 2004). L'Etat avait donc remboursé cette somme à EDF le 30 décembre 2009, puis la Commission a formé en février 2010 un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne. Une audience s'est tenue en juillet 2011, et le 20 octobre 2011, l'Avocat général a rendu ses conclusions tendant à annuler l'arrêt du 15 décembre 2009 et renvoyer l'affaire devant le Tribunal. Ces conclusions ne préjugent cependant pas de la décision finale de la Cour de justice, dont l'arrêt est attendu en principe en 2012.

45.2 Contrôles fiscaux

Au cours des années 2008 et 2009, EDF a fait l'objet d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2004, 2005 et 2006. En fin d'année 2011, l'avis de mise en recouvrement a été adressé à la société. Un des chefs de redressement concerne la déductibilité fiscale de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP) qui, s'agissant d'une problématique liée au statut des IEG, concerne également les sociétés RTE, ERDF et Electricité de Strasbourg. Le Groupe conteste la position de l'administration fiscale concernant la déductibilité de cette provision. En fin d'année 2011, la Commission Nationale des Impôts Directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu un avis favorable à la société sur les principaux chefs de redressement issus du contrôle sur les exercices 2004 à 2006 et a notamment confirmé le caractère déductible de la provision pour rentes AT/MP. En cas d'issue défavorable du contentieux, le risque financier pour le Groupe lié au paiement de l'impôt sur les sociétés pourrait être de l'ordre de 250 millions d'euros.

Au cours de l'année 2010, une nouvelle vérification de comptabilité a été engagée au titre des exercices 2007 et 2008. La société a reçu fin 2011 une proposition de rectification relative à l'exercice 2008.

EDF conteste la majeure partie de ces redressements d'impôt d'environ 900 millions d'euros relatifs à la déductibilité de certains passifs de long terme. La société estime probable ses chances de succès en contentieux et aucune provision n'a été constatée sur ces principaux chefs de redressement.

45.3 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 et sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations qui sont susceptibles de concerner un grand nombre de salariés d'EDF en France, une multiplication de ces litiges pourrait présenter un risque susceptible d'avoir un effet négatif significatif sur les résultats du Groupe.

45.4 ERDF - Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

Les installations photovoltaïques bénéficient de l'obligation d'achat par EDF (ou les ELD) de l'électricité qu'elles produisent. Un cadre réglementaire incitatif a permis d'amorcer le développement de la filière photovoltaïque en France. Face à une croissance très rapide de cette filière, le Gouvernement, après plusieurs arrêts en 2010 baissant les tarifs de rachat de l'électricité photovoltaïque, a décidé, par décret moratoire du 9 décembre 2010, la suspension de la conclusion de nouveaux contrats pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers dont la proposition technique et financière n'a pas été adoptée avant le 2 décembre 2010 devraient faire l'objet d'une nouvelle demande complète de raccordement à l'issue de ce délai, sur la base d'un nouvel arrêté tarifaire. Cet arrêté, pris le 4 mars 2011, a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat de l'électricité photovoltaïque.

La perspective de ces différentes évolutions tarifaires a conduit à un afflux considérable de dossiers de raccordement dans les unités d'ERDF. Malgré les mesures significatives mises en œuvre pour traiter ces dossiers, ERDF n'a pas toujours été en mesure de délivrer les propositions techniques et financières dans un délai permettant aux producteurs de pouvoir bénéficier des tarifs en vigueur avant l'arrêt du 4 mars 2011.

Un arrêt du Conseil d'Etat du 16 novembre 2011 rejetant les recours intentés contre le décret moratoire du 9 décembre 2010 a généré un afflux important d'assignations à l'encontre d'ERDF fin 2011. Ces recours ont été principalement initiés par des producteurs conduits à abandonner leurs projets car leurs conditions d'exploitation étaient moins favorables selon les nouveaux tarifs de rachat de l'électricité. Ceux-ci considèrent que cette situation est imputable à ERDF, la société n'ayant pas émis les propositions techniques et financières pour le raccordement dans un délai qui leur aurait permis de bénéficier des conditions de rachat plus avantageuses.

Même si un certain quantum de provision a été constitué pour faire face à de possibles condamnations des tribunaux, le Groupe considère que sa responsabilité ne saurait être mise en cause.

45.5 Edipower

La procédure suit son cours dans le procès intenté par ACEA (Régie de Rome) devant la cour de Rome à l'encontre de plusieurs parties, incluant notamment 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 de privatisation du 8 novembre 2000. Selon ACEA, ce dépassement constituerait un cas de concurrence déloyale pouvant avoir un impact négatif sur la concurrence sur le marché de l'énergie, 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. En janvier 2007, Endesa Italia s'est jointe à la procédure d'ACEA. L'audience sur le fond prévue en juin 2008 a fait l'objet de reports successifs jusqu'au 24 mars 2011.

En décembre 2010, Endesa Italia, devenue E.ON Italia, et EDF ont signé un accord de désistement par lequel E.ON Italia s'engage à renoncer à l'instance ainsi qu'à toute autre demande à l'encontre d'EDF en relation avec la prise de participation indirecte d'EDF dans Edipower. Le juge a pris acte de cet accord dans une ordonnance rendue le 19 mai 2011 et a renvoyé l'affaire au 13 mars 2013.

45.6 EDF Energies Nouvelles - Silpro

La société Silpro (société Silicium de Provence) a été liquidée judiciairement le 4 août 2009. Le groupe EDF ENR (détenu à 50% par EDF Energies Nouvelles et à 50% par EDF Développement Environnement) avait une participation minoritaire de 30% dans cette société aux côtés du principal actionnaire Sol Holding (filiale du groupe E Concern). En date du 30 mai 2011, le liquidateur a assigné les actionnaires et les dirigeants de Silpro, de façon solidaire, au comblement de l'insuffisance d'actifs (de l'ordre de 100 millions d'euros) résultant de la liquidation de Silpro.

Compte tenu des éléments du dossier et sur la base d'opinions juridiques extérieures, le Groupe n'a pas jugé justifiée la constitution de provision.

46 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

	<u>31.12.2011</u>	<u>31.12.2010</u>
(en millions d'euros)	<u>Total</u>	<u>Total</u>
Actifs détenus en vue de leur vente	701	18 145
Passifs détenus en vue de leur vente	406	12 874

La variation des actifs et passifs détenus en vue de leur vente au 31 décembre 2011 est liée principalement à la finalisation de la cession d'EnBW (17 857 millions d'euros d'actifs et 12 862 millions d'euros de passifs enregistrés au 31 décembre 2010).

Les actifs et passifs détenues en vue de leur vente restant comptabilisés au 31 décembre 2011 correspondent à la participation d'Edison dans Edipower.

47 Contribution des co-entreprises

La part des co-entreprises figurant aux bilans et comptes de résultat consolidés s'analyse comme suit :

- Au 31 décembre 2011

(en millions d'euros)	Pourcentage d'intégration	Actif courant	Actif non courant	Passif courant	Passif non courant	Chiffre d'affaires	Excédent brut d'exploitation
Edison	48,96%	2 106	5 002	1 744	2 176	6 068	480
CENG	49,99%	424	4 849	106	1 739	542	194
Autres		3 231	6 652	3 028	774	3 195	456
Total		5 761	16 503	4 878	4 689	9 805	1 130

- Au 31 décembre 2010 ⁽¹⁾

(en millions d'euros)	Pourcentage d'intégration	Actif courant	Actif non courant	Passif courant	Passif non courant	Chiffre d'affaires	Excédent brut d'exploitation
Edison	48,96%	1 921	6 713	2 055	2 159	5 175	693
CENG	49,99%	453	5 215	286	1 611	597	236
Autres		2 103	6 101	2 074	1 354	2 990	486
Total		4 477	18 029	4 415	5 124	8 762	1 415

(1) En application d'IFRS 5, les données relatives à EnBW ne sont pas intégrées à ce niveau.

La rubrique « Autres » comprend essentiellement Dalkia et EDF Investissements Groupe.

48 Actifs dédiés d'EDF

48.1 Réglementation

La Loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs (combustible usé et provenant du démantèlement). Ces textes régissent le mode de constitution de ces actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

L'objectif initial visé par ces textes était de constituer et de maintenir dès le 29 juin 2011 la totalité de la couverture du coût actualisé des obligations nucléaires de long terme. La loi NOME votée en 2010 a instauré un report de 5 ans de l'échéance de constitution des actifs dédiés.

Le décret du 29 décembre 2010 a rendu les actions de RTE éligibles aux actifs dédiés sous certaines conditions et après autorisation administrative. Les conditions réglementaires étant remplies et après accord de l'autorité administrative, l'affectation aux actifs dédiés de 50% de la participation d'EDF dans RTE a été réalisée le 31 décembre 2010.

48.2 Composition et évaluation des actifs dédiés

Les actifs dédiés d'EDF sont constitués de placements diversifiés obligataires et d'actions, et depuis le 31 décembre 2010, de 50% des titres RTE. Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

48.2.1 Placements diversifiés obligataires et actions

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. L'autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de Sicav ou FCP ouverts, soit historiquement et en nombre limité de FCP réservés constitués pour l'entreprise et à son usage exclusif, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

Ces actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des marchés actions et ceux des marchés de taux - ainsi qu'entre les secteurs géographiques - a conduit à définir un indicateur global de référence composite et d'autre part, le maintien de cette politique d'investissement à long terme.

Il en résulte sur le plan comptable une logique d'appréciation du portefeuille dans sa globalité, en faisant masse des fonds qui le composent, sur la base des flux de trésorerie générés par le portefeuille considéré comme un groupe d'actifs financiers. La cohérence est ainsi assurée avec les spécificités du portefeuille d'actifs dédiés, en particulier l'adossement légal au passif et l'horizon éloigné de décaissements significatifs - la première échéance notable n'arrivant qu'en 2021 pour se poursuivre jusqu'en 2117 pour le parc actuel en exploitation.

En date de clôture, ces actifs dédiés sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des actifs financiers disponibles à la vente et le Groupe a tenu compte des caractéristiques financières spécifiques de ce portefeuille d'actifs dédiés pour exercer son jugement et déterminer si des indicateurs de dépréciation adaptés à la structure même de ce portefeuille, devaient être pris en considération.

Compte-tenu de ces éléments, l'entreprise retient une durée de cinq ans comme critère de durée conduisant à constater une perte prolongée par rapport à la valeur historique. Cette durée correspond à la fourchette basse des estimations statistiques relatives aux marchés boursiers. Par ailleurs, et à partir des observations statistiques du modèle de gestion actif / passif utilisé sur ce portefeuille, l'entreprise juge que le caractère important de la perte de valeur des actifs dédiés s'apprécie à partir d'une perte de 40 % par rapport à la valeur historique du portefeuille.

Parallèlement à ces critères généraux de dépréciation, l'entreprise, dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, exerce son jugement au travers de règles de gestion pérennes, précises et supervisées par ses organes de gouvernance (limites de ratios d'emprise, analyses de volatilité et appréciation de la qualité individuelle des gérants de fonds).

48.2.2 Titres RTE

L'affectation des titres RTE a permis au Groupe de diversifier son portefeuille d'actifs dédiés et d'en réduire la volatilité : les actifs d'infrastructure tel que RTE présentent en effet une rentabilité prévisible et faiblement corrélée aux autres catégories d'actifs financiers comme les actions et les obligations.

La valeur des titres RTE affectée aux actifs dédiés est de 2 368 millions d'euros au 31 décembre 2011 (2 324 millions d'euros au 31 décembre 2010). Cette valeur correspond à la valeur nette consolidée de 50% de la participation du Groupe dans RTE, présentée au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées.

48.3 Valorisation du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF et coût actualisé des obligations nucléaires de long terme associées

Les actifs dédiés figurent dans les comptes consolidés d'EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	Présentation au bilan	31.12.2011	31.12.2010
Actions		5 801	6 819
Titres de dettes et portefeuille trésorerie		7 510	6 686
Actifs dédiés – actions et titres de dettes	Actifs financiers disponibles à la vente	13 311	13 505
Dérivés de couverture de change / actions	Juste valeur des dérivés de couverture	(22)	(12)
Autres éléments		2	(2)
Placements diversifiés obligataires et actions		13 291	13 491
RTE (50% de la participation détenue par le Groupe)	Participations dans les entreprises associées	2 368	2 324
Total actifs dédiés		15 659	15 815

48.4 Evolutions du portefeuille d'actifs dédiés sur l'exercice 2011

La dotation de trésorerie pour l'exercice 2011 au portefeuille d'actifs dédiés s'établit à 315 millions d'euros (1 343 millions d'euros sur l'exercice 2010). Compte tenu des conditions du marché, les dotations ont été suspendues depuis le mois d'octobre 2011. Du fait d'un contexte de tension des marchés sur les dettes souveraines européennes, le Groupe a maintenu en 2011 sa politique d'investissement prudente sur ces instruments financiers avec pour conséquence, à la clôture de l'exercice, une exposition limitée sur l'Italie et négligeable sur certains pays durement touchés de la zone Euro (Grèce, Portugal, Irlande et Espagne).

Des retraits pour un montant de 378 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir (362 millions d'euros en 2010).

L'appréciation par le Groupe de la valeur du portefeuille d'actifs dédiés n'a pas conduit le Groupe à comptabiliser de perte de valeur en 2011.

Sur l'année 2011, des plus-values nettes de cession ont été comptabilisées pour 76 millions d'euros.

Au 31 décembre 2011, la différence entre la juste valeur et le prix de revient des placements diversifiés obligataires et actions comptabilisée en capitaux propres est positive de 219 millions d'euros avant impôt (744 millions d'euros au 31 décembre 2010).

48.5 Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme

Les obligations nucléaires de long terme en France visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, figurent dans les comptes consolidés d'EDF pour les montants suivants.

(en millions d'euros)	31.12.2011	31.12.2010
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	6 722	6 508
Provision pour déconstruction des centrales nucléaires	11 366	11 031
Provision pour dernier cœur – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	389	371
Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme à couvrir	18 477	17 910

49 Parties liées

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Sociétés consolidées par intégration proportionnelle		Entreprises associées		Etat ou participations de l'Etat		Total Groupe	
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
Chiffres d'affaires	5	10	3 437	100	880	1 173	4 322	1 283
Achats énergie	183	98	666	536	1 691	1 822	2 540	2 456
Achats externes	-	-	134	35	880	985	1 014	1 020
Actifs financiers	41	40	-	-	262	235	303	275
Autres actifs	236	67	1 242	1 463	535	541	2 013	2 071
Passifs financiers	136	134	1 400	1 914	1	-	1 537	2 048
Autres passifs	224	130	794	852	821	1 483	1 839	2 465

49.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation

Les transactions avec RTE (entreprise associée depuis le 31 décembre 2010) sont présentées en note 24.1.

Les autres transactions avec les sociétés en intégration proportionnelle et les entreprises associées sont constituées de ventes et d'achats d'énergie.

49.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État

49.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 84,4 % du capital d'EDF au 31 décembre 2011. 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, le groupe EDF est soumis 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.

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. Il accorde notamment les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production et intervient dans la fixation des tarifs de vente aux clients restés au tarif réglementé, des tarifs de transport et de distribution mais également dans la détermination du prix de l'ARENH – conformément à la loi NOME – ainsi que du montant de la Contribution aux charges de Service Public de l'Electricité.

49.2.2 Relations avec GDF Suez

Depuis les filialisations des activités de gestionnaires de réseaux de distribution, par la création de ERDF, filiale de EDF, au 1^{er} janvier 2007 pour la distribution d'électricité, et de GRDF, filiale de GDF Suez, au 1^{er} janvier 2008, pour la distribution de gaz, la convention définissant les relations entre ERDF et GRDF, 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 constituent 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.

49.2.3 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.

Les transactions auprès d'AREVA portent sur l'achat d'uranium, l'enrichissement d'uranium, l'achat de combustible nucléaire, les opérations de maintenance de centrales et l'achat d'équipement ainsi que les prestations de transport, l'entreposage, le traitement et le recyclage du combustible usé.

EDF et AREVA ont signé le 19 décembre 2008 un accord cadre portant sur les contrats de gestion du combustible usé pour la période post 2007. En application de cet accord, EDF et AREVA ont signé le 12 juillet 2010 deux contrats : « l'Accord Traitement - Recyclage EDF-AREVA NC » et le « Protocole transactionnel relatif à la reprise et au conditionnement des déchets d'EDF, aux opérations de mise à l'arrêt définitif et démantèlement de l'usine AREVA NC de La Hague ».

Dans le cadre de ces accords, EDF a versé à AREVA le 23 juin 2011 le solde de la soulte due au titre de la reprise et du conditionnement des déchets d'EDF, de la mise à l'arrêt définitif et du démantèlement des installations de La Hague, soit 794 millions d'euros TTC. Ainsi, les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2011 ne présentent plus de passif au titre de cette obligation.

Par ailleurs, le Groupe détient des titres AREVA qui font l'objet d'une mention en note 37.2.2.2.

49.3 Rémunération des organes d'administration et de direction

Les principaux dirigeants du Groupe sont : le Président du Conseil d'administration, les membres du Comité Exécutif (Comex) à compter du 4 février 2010 ou, le cas échéant, à compter de leur date de nomination si celle-ci est intervenue depuis, et les membres externes du Conseil d'administration.

La rémunération attribuée à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 11,3 millions d'euros (9,0 millions d'euros en 2010). Cette rémunération recouvre les avantages court terme (salaires, part variable, intéressement et avantages en nature), les avantages postérieurs à l'emploi liés au statut des IEG pour les dirigeants qui en bénéficient, ainsi que les charges patronales correspondantes et les jetons de présence. La variation observée sur l'exercice 2011 s'explique notamment par le fait que certaines nominations au Comité Exécutif sont intervenues en cours d'exercice 2010 et que les rémunérations associées n'étaient pas prises en compte en année pleine dans les données de l'exercice précédent.

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 autres que celles qui pourraient être éventuellement prévues dans le cadre de négociations contractuelles.

50 Environnement

50.1 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 entités concernées par l'application de cette Directive sont : EDF, EDF Energy, Edison, Fenice, Dalkia International et Dalkia Investissement, Bert, Kogeneracja, Zielona Gora, EC Krakow, Ersa, EC Wybrzeze, EDF Luminus et ESTAG.

En 2011, le Groupe a restitué 71 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2010. En 2010, le Groupe avait restitué 89 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2009.

Pour l'année 2011, le volume total des quotas alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 59 millions de tonnes. Pour l'année 2010, le volume total des quotas alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élevait à 62 millions de tonnes.

Au 31 décembre 2011, le volume des émissions s'élève à 59 millions de tonnes. La provision qui résulte des excédents d'émissions par rapport à ces quotas s'élève à 149 millions d'euros et couvre l'insuffisance de quotas au 31 décembre 2011 (319 millions d'euros au 31 décembre 2010).

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 192 millions d'euros au 31 décembre 2011 (182 millions d'euros au 31 décembre 2010).

50.2 Certificats d'économie 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'énergie. 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 à des obligations d'économies d'énergie dont elles se libèrent en réalisant directement ou indirectement des économies d'énergie ou en acquérant des certificats d'économies d'énergie. A l'issue de la période considérée, les sociétés concernées justifient de l'accomplissement de leurs obligations en restituant des certificats. A défaut, une pénalité libératoire est acquittée au Trésor.

La deuxième période qui s'est ouverte le 1^{er} janvier 2011 et se termine le 31 décembre 2013 se caractérise par l'arrivée de nouveaux obligés (les distributeurs de carburants) et par le renforcement des exigences pour l'obtention des certificats d'économies d'énergie. EDF s'est mis en capacité de réaliser son obligation grâce à des offres d'efficacité énergétique portant sur chacun des segments de marché : particuliers, entreprises, collectivités territoriales et bailleurs sociaux.

L'obligation pour EDF sera calculée a posteriori à partir des ventes d'électricité et de gaz aux ménages et aux entreprises du secteur tertiaire sur la période 2010-2012. Les volumes de CEE obtenus entre les deux périodes contribueront à l'atteinte des objectifs de la deuxième période.

50.3 Certificats d'énergie renouvelable

Au Royaume-Uni, en Pologne, en Belgique 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 obligation 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.

En 2011, l'Italie, la Belgique et le Royaume-Uni présentent un solde déficitaire. Une provision de 317 millions d'euros a donc été comptabilisée à ce titre.

51 Evénements postérieurs à la clôture

51.1 Emission d'un emprunt obligataire

EDF a reçu le 18 janvier 2012 les fonds provenant d'une émission obligataire d'une maturité de 10 ans libellée en euros, pour un montant de 2 milliards d'euros avec un coupon annuel de 3,875 %.

51.2 Offre pour la reprise de Photowatt

Le groupe EDF, via sa filiale EDF Energies Nouvelles Réparties (EDF ENR), a déposé le 10 février 2012 une offre pour la reprise des activités de Photowatt, l'unique fabricant français de cellules photovoltaïques à base de silicium, qui a été placé en redressement judiciaire en novembre 2011.

Photowatt détient 40 % de PV Alliance, société de recherche et développement dans le domaine des technologies photovoltaïques, au sein de laquelle EDF ENR possède déjà une participation de 40 % aux côtés du CEA (20 %).

L'offre d'EDF ENR sera notamment conditionnée à la reprise de 100% de PV Alliance et à l'obtention d'une licence d'exclusivité mondiale sur la technologie hétérojonction, appelée à remplacer la technologie actuelle dans les années à venir.

L'offre sera soumise aux autorisations requises pour ce type d'opération (gouvernance, concurrence ...).

51.3 Renforcement du partenariat à long terme dans l'uranium naturel avec AREVA

Le 10 février 2012, EDF et AREVA se sont mis d'accord sur les principes d'un partenariat long terme pour la fourniture d'uranium naturel sur la période 2014-2030, au bénéfice de la sécurité d'approvisionnement et de la compétitivité du parc nucléaire français.

Portant sur un volume global pouvant atteindre plus de 20 000 tonnes, les principes convenus prévoient le prolongement du contrat d'approvisionnement à partir des mines d'AREVA existantes, et ouvrent la perspective à une participation d'EDF au financement du développement d'un nouveau projet minier, en contrepartie d'une part de sa production future. Ces principes seront déclinés en une série d'accords qui seront soumis à l'approbation des organes de gouvernance des deux Groupes.

Ce nouveau partenariat industriel et financier conforte AREVA comme partenaire de référence d'EDF pour son approvisionnement en uranium naturel dont il fournit près de 40% des besoins annuels.

52 Périmètre de consolidation

Le périmètre de consolidation se présente comme suit :

NOM DE L'ENTITE	PAYS	Méthode de consolidation au 31.12.2011	Quote-part d'intérêt dans le capital au 31.12.2011	Quote-part d'intérêt dans le capital au 31.12.2010	Activité
France					
Electricité de France		Société mère	100	100	P, D, A
RTE		ME	100	100	T
Electricité Réseau Distribution France (ERDF)		IG	100	100	D
Groupe PEI		IG	100	100	P
Royaume-Uni					
EDF Energy		IG	100	100	P, A
EDF Energy UK Ltd		IG	100	100	A
EDF Development Company Ltd		IG	100	100	A
Allemagne					
EnBW				46,07	P, D, A, T
Italie					
Edison		IP	48,96	48,96	P, D, A
Transalpina Di Energia (TDE)		IP	50	50	A
MNTC		IG	100	100	A
Wagram 4		IG	100	100	A
Fenice		IG	100	100	P
Autre International					
EDF International	France	IG	100	100	A
Etag	Autriche	IP	25	25	P, A
EDF Belgium	Belgique	IG	100	100	P
Segebel	Belgique	-	-	100	A
EDF Luminus	Belgique	IG	63,53	63,50	P
Ute Norte Fluminense	Brésil	IG	90	90	P
Ute Paracambi	Brésil	IG	100	100	P
Figlec	Chine	IG	100	100	P
Shandong Zhonghua Power Company	Chine	ME	19,60	19,60	P
San Men Xia	Chine	ME	35	35	P
Taishan Nuclear Power JV Co	Chine	ME	30	30	P
EDF Inc	Etats-Unis	IG	100	100	A
UniStar Nuclear Energy Inc	Etats-Unis	IG	100	100	P
Constellation Energy Nuclear Group (CENG)	Etats-Unis	IP	49,99	49,99	P
Bert	Hongrie	IG	95,57	95,57	P
EDF Demasz	Hongrie	IG	100	100	P, D, A
Sviluppo Nucleare Italia	Italie	-	-	50	A
Nam Theun Power Company	Laos	ME	40	40	P
SLOE Centrale Holding BV	Pays-Bas	IP	50	50	P
EC Krakow	Pologne	IG	94,31	94,31	P
EC Wybrzeze	Pologne	IG	99,75	99,75	P
EDF Polska	Pologne	IG	75	86,52	A
ERSA (Rybnik)	Pologne	IG	64,85	79,79	P
Kogeneracja	Pologne	IP	33,40	40,58	P, D
Zielona Gora	Pologne	IP	32,87	39,93	P, D
SSE	Slovaquie	IP	49	49	D
EDF Alpes Investissements	Suisse	IG	100	100	A
ALPIQ	Suisse	ME	25	26,06	P, D, A, T
Meco	Vietnam	IG	56,25	56,25	P

Méthode de consolidation : IG = intégration globale, IP = intégration proportionnelle, ME = mise en équivalence.

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres

NOM DE L'ENTITE	PAYS	Méthode de consolidation au 31.12.2011	Quote-part d'intérêt dans le capital au 31.12.2011	Quote-part d'intérêt dans le capital au 31.12.2010	Activité
Autres Activités					
Dalkia Holding	France	ME	34	34	A
Edenkia	France	-	-	50	A
Dalkia International	France	IP	50	50	A
Dalkia Investissement	France	IP	67	67	A
Richemont	France	IG	100	100	P
EDF Développement Environnement SA	France	IG	100	100	A
Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels (SOCODEI)	France	IG	100	100	A
Cofiva	France	IG	100	100	A
Sofinel	France	IG	55	55	A
Electricité de Strasbourg	France	IG	88,82	88,82	D
TIRU SA - Traitement Industriel des Résidus Urbains	France	IG	51	51	A
Dunkerque LNG	France	IG	65	100	A
EDF Energies Nouvelles (EDF EN)	France	IG	100	50	P,A
Immobilière Wagram Etoile	France	IG	100	100	A
La Gérance Générale Foncière	France	IG	100	100	A
Immobilière PB6	France	IP	50	50	A
AEW IMCOM 6	France	IP	50		A
Société Foncière Immobilière et de Location (SOFILO)	France	IG	100	100	A
Protertia	France	IG	100	100	A
EDF Optimal Solutions	France	IG	100	100	A
Société C2	France	IG	100	100	A
Société C3	France	IG	100	100	A
EDF Holding SAS	France	IG	100	100	A
Domofinance	France	ME	45	45	A
Fahrenheit	France	IG	100	100	A
EDF Trading	Royaume-Uni	IG	100	100	A
EDF Production UK Ltd	Royaume-Uni	IG	100	100	A
DIN UK	Royaume-Uni	IG	100	100	A
Wagram Insurance Company	Irlande	IG	100	100	A
Océane Ré	Luxembourg	IG	99,98	99,98	A
EDF Investissements Groupe	Belgique	IP	93,32	93,32	A
EDF Gas Deutschland	Allemagne	IG	100	100	A
FSG	Allemagne	IP	50	50	A

Méthode de consolidation : IG = intégration globale, IP = intégration proportionnelle, ME = mise en équivalence.

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres

Au 31 décembre 2011, le pourcentage de droits de vote, déterminant pour le contrôle, diffère du pourcentage d'intérêt du Groupe pour les entités suivantes :

NOM DE L'ENTITE	Quote-part d'intérêt dans le capital au 31.12.2011	Quote-part de droits de vote détenus au 31.12.2011
Edison	48,96	50
ERSA (Rybnik)	64,85	64,90
Dalkia International	50	24,14
Dalkia Investissement	67	50
Sofinel	55	54,98
EDF Investissements Groupe	93,32	50