

**COMPTES CONSOLIDÉS
AU 31 DÉCEMBRE 2018**

Compte de résultat consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2018	2017 retraité ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	7	68 976	64 892
Achats de combustible et d'énergie	8	(33 012)	(32 901)
Autres consommations externes	9	(9 364)	(8 739)
Charges de personnel	10	(13 690)	(12 456)
Impôts et taxes	11	(3 697)	(3 541)
Autres produits et charges opérationnels	12	6 052	6 487
Excédent brut d'exploitation		15 265	13 742
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de <i>trading</i>		(224)	(355)
Dotations aux amortissements		(9 006)	(8 537)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(50)	(58)
(Pertes de valeur)/reprises	13	(598)	(518)
Autres produits et charges d'exploitation	14	(105)	1 363
Résultat d'exploitation		5 282	5 637
Coût de l'endettement financier brut	15.1	(1 716)	(1 778)
Effet de l'actualisation	15.2	(3 486)	(2 959)
Autres produits et charges financiers	15.3	393	2 501
Résultat financier	15	(4 809)	(2 236)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		473	3 401
Impôts sur les résultats	16	149	(147)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	23	569	35
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		1 191	3 289
Dont résultat net – part du Groupe		1 177	3 173
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		14	116
Résultat net part du Groupe par action en euros :	17		
Résultat par action		0,20	0,98
Résultat dilué par action		0,20	0,98

(1) Les comptes consolidés de l'exercice 2017 ont été retraités de la norme IFRS 15 (voir note 2.1). S'agissant d'IFRS 9, applicable à compter du 1^{er} janvier 2018, les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme.

État du résultat global consolidé

	2018			2017		
	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
Résultat net consolidé	1 177	14	1 191	3 173	116	3 289
Juste valeur des instruments de couverture – variation brute ⁽¹⁾	34	(19)	15	1 513	4	1 517
Juste valeur des instruments de couverture – effets d'impôt	(89)	-	(89)	(361)	(2)	(363)
Juste valeur des instruments de couverture – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(7)	-	(7)	6	-	6
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	(62)	(19)	(81)	1 158	2	1 160
Écarts de conversion des entités contrôlées	(38)	(79)	(117)	(970)	(169)	(1 139)
Écarts de conversion des entreprises associées et des coentreprises	117	-	117	(531)	-	(531)
Écarts de conversion	79	(79)	-	(1 501)	(169)	(1 670)
Juste valeur des titres de dettes – variation brute ^{(1) (2)}	(115)	-	(115)	-	-	-
Juste valeur des titres de dettes – effets d'impôt	42	-	42	-	-	-
Juste valeur des titres de dettes – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(1)	-	(1)	-	-	-
Juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente – variation brute ⁽¹⁾	-	-	-	107	-	107
Juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente – effets d'impôt	-	-	-	(61)	-	(61)
Juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	-	-	-	77	-	77
Variation de juste valeur des titres de dette et actifs financiers disponibles à la vente	(74)	-	(74)	123	-	123
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat	(57)	(98)	(155)	(220)	(167)	(387)
Juste valeur des titres de capitaux propres – variation brute ⁽²⁾	(37)	-	(37)	-	-	-
Juste valeur des titres de capitaux propres – effets d'impôt	-	-	-	-	-	-
Juste valeur des titres de capitaux propres – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	-	-	-	-	-	-
Variation de juste valeur des titres de capitaux propres	(37)	-	(37)	-	-	-
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – variation brute ⁽³⁾	3 141	11	3 152	1 061	60	1 121
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – effets d'impôt	(309)	(1)	(310)	(337)	(12)	(349)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	69	-	69	16	-	16
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	2 901	10	2 911	740	48	788
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat	2 864	10	2 874	740	48	788
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	2 807	(88)	2 719	520	(119)	401
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ	3 984	(74)	3 910	3 693	(3)	3 690

(1) Les variations brutes de juste valeur transférées en résultat relatives aux titres de dettes et de capitaux propres et aux instruments financiers de couverture sont présentées respectivement en notes 36.2 et 41.4.

(2) Conformément aux dispositions transitoires d'IFRS 9, les chiffres comparatifs n'ont pas été retraités. Voir note 2.2 pour plus de détail sur les modalités de transition.

(3) Les variations brutes des écarts actuariels sont présentées en note 31.1.2.

Bilan consolidé

ACTIF

(en millions d'euros)

	Notes	31/12/2018	31/12/2017 retraité ⁽¹⁾
Goodwill	18	10 195	10 036
Autres actifs incorporels	19	9 918	8 896
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	20	56 515	54 739
Immobilisations en concessions des autres activités	21	7 339	7 607
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	22	78 252	75 622
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	23	8 287	7 249
Actifs financiers non courants	36	37 104	36 787
Autres débiteurs non courants	26	1 796	2 168
Impôts différés actifs	16.3	978	1 220
Actif non courant		210 384	204 324
Stocks	24	14 227	14 138
Clients et comptes rattachés	25	15 910	16 843
Actifs financiers courants	36	31 143	24 953
Actifs d'impôts courants		869	673
Autres débiteurs courants	26	7 346	7 219
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	3 290	3 692
Actif courant		72 785	67 518
Actifs détenus en vue de leur vente	43	-	-
TOTAL DE L'ACTIF		283 169	271 842

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)

	Notes	31/12/2018	31/12/2017 retraité ⁽¹⁾
Capital	27	1 505	1 464
Réserves et résultats consolidés		42 964	39 893
Capitaux propres – part du Groupe		44 469	41 357
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	27.5	8 177	7 341
Total des capitaux propres	27	52 646	48 698
Provisions liées à la production nucléaire – Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	28	49 204	46 410
Autres provisions pour déconstruction	28	2 033	1 977
Provisions pour avantages du personnel	31	17 627	20 630
Autres provisions	28	2 908	2 356
Provisions non courantes	28	71 772	71 373
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	33	46 924	46 323
Passifs financiers non courants	38	52 129	51 365
Autres créditeurs non courants	35	4 896	4 864
Impôts différés passifs	16.3	1 987	2 362
Passif non courant		177 708	176 287
Provisions courantes	28	6 010	5 484
Fournisseurs et comptes rattachés	34	13 421	13 994
Passifs financiers courants	38	17 167	11 142
Dettes d'impôts courants		205	187
Autres créditeurs courants	35	16 012	16 050
Passif courant		52 815	46 857
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	43	-	-
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		283 169	271 842

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées de la norme IFRS 15 (voir note 2.1.3.2).

Tableau de flux de trésorerie consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2018	2017
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		473	3 401
Pertes de valeur / (reprises)		598	518
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		13 180	9 980
Produits et charges financiers		729	764
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		387	243
Plus ou moins-values de cession		(1 014)	(2 739)
Variation du besoin en fonds de roulement	44.1	462	1 476
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		14 815	13 643
Frais financiers nets décaissés		(1 062)	(1 209)
Impôts sur le résultat payés		(389)	(771)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		13 364	11 663
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(484)	(2 463)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée ⁽¹⁾		1 261	2 472
Investissements incorporels et corporels	44.2	(16 186)	(14 747)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		611	1 140
Variations d'actifs financiers		(2 367)	1 885
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(17 165)	(11 713)
Opérations de financement :			
Augmentation de capital EDF		-	4 005
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽²⁾		1 548	481
Dividendes versés par EDF	27.3	(511)	(109)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(183)	(183)
Achats/ventes d'actions propres		(3)	(6)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		851	4 188
Émissions d'emprunts		5 711	2 901
Remboursements d'emprunts		(2 844)	(6 304)
Emissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	3.5	1 243	-
Rachats de titres subordonnés à durée indéterminée	3.6	(1 329)	-
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	27.4	(584)	(565)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		131	144
Subventions d'investissement reçues		351	348
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		2 679	(3 476)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		3 530	712
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(271)	662
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE			
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(271)	662
Incidence des variations de change		(95)	(13)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		13	21
Incidence des reclassements		(49)	129
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLOTURE	37	3 290	3 692

(1) Incluant en 2018, la cession de la société Dunkerque LNG (voir note 3.3) pour un montant de 966 millions d'euros.

Incluant en 2017, la cession partielle de CTE pour un montant de 1 282 millions d'euros (voir note 3.11.3).

(2) Apports par augmentations de capital, ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires ou cessions d'intérêts dans des sociétés contrôlées. Comprend en 2018, un montant de 797 millions d'euros relatif à la cession de 49 % des titres de parcs éoliens d'EDF Renewables (voir note 3.8.2) et un montant de 743 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co. (501 millions d'euros au 31 décembre 2017).

Variation des capitaux propres consolidés

La variation des capitaux propres du 1^{er} janvier au 31 décembre 2018 se présente comme suit :

	Capital	Actions propres	Écarts de conversion (¹)	Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable) (²)	Autres réserves consolidées et résultat (³)	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
<i>(en millions d'euros)</i>								
Capitaux propres publiés au 31/12/2016	1 055	(29)	1 637	(1 587)	33 362	34 438	6 924	41 362
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	(1 501)	1 281	740	520	(119)	401
Résultat net	-	-	-	-	3 173	3 173	116	3 289
Résultat global consolidé			(1 501)	1 281	3 913	3 693	(3)	3 690
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	(565)	(565)	-	(565)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 532)	(1 532)	(183)	(1 715)
Achats/ventes d'actions propres	-	(11)	-	-	-	(11)	-	(11)
Augmentation de capital d'EDF (⁴)	409	-	-	-	5 018	5 427	-	5 427
Autres variations (⁵)	-	-	-	-	(93)	(93)	603	510
Capitaux propres publiés au 31/12/2017	1 464	(40)	136	(306)	40 103	41 357	7 341	48 698
Retraitements IFRS 9 (voir note 2.2.2.5)	-	-	-	(1 414)	1 414	-	-	-
Capitaux propres retraités au 01/01/2018	1 464	(40)	136	(1 720)	41 517	41 357	7 341	48 698
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	79	(136)	2 864	2 807	(88)	2 719
Résultat net	-	-	-	-	1 177	1 177	14	1 191
Résultat global consolidé	-	-	79	(136)	4 041	3 984	(74)	3 910
Rémunération des TSDI	-	-	-	-	(584)	(584)	-	(584)
Emissions / rachats TSDI (voir notes 3.5 et 3.6)	-	-	-	-	(86)	(86)	-	(86)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 360)	(1 360)	(183)	(1 543)
Achats/ventes d'actions propres	-	(16)	-	-	-	(16)	-	(16)
Augmentation de capital d'EDF (⁶)	41	-	-	-	806	847	-	847
Autres variations (⁷)	-	-	-	-	327	327	1 093	1 420
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2018	1 505	(56)	215	(1 856)	44 661	44 469	8 177	52 646

(1) Les écarts de conversion varient de 79 millions d'euros au 31 décembre 2018 et sont principalement liés à l'appréciation du dollar par rapport à l'euro partiellement compensée par la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

(2) Les variations de réserves recyclables en résultat (Other Comprehensive Income – OCI Recyclable) sont détaillées dans l'état du Résultat Global. Elles correspondent, d'une part, aux effets des évaluations en valeur de marché des titres de dettes ainsi que des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger, et d'autre part, aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats de couverture dénoués et les titres de dettes cédés.

(3) Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans la colonne « Autres réserves consolidées et résultat ».

(4) En 2017, la variation du capital et des autres réserves consolidées (prime d'émission) est liée à l'augmentation de capital d'EDF pour un montant net de frais de 4 005 millions d'euros, au paiement en actions du solde de dividendes au titre de 2016 pour un montant de 1 024 millions d'euros et de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2017 pour un montant de 398 millions d'euros.

(5) En 2017, les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent l'effet des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Ltd et Sizewell C Holding Co pour 501 millions d'euros. Elles comprennent également les effets de l'acquisition de Framatome pour 209 millions d'euros (voir note 3.11.2), les actionnaires minoritaires détenant 24,5 % du capital.

(6) En 2018, la variation du capital et des autres réserves consolidées (prime d'émission) est liée au paiement en actions du solde de dividendes au titre de 2017 pour un montant de 847 millions d'euros (voir note 27.3).

(7) En 2018, les variations des réserves consolidées et des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent notamment l'effet de la cession de 49 % des parcs éoliens d'EDF Renewable Ltd. (voir note 3.8.2). Les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent également des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co pour 743 millions d'euros et les effets de la cession de Dunkerque LNG pour (433) millions d'euros.

SOMMAIRE DE L'ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 1	RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE.....	11
1.1	DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE	11
1.2	ÉVOLUTIONS DU RÉFÉRENTIEL COMPTABLE	11
1.3	RESUMÉ DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES ET D'ÉVALUATION	14
NOTE 2	COMPARABILITÉ DES EXERCICES	42
2.1	IFRS 15 – PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES TIRÉS DE CONTRATS CONCLUS AVEC DES CLIENTS	42
2.2	IFRS 9 – INSTRUMENTS FINANCIERS	44
NOTE 3	ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS.....	48
3.1	LE PREMIER DES DEUX EPR DE LA CENTRALE NUCLEAIRE DE TAISHAN EN CHINE ENTRE EN EXPLOITATION COMMERCIALE	48
3.2	CESSION D'UN PORTEFEUILLE DE PLUS DE 200 ACTIFS A USAGE DE BUREAUX ET D'ACTIVITES PAR LE GROUPE EDF A COLONY CAPITAL.....	48
3.3	FINALISATION DE LA CESSION DE LA PARTICIPATION D'EDF AU CAPITAL DE DUNKERQUE LNG.....	48
3.4	EMISSIONS OBLIGATAIRES : EDF LEVE 3,75 MILLIARDS DE DOLLARS AMERICAINS ET 1 MILLIARD D'EUROS.....	49
3.5	ÉMISSIONS D'OBLIGATIONS HYBRIDES	49
3.6	RACHAT DE CERTAINES SOUCHES D'OBLIGATIONS HYBRIDES	49
3.7	SYNDICATION D'UNE LIGNE DE CRÉDIT INNOVANTE INDEXÉE SUR DES CRITÈRES ESG.....	50
3.8	EDF RENOUVELABLES.....	50
3.9	CONFIRMATION DE LA DÉCISION DE LA COMMISSION EUROPÉENNE CONCERNANT LE TRAITEMENT FISCAL DES PROVISIONS CRÉÉES ENTRE 1987 ET 1996 POUR LE RENOUVELLEMENT DES OUVRAGES DU RÉSEAU D'ALIMENTATION GÉNÉRALE (« RAG »)	51
3.10	PROJET EPR DE FLAMANVILLE 3	51
3.11	OPERATIONS ET EVENEMENTS MAJEURS DE L'EXERCICE 2017	53
NOTE 4	ÉVOLUTIONS RÉGLEMENTAIRES EN FRANCE.....	55
4.1	PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE (PPE)	55
4.2	TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTES D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (TRV – TARIFS BLEUS)	56
4.3	TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE (TURPE).....	57
4.4	COMPENSATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE (CSPE)	59
4.5	MECANISME DE CAPACITE	60
4.6	CERTIFICATS D'ECONOMIE D'ENERGIE (CEE)	61
4.7	ARENH.....	61
NOTE 5	ÉVOLUTIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION.....	62
5.1	FRAMATOME – FINALISATION DE LA COMPTABILISATION DU REGROUPEMENT D'ENTREPRISE	62
5.2	ACQUISITION D'UN PROJET DE PARC ÉOLIEN EN MER DE 450 MW EN ÉCOSSE	64
5.3	EDISON FINALISE L'ACQUISITION DE EDISON ENERGIE (EX GAS NATURAL VENDITA ITALIA)	64
NOTE 6	INFORMATIONS SECTORIELLES	64
6.1	INFORMATIONS PAR SECTEUR OPÉRATIONNEL.....	64
6.2	CHIFFRE D'AFFAIRES EN PROVENANCE DE CLIENTS TIERS VENTILÉ PAR GROUPES DE PRODUITS OU SERVICES	66
COMPTE DE RÉSULTAT		68
NOTE 7	CHIFFRE D'AFFAIRES	68
NOTE 8	ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	68
NOTE 9	AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES.....	69
NOTE 10	CHARGES DE PERSONNEL.....	69
10.1	CHARGES DE PERSONNEL.....	69
10.2	EFFECTIFS MOYENS.....	70
NOTE 11	IMPÔTS ET TAXES	70
NOTE 12	AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS	70

12.1	SUBVENTIONS D'EXPLOITATION.....	70
12.2	RESULTATS DE DÉCONSOLIDATION ET DE CESSION D'IMMOBILISATIONS	71
12.3	AUTRES PRODUITS ET CHARGES.....	71
NOTE 13	PERTES DE VALEUR / REPRISES	71
13.1	PERTES DE VALEUR PAR CATÉGORIE D'IMMOBILISATIONS	71
13.2	TESTS DE PERTE DE VALEUR SUR LES GOODWILL, ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS	71
NOTE 14	AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION	76
NOTE 15	RÉSULTAT FINANCIER	76
15.1	COUT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	76
15.2	EFFET DE L'ACTUALISATION	76
15.3	AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	77
NOTE 16	IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS	78
16.1	VENTILATION DE LA CHARGE D'IMPÔT	78
16.2	RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE ET DE LA CHARGE D'IMPÔT EFFECTIVE (PREUVE D'IMPOT)	78
16.3	VARIATION DES ACTIFS ET PASSIFS D'IMPOTS DIFFÉRÉS.....	79
16.4	VENTILATION DES IMPÔTS DIFFÉRÉS PAR NATURE	79
NOTE 17	RÉSULTAT NET ET RÉSULTAT NET DILUÉ PAR ACTION.....	80
	ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES	81
NOTE 18	GOODWILL	81
18.1	VARIATION DES GOODWILL	81
18.2	RÉPARTITION DES GOODWILL PAR SECTEUR OPÉRATIONNEL.....	81
NOTE 19	AUTRES ACTIFS INCORPORELS	82
NOTE 20	IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	83
20.1	VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	83
20.2	VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS)	83
NOTE 21	IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	84
21.1	VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	84
21.2	VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS).....	84
NOTE 22	IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	85
22.1	VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	85
22.2	VARIATION DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS ET FINANCÉES PAR LOCATION-FINANCEMENT)	86
22.3	CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT.....	86
NOTE 23	PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES CO-ENTREPRISES	87
23.1	COENTREPRISE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (CTE)	88
23.2	CENG	88
23.3	TAISHAN.....	89
23.4	ALPIQ.....	90
NOTE 24	STOCKS.....	91
NOTE 25	CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS.....	92
25.1	CREANCES ÉCHUES/NON ÉCHUES	92
25.2	OPÉRATIONS DE MOBILISATION DE CRÉANCES.....	92
25.3	INFORMATION SUR LES ACTIFS SUR CONTRAT	92
NOTE 26	AUTRES DÉBITEURS.....	93

NOTE 27	CAPITAUX PROPRES.....	93
27.1	CAPITAL SOCIAL.....	93
27.2	ACTIONS PROPRES.....	93
27.3	DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES.....	94
27.4	INSTRUMENTS DE CAPITAUX PROPRES.....	94
27.5	PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE (INTÉRÊTS MINORITAIRES).....	95
NOTE 28	PROVISIONS.....	96
NOTE 29	PROVISIONS LIÉES A LA PRODUCTION NUCLEAIRE – AVAL DU CYCLE, DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES ET DERNIERS CŒURS.....	96
29.1	PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE.....	98
29.2	PROVISIONS NUCLÉAIRES D'EDF ENERGY.....	107
NOTE 30	AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION.....	110
NOTE 31	PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL.....	110
31.1	GROUPE EDF.....	110
31.2	FRANCE (ACTIVITÉS RÉGULÉES ET ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION).....	112
31.3	ROYAUME-UNI.....	116
NOTE 32	AUTRES PROVISIONS.....	119
NOTE 33	PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE.....	119
NOTE 34	FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS.....	119
NOTE 35	AUTRES CRÉDITEURS.....	120
35.1	AVANCES ET ACOMPTES REÇUS.....	120
35.2	DETTE FISCALE.....	120
35.3	PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE SUR CONTRATS LONG TERME.....	120
35.4	AUTRES DETTES.....	120
35.5	INFORMATION SUR LES PASSIFS SUR CONTRATS.....	121
	ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS.....	122
NOTE 36	ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS.....	122
36.1	RÉPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS.....	122
36.2	TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES.....	122
36.3	PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES.....	123
36.4	VARIATION DES ACTIFS FINANCIERS HORS DÉRIVÉS.....	124
NOTE 37	TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE.....	124
NOTE 38	PASSIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS.....	125
38.1	RÉPARTITION COURANT/NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS.....	125
38.2	EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES.....	125
38.3	ENDETTEMENT FINANCIER NET.....	128
NOTE 39	AUTRES INFORMATIONS SUR LES ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS.....	129
39.1	JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS.....	129
39.2	COMPENSATION D'ACTIFS ET DE PASSIFS FINANCIERS.....	130
NOTE 40	GESTION DES RISQUES MARCHÉS ET DE CONTREPARTIE.....	131
NOTE 41	INSTRUMENTS DÉRIVÉS ET COMPTABILITÉ DE COUVERTURE.....	132
41.1	COUVERTURE DE JUSTE VALEUR.....	133
41.2	COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE.....	133
41.3	COUVERTURE D'INVESTISSEMENTS NETS À L'ÉTRANGER.....	133
41.4	IMPACT DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE EN CAPITAUX PROPRES.....	134
41.5	COUVERTURES DE JUSTE VALEUR LIÉES AUX MATIÈRES PREMIÈRES.....	136
NOTE 42	INSTRUMENTS DÉRIVÉS NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE.....	136
42.1	DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION.....	137
42.2	DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION.....	137
42.3	CONTRATS DÉRIVÉS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE.....	138

ACTIFS ET PASSIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	138
NOTE 43 ACTIFS ET PASSIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	138
FLUX DE TRÉSORERIE ET AUTRES INFORMATIONS	139
NOTE 44 FLUX DE TRÉSORERIE	139
44.1 VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	139
44.2 INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	139
NOTE 45 ACTIFS DEDIEÉS D'EDF	139
45.1 RÉGLEMENTATION	139
45.2 COMPOSITION ET ÉVALUATION DES ACTIFS DÉDIÉS	140
45.3 VALORISATION DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF	142
45.4 SITUATION DE COUVERTURE DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	143
45.5 ÉVOLUTIONS DES ACTIFS DÉDIÉS SUR L'EXERCICE 2018	143
45.6 ACTIFS DEDIEÉS DE FRAMATOME ET SOCODEI	144
NOTE 46 ENGAGEMENTS HORS BILAN	144
46.1 ENGAGEMENTS DONNÉS	144
46.2 ENGAGEMENTS REÇUS	149
NOTE 47 PASSIFS ÉVENTUELS	151
47.1 CONTRÔLES FISCAUX	151
47.2 LITIGES EN MATIÈRE SOCIALE	151
47.3 ENEDIS – CONTENTIEUX AVEC DES PRODUCTEURS PHOTOVOLTAÏQUES	152
NOTE 48 PARTIES LIÉES	153
48.1 TRANSACTIONS AVEC LES SOCIÉTÉS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION	153
48.2 RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT	154
48.3 RÉMUNÉRATION DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION	155
NOTE 49 ENVIRONNEMENT	155
49.1 DROITS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE	155
49.2 CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE	156
49.3 CERTIFICATS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE	156
NOTE 50 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE	157
NOTE 51 PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU 31 DÉCEMBRE 2018	157
51.1 SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES PAR INTÉGRATION GLOBALE	158
51.2 SOCIÉTÉ DÉTENUE SOUS FORME D'ACTIVITÉS CONJOINTES	159
51.3 SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES PAR MISE EN ÉQUIVALENCE	160
51.4 SOCIÉTÉS POUR LESQUELLES LES DROITS DE VOTE DIFFÉRENT DU POURCENTAGE D'INTÉRÊT	160
NOTE 52 HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES	161

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS

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

Les comptes consolidés reflètent la situation comptable de la Société et de ses filiales (l'ensemble constituant le « Groupe ») ainsi que les intérêts du Groupe dans les entreprises associées, les partenariats qualifiés d'activités conjointes et les coentreprises pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production, le transport, la distribution, la commercialisation, le négoce et les services énergétiques. Il intègre à compter du 31 décembre 2017 les activités de Framatome : services et fabrications d'équipements et de combustibles pour les réacteurs (voir note 3.11.2).

Les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2018 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 14 février 2019. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale, qui se tiendra le 16 mai 2019.

NOTE 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 comptes consolidés du 31 décembre 2018 du groupe EDF sont préparés sur la base des règles de présentation, de reconnaissance et d'évaluation des normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2018. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Le Groupe n'a pas anticipé l'application de normes et interprétations dont la mise en œuvre n'est pas obligatoire en 2018.

1.2 ÉVOLUTIONS DU RÉFÉRENTIEL COMPTABLE

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2018 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2017 à l'exception des changements ci-après :

1.2.1 IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients » et IFRS 9 « Instruments financiers ».

Ces deux nouvelles normes adoptées par l'Union européenne sont applicables pour les exercices ouverts à partir du 1^{er} janvier 2018. Les informations requises par la norme IAS 8 sur les effets de leur application par le Groupe sont détaillées en note 2.

1.2.2 IFRIC 22 « Transactions en monnaies étrangères et contrepartie anticipée »

L'interprétation IFRIC 22 applicable pour les exercices ouverts à partir du 1^{er} janvier 2018 a été adoptée par l'Union européenne le 28 mars 2018. Elle précise que lors du versement ou de la réception d'une avance en devises ayant un caractère non monétaire, celle-ci doit être comptabilisée au cours du jour, sans réévaluation ultérieure.

L'application prospective de cette interprétation n'a pas d'impact significatif sur les comptes consolidés du groupe EDF.

1.2.3 Autres textes applicables au 1^{er} janvier 2018

En outre, les textes suivants sont sans impact sur les comptes du Groupe :

- amendements à IAS 40 « Immeubles de placement » : « Transferts des immeubles de placement » adoptés le 14 mars 2018 ;
- amendements à IFRS 2 « Paiement fondé sur des actions » : « Classification et évaluation des transactions dont le paiement est fondé sur des actions » adoptés le 26 février 2018 ;
- amendements à IFRS 4 « Contrats d'assurance » : « Application d'IFRS 9 Instruments financiers et d'IFRS 4 Contrats d'assurance », adoptés le 3 novembre 2017 ;
- améliorations annuelles des IFRS cycle 2014-2016 adoptées le 7 février 2018.

1.2.4 Textes adoptés par l'Union européenne mais dont l'application est postérieure au 31 décembre 2018

1.2.4.1 IFRS 16 – Contrats de location

La norme IFRS 16 « Contrats de location », adoptée par l'Union européenne le 31 octobre 2017, sera d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019.

Selon cette norme, toutes les locations autres que celles de courte durée et celles portant sur des actifs de faible valeur, doivent être comptabilisées au bilan du preneur, sous la forme d'un actif « droit d'utilisation » en contrepartie d'une dette financière. À ce jour, les contrats existants qualifiés de locations « simples » sont présentés en engagements hors bilan (voir note 46.1.1.3).

Les contrats de location du groupe EDF portent essentiellement sur des actifs immobiliers (tertiaires et logements), des installations industrielles (terrains, parcs éoliens) et pour une part mineure sur des véhicules de transport et divers matériels informatiques.

Le Groupe a dans un premier temps identifié les impacts potentiels de l'application de cette nouvelle norme par le biais de questionnaires adressés à l'ensemble de ses filiales et portant sur les caractéristiques des contrats de location simple existants au 31 décembre 2017. Sur la base de ces travaux, la méthode rétrospective dite « modifiée » a été retenue.

Conformément aux prescriptions de la norme, le taux d'emprunt marginal sera utilisé pour le calcul d'actualisation de la dette locative à la date de transition. Celui-ci représente le taux d'endettement marginal d'EDF, calculé sur la base des taux zéro-coupon d'emprunt EDF, ajusté du risque devises, d'une prime de risque pays, de la durée des contrats et du risque de crédit de la filiale.

Par ailleurs, le groupe a choisi d'appliquer les deux exemptions proposées par la norme et donc ne reconnaît pas :

- les contrats ayant une durée inférieure ou égale à 12 mois (et à la transition, les contrats dont le terme se situe dans les 12 mois suivant la date de première application de la norme) ;
- les contrats de location de biens ayant une valeur à neuf individuelle inférieure à 5 000 dollars.

Sur la base des travaux effectués au 30 juin 2018, la mise en œuvre d'IFRS 16 dans les comptes du Groupe au 31 décembre 2017, en appliquant la méthode rétrospective modifiée, se serait traduite par une augmentation de l'endettement financier net de 4,3 milliards d'euros (Framatome inclus), aurait eu un impact positif de l'ordre de 0,5 milliard d'euros sur l'excédent brut d'exploitation au titre de l'exercice 2017 (hors Framatome, et incluant une annulation partielle de plus-values de cessions réalisées pour 0,2 milliard d'euros) et le résultat net consolidé n'aurait pas été modifié de manière significative.

Au 31 décembre 2018, une nouvelle évaluation des impacts d'IFRS 16 a été effectuée. Sur la base de l'application de la méthode rétrospective modifiée, la mise en œuvre de la norme se traduit par une augmentation de l'endettement financier net de l'ordre de 4,5 milliards d'euros au 31 décembre 2018 ; par ailleurs, selon les calculs effectués par le Groupe, la mise en œuvre d'IFRS 16 sur la base de la méthode rétrospective modifiée aurait eu un impact positif de l'ordre de 0,5 milliard d'euros sur l'excédent brut d'exploitation au titre de 2018 (incluant une annulation partielle de plus-values de cessions réalisées pour 0,2 milliard d'euros) et le résultat net consolidé n'aurait pas été modifié de manière significative. Du fait de la mise en œuvre de la méthode rétrospective modifiée,

les effets communiqués ci-dessus sur l'excédent brut d'exploitation et le résultat net consolidé sont fournis à titre d'information, en application d'IAS 8.30.

L'évolution de la dette de location estimée entre le 31 décembre 2017 et le 31 décembre 2018 résulte principalement de nouveaux contrats de location, de révisions et mises à jour de contrats, partiellement compensés par le remboursement de la dette et une sortie de périmètre.

Au 31 décembre 2018, les écarts entre les engagements liés aux contrats de location simple présentés en application d'IAS 17 et la dette locative estimée selon IFRS 16 s'expliquent de la manière suivante :

<i>(en milliards d'euros)</i>	31/12/2018
Engagements de location simple en tant que preneur au 31/12/2018 (note 46.1.1.3)	4,4
Contrats non comptabilisés en application des exemptions d'IFRS 16	(0,1)
Différences dans les durées retenues liées aux options de résiliation et de prolongation dont l'exercice est raisonnablement certain	1,1
Contrats signés en 2018 pour un actif disponible après le 1 ^{er} janvier 2019	(0,3)
Autres	(0,1)
Dette locative non actualisée estimée au titre d'IFRS 16 au 31/12/2018	5,0
Effet de l'actualisation	(0,5)
Dette locative actualisée estimée au titre d'IFRS 16 au 31/12/2018	4,5

1.2.4.2 Amendements IFRS 9

Les amendements à IFRS 9 « Instruments financiers » : « Caractéristiques de remboursement anticipé avec rémunération négative » adoptés le 22 mars 2018 par l'Union européenne seront applicables à compter du 1^{er} janvier 2019. Sur la base des opérations réalisées à date, aucun impact n'est attendu pour le Groupe.

1.2.4.3 Interprétation IFRIC 23 « Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat »

L'interprétation IFRIC 23 « Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat » adoptée le 23 octobre 2018 par l'Union européenne sera applicable au 1^{er} janvier 2019.

Elle clarifie l'application des dispositions d'IAS 12 « Impôts sur le résultat » concernant la comptabilisation et l'évaluation de l'impôt, en présence d'une incertitude fiscale. Selon les analyses effectuées par le Groupe en 2018, la mise en œuvre d'IFRIC 23 ne devrait pas donner lieu à des impacts significatifs pour le Groupe.

1.2.4.4 Amendements à IAS 28 « Intérêts à long terme dans une entreprise associée ou une coentreprise »

Ces amendements ont été adoptés par l'Union européenne le 8 février 2019. Ils visent à préciser que l'entité doit appliquer en premier lieu IFRS 9 « Instruments financiers », aux autres intérêts dans une entreprise associée ou une coentreprise, qui constituent une partie de sa participation nette dans l'entreprise associée ou la coentreprise, mais auxquels la méthode de la mise en équivalence n'est pas appliquée. Ce texte ne donnerait pas lieu à des impacts significatifs pour le Groupe.

1.2.5 Textes publiés par l'IASB mais non adoptés par l'Union européenne

Les textes suivants n'ont pas encore fait l'objet d'une adoption par l'Union européenne. Ils seraient applicables aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019, du 1^{er} janvier 2020 ou du 1^{er} janvier 2021. Des analyses sont en cours pour estimer l'impact éventuel de ces textes sur les comptes du Groupe :

- amendements à la norme IAS 19 intitulés « Modification, réduction ou liquidation d'un régime ». IAS 19 imposait déjà de mettre à jour les hypothèses actuarielles et de réévaluer le passif (ou l'actif) net au titre des prestations définies. Ces amendements clarifient le fait qu'une société doit mettre à jour ces hypothèses actuarielles en cours d'exercice, pour évaluer le coût des services rendus et l'intérêt net au titre des prestations définies à compter de la date du changement ;
- améliorations annuelles des IFRS cycle 2015 – 2017, contenant des amendements à :

- IFRS 3 et IFRS 11 : l'acquisition, d'intérêts supplémentaires par un des partenaires à l'activité conjointe entraînant obtention du contrôle exclusif conduit à la réévaluation à la juste valeur par résultat de son intérêt antérieur dans les actifs et passifs de l'activité conjointe.
- IAS 12 : les impacts fiscaux liés à la distribution de dividendes sont à comptabiliser en résultat, en autres éléments du résultat global ou en capitaux propres en cohérence avec la comptabilisation de l'opération qui les a générés.
- IAS 23 : prévoit que lorsqu'une entreprise contracte un emprunt spécifique pour une immobilisation en construction, les intérêts au titre de cet emprunt sont affectés à cette immobilisation jusqu'à ce que les activités indispensables à la préparation de cet actif préalablement à son objet soient pratiquement terminées. Les intérêts sont alors traités de manière collective avec ceux d'autres emprunts non spécifiques.
- amendements à IFRS 3 : « Définition d'une entreprise » afin de clarifier la distinction entre une acquisition d'entreprises ou d'une acquisition d'actifs ;
- amendements au cadre conceptuel publié le 29 mars 2018 ;
- amendements à IAS 1 et IAS 8 : « Définition de la matérialité » ;
- IFRS 17 « Contrats d'assurances ».

1.3 RESUMÉ 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 des actifs et passifs acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et de certains instruments financiers, qui sont comptabilisés à la juste valeur.

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 la prise en compte 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 significativement des estimations actuelles.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe.

Les principales opérations pour lesquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont les suivantes :

1.3.2.1 Durée d'amortissement des centrales nucléaires en France

Au cas particulier des durées d'amortissement de son parc de centrales nucléaires en France, la stratégie industrielle du groupe EDF est d'en poursuivre l'exploitation au-delà de 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

La durée d'amortissement des tranches du palier 900 MW a été portée de 40 ans à 50 ans en 2016 (à l'exception de la centrale de Fessenheim), les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies. La durée d'amortissement des autres paliers du Groupe en France (1300 MW et 1450 MW), qui sont plus récents, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas réunies.

Ces durées prennent en compte la date de recouplage au réseau faisant suite à la dernière visite décennale intervenue.

Comme indiqué en note 4.1, le projet de PPE prévoit sous certaines conditions la fermeture de deux tranches nucléaires en 2027 et 2028, en anticipation de leur cinquième visite décennale. Si la PPE est adoptée en ce sens, cela pourrait alors conduire à modifier prospectivement la durée d'amortissement des deux tranches concernées.

S'agissant d'une anticipation de quelques années concernant deux tranches du parc, l'effet sur les dotations aux amortissements annuels, qui dépendra des tranches qui seront retenues, serait peu significatif.

Le projet de PPE indique par ailleurs que la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim devra intervenir « à l'horizon du printemps 2020, en application du plafonnement de la puissance électronucléaire installée, et pour permettre la mise en service de l'EPR de Flamanville ». En fonction des dispositions définitives de la PPE, le plan d'amortissement de Fessenheim qui prend aujourd'hui fin en novembre 2019, sera prospectivement modifié en conséquence.

1.3.2.2 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, durée d'amortissement des centrales en exploitation et échéanciers de décaissements.

Comme indiqué en note 4.1, le projet de PPE prévoit sous certaines conditions la fermeture de deux tranches nucléaires en 2027 et 2028, en anticipation de leur cinquième visite décennale. Si la PPE est adoptée en ce sens, cela pourrait alors conduire à modifier le montant des provisions nucléaires associées. S'agissant d'une anticipation de quelques années concernant deux tranches du parc, l'impact sur les provisions nucléaires pourrait alors correspondre à une augmentation de quelques dizaines de millions d'euros, par contrepartie des actifs concernés au bilan.

Une ré-estimation de ces paramètres 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.

Le Groupe estime que les hypothèses retenues au 31 décembre 2018 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le bilan et le compte de résultat du Groupe.

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires sont présentées en note 29.1.5.

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation, notamment en lien avec le dispositif de plafond réglementaire, ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible utilisé.

1.3.2.3 Engagements de 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, au taux d'inflation 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 2018 sont détaillées en note 31. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2018 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements, des capitaux propres ainsi que sur le résultat du Groupe. À ce titre, des analyses de sensibilité sont présentées en note 31.

1.3.2.4 Dépréciation des goodwill et pertes de valeur des actifs à long terme

Les tests de dépréciation des goodwill et des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues – notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie – 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 13.

1.3.2.5 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.

1.3.2.6 Énergie en compteur et acheminement associé

Comme précisé en note 1.3.7, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêt à partir de modèles 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'arrêt des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

1.3.2.7 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 retenu, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler, une évaluation établie sur la base du montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de comptes-rendus annuels d'activité (voir note 1.3.13.2.1). 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 eus l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 1.3.23. 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, de durée de vie et de dates de décaissements.

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

- Dans le cadre de l'application des normes IFRS 10 et IFRS 11, le Groupe fait usage de jugement pour apprécier le contrôle ou pour qualifier le type de partenariat dont relève une entreprise contrôlée conjointement.

Notamment, EDF a constitué des Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) pour permettre d'affecter une partie des fonds destinés à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement de ses installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs (voir note 45.3). Compte tenu de leurs caractéristiques, des prérogatives exercées par leurs gérants ainsi que des modalités de définition des stratégies de gestion, qui leur sont appliquées, le Groupe considère ne pas contrôler au sens d'IFRS 10 ces fonds. Ils sont par conséquent comptabilisés en titres de dettes ou de capitaux propres, en application de la norme IFRS 9.

D'autre part, le Groupe détient depuis 2014, *via* sa filiale Edison, une participation de 30 % dans la société Edens, avec F2i. La gouvernance et les accords contractuels relatifs à Edens mis en place dans le cadre de cette transaction confèrent cependant à Edison le contrôle exclusif de cette entité. En application d'IFRS 10, Edens est donc consolidée par intégration globale (*via* Edison) dans les comptes consolidés du Groupe.

- 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 permettent d'obtenir des informations pertinentes et fiables dans le cadre de l'établissement de ses états financiers.

1.3.3 Méthodes de consolidation

La liste des principales filiales, entreprises associées et coentreprises est présentée en note 51.

1.3.3.1 Entités contrôlées

Les filiales sont les sociétés dans lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif et sont consolidées par la méthode de l'intégration globale. Le Groupe contrôle une entité si les trois conditions suivantes sont remplies :

- il détient le pouvoir sur l'entité ;
- il est exposé ou a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité ;
- il a la capacité d'exercer son pouvoir sur l'entité de manière à influencer sur le montant des rendements qu'il obtient.

Pour apprécier le contrôle, le Groupe tient compte de tous les faits et circonstances. De même, les droits de vote potentiels substantifs exerçables, y compris par une autre partie, sont pris en considération.

1.3.3.2 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Une entreprise associée est une entité dans laquelle 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 %.

Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties (coentrepreneurs), qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur l'actif net de celle-ci. 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 participations dans les entreprises associées et les coentreprises sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Elles 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 et des coentreprises » du compte de résultat.

1.3.3.3 Participations dans les activités conjointes

Une activité conjointe est un partenariat dans lequel les parties (coparticipants), qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits directs sur ses actifs et des obligations au titre de ses passifs. Le Groupe, en tant que coparticipant à une activité conjointe, comptabilise ligne à ligne les actifs et passifs ainsi que les produits et les charges relatifs à ses intérêts.

1.3.4 Règles de présentation des états financiers

Les actifs et passifs constitutifs du besoin en fonds de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courant dans le bilan consolidé. 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.

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

La monnaie fonctionnelle de la société mère est l'euro. Les états financiers du Groupe sont présentés en millions d'euros.

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 est retenue lorsqu'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 « Écarts 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 inscrits dans les capitaux propres consolidés jusqu'à la cession ou la liquidation de cet investissement net, date à laquelle ils sont inscrits 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 la 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.

En application de l'interprétation IFRIC 22, lors du versement ou de la réception d'une avance en devises ayant un caractère non monétaire, celle-ci doit être comptabilisée au taux du jour, sans réévaluation ultérieure.

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 le groupe 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 des ventes d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce), des prestations d'acheminement pour l'utilisation du réseau de transport et de distribution, et des prestations de raccordement. Il inclut également les revenus issus d'autres prestations de services et livraisons de biens, principalement des prestations d'ingénierie, d'exploitation et de maintenance, des services annexes aux ventes d'énergie, des activités de conception, livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants de ces installations.

Le chiffre d'affaires relatif aux ventes d'énergie est reconnu au fur et à mesure des livraisons aux clients.

Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente et sont reconnues en chiffre d'affaires sur cette base.

Conformément aux dispositions d'IFRS 15 relatives à la distinction agent/principal, les prestations d'acheminement sont reconnues en chiffre d'affaires :

- soit lorsque ces prestations ne sont pas distinctes de la fourniture d'énergie ;
- soit lorsqu'elles constituent des prestations distinctes de la fourniture d'énergie et que l'entité concernée intervient en qualité de principal notamment parce qu'elle porte le risque d'exécution de la prestation ou qu'il lui est possible de fixer le tarif d'acheminement au client final.

Les opérations de négoce sur le marché de l'énergie (*trading*) et les transactions d'optimisation réalisées par certaines entités du Groupe dans le cadre de sa politique de gestion des risques sont comptabilisées nettes des achats.

Le chiffre d'affaires relatif aux autres prestations de services ou livraisons de biens est reconnu à l'avancement dans les 3 cas suivants, sur la base d'une analyse contractuelle :

- Le client reçoit et consomme simultanément tous les avantages générés au fur et à mesure de la réalisation de la prestation par le Groupe (cas notamment des prestations d'exploitation et de maintenance) ;
- Le bien ou le service à fournir ne peut être réaffecté à un autre client et le Groupe a un droit à paiement pour les travaux réalisés à date (cas notamment de certaines activités de conception, de livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants, qui sont conçus spécifiquement pour un client) ;
- La prestation crée ou valorise un actif (bien ou service) dont le client obtient le contrôle au fur et à mesure de la réalisation de la prestation.

1.3.7.1 Mécanisme de capacité

Des mécanismes de capacité ont été mis en place en France et au Royaume-Uni pour sécuriser l'approvisionnement en électricité pendant les périodes de pointe.

- **Dispositif français** : La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité a instauré en France une obligation de contribuer à la sécurité d'approvisionnement à partir du 1^{er} janvier 2017.

D'une part, les exploitants d'installations de production d'électricité et les opérateurs d'effacement doivent faire certifier leurs capacités par RTE en s'engageant sur un niveau de disponibilité prévisionnel pour une année de livraison donnée. En contrepartie, des certificats de capacité leur sont attribués. D'autre part, les fournisseurs d'électricité et acheteurs de pertes (acteurs obligés), doivent détenir des certificats de capacité à hauteur de la consommation de leurs clients en période de pointe. Les fournisseurs répercutent dans leur prix de vente aux clients finals le coût du mécanisme de capacité.

Le dispositif est complété par la mise en œuvre de registres permettant les échanges entre les acteurs. Des sessions de marchés sont organisées plusieurs fois par an.

Le groupe est concerné par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations d'électricité (EDF SA, Dalkia, EDF Renouvelables (ex EDF Énergies Nouvelles)) et en tant que fournisseur d'électricité (EDF SA, Électricité de Strasbourg) et acheteur de pertes (Enedis et Électricité de Strasbourg).

Les opérations sont comptabilisées de la manière suivante :

- Les ventes de certificats sont reconnues en produit lors des enchères ou lors de cessions de gré à gré ;
- La répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité dans les tarifs réglementés de vente et les offres à prix de marché est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité ; toutefois l'ARENH intègre depuis début 2017 une valeur capacitaire, suite à l'entrée en vigueur du mécanisme de capacité, les modalités de cession des garanties de capacité associées à l'ARENH ayant été définies par la CRE ;
- Les stocks de certificats sont valorisés soit à leur valeur de certification (*i.e.* coûts de certification par RTE) soit à leur valeur d'achat sur les marchés ;
- Les sorties de stock de certificats sont valorisées au coût unitaire moyen pondéré et constatées à un rythme différent selon l'acteur du dispositif :
 - Exploitants d'installations : lors des ventes aux enchères,
 - Acteurs obligés : linéairement sur les 5 mois de la période de pointe ;
- Pour les acteurs obligés, en cas d'insuffisance de stocks de certificats de capacité par rapport à l'obligation, une provision est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de cette obligation ;
- À la date d'arrêté, si la valeur de réalisation de ce stock de certificats de capacité est inférieure à sa valeur nette comptable, une dépréciation est enregistrée.

- **Dispositif britannique** : Le mécanisme repose sur un système d'enchères organisé par le gestionnaire de réseau 4 ans avant l'année de livraison et auxquelles les exploitants peuvent participer. Les exploitants de capacité, qui ont acquis des certificats sont rémunérés l'année de livraison par un fonds alimenté par les fournisseurs d'électricité.

Les fournisseurs d'électricité participent au mécanisme à travers un versement au fonds en proportion de leurs ventes aux clients sur la période de pointe et répercutent le coût de cette capacité dans leur prix de vente aux clients finals.

EDF Energy est concernée par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations de production et fournisseur.

Comptablement, la rémunération perçue en tant qu'exploitant est reconnue en chiffre d'affaires l'année de la livraison et la contribution versée au fonds en qualité de fournisseur d'électricité est reconnue en charge sur la période de pointe. La répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité.

Le 15 novembre 2018, le mécanisme de capacité au Royaume-Uni a été suspendu suite à une décision de la Cour de justice Européenne indiquant que ce mécanisme n'est pas conforme aux dispositions européennes en matière d'aides d'Etat. L'objectif du gouvernement britannique est de mettre en place un nouveau mécanisme permettant de tenir de nouvelles enchères pour l'été 2019 correspondant à une période de livraison 2019/2020, aucun chiffre d'affaires n'a ainsi été reconnu à ce titre sur la période de suspension relative à 2018.

1.3.8 Impôts sur les résultats

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

Conformément à IAS 12, les impôts courants et différés sont généralement comptabilisés en résultat ou en capitaux propres de façon symétrique à l'opération sous-jacente.

En application d'IAS 32, l'impôt relatif aux distributions faites aux porteurs d'instruments de capitaux propres (notamment les dividendes et la rémunération versée aux détenteurs de titres subordonnés à durée indéterminée) doit être comptabilisé conformément à IAS 12. Le Groupe considère que ces distributions sont prélevées sur les résultats antérieurs accumulés. De ce fait, les effets d'impôts associés sont enregistrés en résultat de la période.

La charge (le produit) d'impôt courant 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 et entreprises associées, des investissements dans des succursales et des intérêts dans des partenariats 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 éteint 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 écarts actuariels et de juste valeur des instruments de couverture et des titres de dettes ou de capitaux propres.

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.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont présentés sur la base d'une position nette déterminée à l'échelle d'une entité fiscale ou d'un groupe fiscal.

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 sont modifiés 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.).

Conformément à la norme IAS 33, le calcul du résultat net par action et du résultat net dilué par action prend également en compte en déduction du résultat net de l'année les rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée.

1.3.10 Regroupements d'entreprises

En application de la norme IFRS 3, les regroupements d'entreprises intervenus à compter du 1^{er} janvier 2010 sont évalués et comptabilisés selon les principes décrits ci-dessous.

À 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 déterminé transaction par transaction.

Toute prise ou cession de participation dans une filiale ne modifiant pas le contrôle est considérée comme une transaction entre actionnaires et doit être comptabilisée directement en capitaux propres.

En cas d'acquisition d'intérêts complémentaires dans une coentreprise, une activité conjointe ou 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 étapes, 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 IFRS 9.

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

Les engagements de rachat de titres donnés par le Groupe à des minoritaires sur des sociétés contrôlées sont comptabilisés au passif. Pour ceux conclus depuis le 1^{er} janvier 2010, date de première application par le Groupe des normes IAS 27 amendée et IFRS 3 révisée, l'écart de valeur entre les participations ne donnant pas le contrôle et la dette que ces engagements représentent est comptabilisé en capitaux propres.

1.3.11 Goodwill et autres actifs incorporels

1.3.11.1 Goodwill

1.3.11.1.1 Détermination des goodwill

En application de la norme IFRS 3 « Regroupements d'entreprises », les goodwill représentent la différence entre :

- d'une part, la somme des éléments suivants :
 - le prix d'acquisition au titre de la prise de contrôle à la juste valeur à la date d'acquisition,

- le montant des participations ne donnant pas le contrôle dans l'entité acquise, et
- pour les acquisitions par étapes, la juste valeur, à la date d'acquisition, de la quote-part d'intérêt détenue par le Groupe dans l'entité acquise avant la prise de contrôle, et
- d'autre part, le montant net des actifs acquis et passifs assumés, évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition.

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

Les goodwill provenant de l'acquisition d'entreprises associées et de coentreprises 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 et coentreprises ».

Les goodwill ne sont pas amortis mais font l'objet d'un test de dépréciation dès l'apparition d'indices de perte de valeur et au minimum une fois par an selon les modalités décrites en note 1.3.15.

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 frais de développement qui remplissent les critères d'inscription à l'actif de la norme IAS 38 sont comptabilisés en immobilisations incorporelles et amortis linéairement sur leur durée d'utilité prévisible.

1.3.11.2.2 Autres actifs incorporels produits ou acquis

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués :

- des logiciels amortis linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des marques acquises à durée de vie indéterminée ou amorties 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 (*Unit Of Production method* – UOP), et les dépenses d'exploration amorties au cours de l'année (voir note 1.3.11.2.3) ;
- des actifs incorporels liés à la réglementation environnementale (droits d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable acquis à titre onéreux – voir note 1.3.27) ;
- 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, amortie en fonction des livraisons contractuelles effectives ;
- des actifs relevant des contrats de concessions rentrant dans le champ d'application d'IFRIC 12 selon le « modèle incorporel » (voir note 1.3.13.2.4) ;
- de la technologie liée aux activités de chaudiériste nucléaire et de fabricant de grappes de commande et d'assemblages de combustible nucléaire (Framatome) dont notamment : codes et méthodes, technologie EPR, brevets et secrets de fabrication, amortis linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des contrats et relations clients acquis, amortis sur leur durée d'utilité.

1.3.11.2.3 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 au cours de laquelle ils sont encourus.

Les coûts de développement associés aux puits commercialement exploitables 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 des unités de production (UOP).

1.3.12 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.

1.3.12.1 Évaluation initiale

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

- Le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif.
- Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont inclus dans la valeur de l'immobilisation, dès lors qu'il s'agit d'actifs qualifiés au sens d'IAS 23 « Coûts d'emprunt ».
- Le coût des immobilisations comprend également l'estimation initiale des coûts de déconstruction. Ces coûts sont comptabilisés à l'actif en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. À la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 1.3.21).
- Pour les installations de productions nucléaires, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers cœurs (voir note 1.3.21).

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 du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

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

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Les inspections majeures nécessaires à la poursuite de l'exploitation des installations de production sont immobilisées et amorties sur la durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

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.

1.3.12.2 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 attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

▪ barrages hydroélectriques	75 ans
▪ matériel électromécanique des usines hydroélectriques	50 ans
▪ centrales thermiques à flamme	25 à 45 ans
▪ installations de production nucléaire	
▪ France	40 à 50 ans
▪ autres pays	35 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
▪ autres installations générales	10 à 20 ans

1.3.13 Contrats de concession

1.3.13.1 Méthodes comptables

La comptabilisation de contrats publics ou privés prend en compte la nature des contrats et leurs stipulations contractuelles spécifiques.

Pour la majeure partie de ses contrats de concessions hors production et distribution de chaleur, 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.

1.3.13.2 Concessions en France

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

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions de forces hydrauliques, dont le concédant est l'État ;
- la concession du réseau public de transport dont le concédant est l'État ;
- des concessions de production et distribution de chaleur, dont les concédants sont des collectivités publiques.

1.3.13.2.1 Concessions de distribution publique d'électricité

Cadre général

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

Conformément au code de l'énergie et au code général des collectivités territoriales, la distribution publique d'électricité est assurée principalement sous un régime spécifique de concession de service public. A cet effet, les autorités concédantes (collectivités territoriales ou établissements publics de coopération intercommunale) organisent le service public de la distribution d'énergie électrique dans le cadre de contrats de concession dont les cahiers des charges fixent les droits et obligations respectifs du concédant et du concessionnaire. Enedis dessert ainsi 95 % de la population métropolitaine continentale. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD).

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 du groupe EDF puisse un jour être remis en cause.

Modèles de contrat

Selon leur date de signature, les contrats de concession d'Enedis relèvent de différents modèles.

Modèle de contrat 1992 (mis à jour en 2007)

Le modèle de cahier des charges de concessions de 1992 (mis à jour en 2007) a été négocié avec la FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et régies) et approuvé par les pouvoirs publics. Dans le cadre de ce modèle de contrat, Enedis a l'obligation de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement.

Modèle de contrat 2017

Le 21 décembre 2017, un accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession a été signé avec la FNCCR et France Urbaine, qui modernise dans la durée la relation d'Enedis avec les autorités concédantes et marque l'attachement des parties aux principes du modèle concessif français de la distribution d'électricité : service public, solidarité territoriale et optimisation nationale. La FNCCR et France urbaine, signataires de l'accord, représentent les autorités concédantes, en particulier les syndicats de communes, les grandes villes concédantes, les communautés et les métropoles lorsqu'elles exercent la compétence d'autorité concédante de la distribution publique d'électricité.

Depuis 2018, les contrats de concession nouvellement signés relèvent du modèle de contrat de concession validé le 21 décembre 2017. Les passifs associés aux concessions existant à la date d'effet du nouveau contrat, constitués au titre du contrat précédent et représentant les droits de l'autorité concédante sur les ouvrages concédés, sont maintenus à cette date. Comme pour les contrats signés depuis 2011, l'obligation contractuelle de comptabiliser des dotations à la provision pour renouvellement a été supprimée et la gouvernance des investissements a évolué.

En vue d'assurer la bonne exécution du service public, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conviennent désormais d'établir, de façon concertée, un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages. Ce dispositif se traduit principalement par un schéma directeur d'investissements, correspondant à une vision de long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession, et des programmes pluriannuels d'investissements (PPI), par périodes de 4 à 5 ans, correspondant à une déclinaison à moyen terme du schéma directeur. Les PPI comportent des objectifs précis par finalités d'investissement, portant sur une sélection d'investissements quantifiés et localisés et faisant l'objet d'une évaluation financière pour la durée du programme. S'il était constaté à l'issue d'un PPI que certains investissements n'auraient pas été réalisés, l'autorité concédante pourrait dans certaines conditions enjoindre Enedis de déposer une somme équivalente à 7 % du montant des investissements restant à réaliser, somme qui lui serait restituée, ou non, en fonction des investissements réalisés à l'issue d'un délai de deux ans.

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

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

1.3.13.2.2 Concessions de forces hydrauliques

Les contrats de concession de force hydraulique relèvent d'un cahier des charges-type approuvé par décret. Les immobilisations concédées comprennent les seuls ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines ...) pour les concessions initiales et, pour les autres concessions, les ouvrages de production hydraulique et les ouvrages d'évacuation d'électricité (alternateurs ...).

Les actifs utilisés dans le cadre des contrats de concession, qu'il s'agisse des biens concédés ou des biens du domaine propre, sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » pour leur coût d'acquisition.

D'une durée initiale de 75 ans, conformément à la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique, la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans. En revanche, pour 12 concessions échues à ce jour, l'État n'a pas encore procédé à leur renouvellement.

Depuis leur date d'échéance, ces concessions se trouvent par conséquent sous le régime dit des « délais glissants », ainsi définis par la loi : lorsque, à la date d'expiration du contrat de concession, une nouvelle concession n'a pas été instituée, « ce titre est prorogé aux conditions antérieures jusqu'au moment où est délivrée la nouvelle concession », de façon à assurer la continuité de l'exploitation jusqu'au renouvellement effectif (art. L. 521-16 al. 3 du Code de l'énergie).

1.3.13.2.3 Concession du réseau public de transport

Les biens affectés à la concession du réseau public de transport sont par la loi propriété de Réseau de Transport d'Électricité (RTE). Ces actifs participent au calcul de la valeur d'équivalence de CTE au bilan consolidé du Groupe.

1.3.13.2.4 Concession de production et de distribution de chaleur

Les contrats de concession de production et de distribution de chaleur conclus par Dalkia avec des collectivités publiques se caractérisent par un droit d'exploiter, pour une durée limitée et sous le contrôle du concédant, les installations remises par ce dernier ou construites à sa demande.

Ces contrats fixent les conditions de rémunérations et de transfert des installations au concédant ou à un autre tiers successeur à l'expiration du contrat.

Les actifs sont comptabilisés en actifs incorporels conformément à l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services ».

1.3.13.3 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 essentiellement 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 ou font l'objet d'une indemnisation 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 1.3.11.2.3).

1.3.14 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.

1.3.14.1 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.

1.3.14.2 Contrats de location simple

Les contrats de location ne correspondant pas à la définition d'un contrat de location-financement sont qualifiés de contrat de location simple et comptabilisés comme tels. Les charges de loyer sont réparties linéairement sur la durée du contrat de location.

1.3.14.3 Accords qui contiennent des contrats de location

Conformément à l'interprétation IFRIC 4, le Groupe identifie les accords qui, bien que n'ayant pas la forme juridique d'un contrat de location, transfèrent le droit de contrôler l'utilisation d'un actif ou d'un groupe d'actifs spécifiques au preneur du contrat.

Les accords ainsi identifiés sont assimilés à des contrats de location et sont analysés au 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.

1.3.15 Pertes de valeur des goodwill, immobilisations incorporelles et corporelles

À chaque arrêté et conformément à la norme IAS 36, le Groupe détermine s'il existe un indice 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 comprenant un actif incorporel à durée de vie indéterminée ou auxquelles tout ou partie d'un goodwill a été affectée.

Les tests de dépréciation sont réalisés selon les modalités suivantes :

- le Groupe mesure les éventuelles pertes de valeur des actifs à long terme et des goodwill par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein d'UGT, et leur valeur recouvrable ;
- les UGT correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables indépendants. Elles reflètent la manière dont les activités sont gérées au sein du Groupe : il peut s'agir d'un sous-groupe lorsque l'activité est optimisée de façon globale en son sein ou bien d'UGT déterminées au sein d'un sous-groupe correspondant à différents types d'activités (thermique, renouvelable, services) lorsque ces dernières sont gérées indépendamment. Les goodwill sont affectés aux UGT bénéficiant des synergies provenant de l'acquisition ;
- la valeur recouvrable de ces UGT est la valeur la plus élevée entre la juste valeur nette des coûts de sortie et la valeur d'utilité. 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 ;
- la juste valeur correspond au prix potentiel, qui serait reçu de la vente de l'actif lors d'une transaction normale entre des acteurs économiques ;
- le calcul de la valeur d'utilité repose sur la projection de flux de trésorerie futurs :
 - sur un horizon cohérent avec la durée de vie et/ou d'exploitation de l'actif,
 - pour certains actifs incorporels à durée de vie indéfinie (exemple : marques), au-delà de l'horizon observable ou modélisable, une valeur terminale est déterminée sur la base d'une actualisation à l'infini d'un flux normatif,
 - n'intégrant pas de projets de développement autres que ceux actés à la date d'évaluation,
 - actualisés à un taux reflétant le profil de risque de l'actif ou de l'UGT ;
- les taux d'actualisation retenus s'appuient sur le Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés. Ils sont déterminés par zone géographique et par activité selon la méthode du MEDAF. Les CMPC sont calculés après impôts ;
- les flux de trésorerie futurs sont calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date d'évaluation ;

- pour les premières années, les flux correspondent au Plan à Moyen Terme (PMT). Sur l'horizon du PMT, les prix de l'énergie et des matières premières sont déterminés sur la base des prix forward disponibles et tiennent compte des couvertures,
- au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées pour chaque pays dans lequel le Groupe contrôle des actifs industriels et pour chaque énergie, dans le cadre d'un processus mis à jour annuellement. Les prix à moyen et long terme de l'électricité sont le résultat d'une construction analytique assemblant d'une part différentes briques d'hypothèses telles que la croissance économique, le prix des matières premières (pétrole, gaz, charbon) et du CO₂, la demande en électricité, les interconnexions, les évolutions du mix énergétique (développement des énergies renouvelables, capacité nucléaire installée...) et d'autre part, des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande. Sur chaque objet d'hypothèse, le Groupe s'appuie notamment sur les analyses d'organismes externes (par exemple pour les matières premières et le CO₂, qui influent au premier ordre sur le prix de l'électricité, le Groupe va comparer ses scénarios avec ceux d'organismes tels que l'AIE, IHS ou encore Wood Mackenzie, sachant que chacun de ces analystes propose lui-même un cône de scénarios correspondant à des environnements macroéconomiques différents),
- Les revenus liés aux mécanismes de capacité sont également pris en compte dans la valorisation des actifs de production, le cas échéant dès l'horizon du PMT, dès lors que les pays ont introduit ou annoncé la mise en place d'un système de rémunération de capacité.

Plusieurs variables sont susceptibles d'influencer significativement les calculs :

- les évolutions des taux d'actualisation ;
- les évolutions des prix de marché de l'énergie et des matières premières et de la réglementation tarifaire ;
- l'évolution de la demande et la part de marché du Groupe ainsi que le taux d'attrition des portefeuilles clientèle ;
- la durée d'utilité des installations ou la durée des contrats de concession, le cas échéant ;
- les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme et les valeurs terminales considérées, le cas échéant.

Les pertes de valeur comptabilisées relatives à des goodwill sont irréversibles.

1.3.16 Actifs et passifs financiers

Le classement et l'évaluation des actifs financiers dépendent du modèle de gestion et des caractéristiques contractuelles des instruments. En application de la norme IFRS 9, lors de leur comptabilisation initiale, les actifs financiers sont classés au coût amorti, à la juste valeur par capitaux propres ou à la juste valeur par résultat.

Au sein du Groupe, les actifs financiers comprennent les titres de capitaux propres (en particulier les titres de participation non consolidés), les titres de dettes, 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 instruments financiers affectés aux actifs dédiés sont présentés en note 45.

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.

1.3.16.1 Modalités d'évaluation et de classification des actifs et passifs financiers

Les instruments financiers sont évalués à leur juste valeur, qui correspond au prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale constatée sur le marché principal ou le plus avantageux, à la date d'évaluation.

En règle générale, les méthodes de valorisation retenues par niveau sont les suivantes :

- niveau 1 (cours cotés non ajustés) : cours auxquels l'entité peut avoir accès à la date d'évaluation, sur des marchés actifs, pour des actifs ou des passifs identiques ;

- niveau 2 (données observables) : données concernant l'actif ou le passif autres que les cours de marché inclus dans les données d'entrée de niveau 1, qui sont observables directement (tel qu'un prix) ou indirectement (c'est-à-dire déduites de prix observables) ;
- niveau 3 (données non observables) : données non observables sur un marché, y compris les données observables faisant l'objet d'ajustements significatifs.

1.3.16.1.1 Actifs financiers à la juste valeur par capitaux propres

Les actifs financiers évalués à la juste valeur par capitaux propres comprennent :

- Certains titres de participation dans les sociétés non consolidées, pour lesquels le Groupe a effectué le choix irrévocable de présenter dans les autres éléments du résultat global les variations ultérieures de juste valeur, sans possibilité de transfert au compte de résultat en cas de cession. Seuls les dividendes perçus au titre de ces instruments sont comptabilisés au compte de résultat en « Autres produits financiers » ;
- Les titres de dettes (de nature obligataire) investis dans un modèle mixte de collecte de flux de trésorerie et de revente et dont les flux contractuels sont uniquement constitués de paiements relatifs au principal et à des intérêts reflétant la valeur temps de l'argent et le risque de crédit associé à l'instrument (test « SPPI » – *Solely Payment of Principal and Interests* selon les dispositions de la norme IFRS 9). Les variations de juste valeur sont comptabilisées directement en OCI recyclable. Elles sont transférées en résultat au moment de la cession de ces actifs financiers. Pour ces titres de dettes, les produits d'intérêts calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont crédités au compte de résultat dans le poste « Autres produits financiers ».

Lors de la comptabilisation initiale, ces actifs financiers sont évalués à leur juste valeur augmentée des coûts de transaction attribuables à leur acquisition. À chaque date d'arrêté, ils sont évalués à la juste valeur déterminée sur la base de prix cotés, selon la méthode des flux futurs actualisés ou sur la base de références externes pour les autres instruments financiers.

1.3.16.1.2 Actifs financiers à la juste valeur par résultat

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

- d'actifs acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance ;
- de dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) ;
- d'instruments de capitaux propres (titres de participation non consolidés) pour lesquels le Groupe n'a pas retenu l'option irrévocable de les classer à la juste valeur par capitaux propres non recyclables ;
- de titres de dettes ne répondant pas au modèle de gestion de collecte des flux de trésorerie et aux caractéristiques contractuelles du test SPPI. Sont principalement concernées les parts détenues dans des Organismes de Placement Collectif (OPC), qui sont des titres de dettes ne répondant pas au test SPPI, indépendamment du modèle de gestion.

Ces actifs sont comptabilisés à la date de transaction à la juste valeur, laquelle est le plus souvent égale au montant de trésorerie décaissé. Les coûts de transaction directement attribuables à l'acquisition sont constatés en résultat. À chaque date d'arrêté comptable, ils sont évalués à leur juste valeur, déterminée soit sur la base de prix 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 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 de certaines 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'IFRS 9 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 IFRS 9 (voir note 1.3.16.3).

1.3.16.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont comptabilisés au coût amorti si le modèle de gestion consiste à détenir l'instrument afin d'en collecter les flux de trésorerie contractuels, flux uniquement constitués de paiements relatifs au principal et de ses intérêts.

Les intérêts sont comptabilisés selon la méthode du taux d'intérêt effectif dans le poste « Autres produits financiers » du compte de résultat.

Les prêts et créances financières qui ne sont pas éligibles à un classement au coût amorti sont comptabilisés à la juste valeur avec variations de juste valeur au compte de résultat dans le poste « Autres produits et charges financiers ».

1.3.16.1.4 Emprunts et dettes financières

En dehors des modalités spécifiques liées à la comptabilité de couverture (voir note 1.3.16.3 (A)), les emprunts et dettes financières sont comptabilisés selon la méthode du coût amorti avec séparation éventuelle des dérivés incorporés. Les charges d'intérêts calculées selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont comptabilisées au compte de résultat dans le poste « Coût de l'endettement financier brut » sur la durée de la dette ou de l'emprunt financier.

1.3.16.2 Dépréciation d'actifs financiers évalués à la juste valeur par autres éléments du résultat global ou au coût amorti

IFRS 9 établit un modèle de dépréciation fondé sur les pertes de crédit attendues dit ECL (*expected credit loss*).

Pour les titres du portefeuille obligataire, le Groupe applique une approche basée sur la notation des contreparties dès lors que le niveau de risque de crédit est faible. En application de la politique de gestion des risques, la quasi-totalité du portefeuille obligataire du Groupe est constituée d'instruments émis par des contreparties dont le niveau de risque est faible, notées « *catégorie d'investissement* ».

Dans cette situation, l'estimation des pertes de crédit attendues est réalisée sur un horizon de 12 mois après la date de clôture.

Le seuil d'identification d'une dégradation significative du risque de crédit intervient dès lors que la contrepartie n'est plus notée « *catégorie d'investissement* ». Dès lors, l'augmentation significative du risque de défaillance peut conduire à réestimer les pertes de crédit attendues sur la durée de vie résiduelle de l'instrument.

Pour les prêts et créances, le Groupe a retenu une approche s'appuyant sur la probabilité de défaut de la contrepartie et de son appréciation de l'évolution du risque de crédit.

1.3.16.3 Instruments financiers dérivés

1.3.16.3.1 Champ d'application

Le champ d'application des instruments financiers dérivés a été défini par le Groupe conformément aux dispositions et principes de la norme IFRS 9.

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 IFRS 9, 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.

Le Groupe considère ainsi 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 IFRS 9.

Le Groupe analyse l'ensemble de ses contrats, portant sur des passifs financiers ou des éléments non financiers, afin d'identifier 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 et fait l'objet d'une comptabilisation séparée à la juste valeur dès la mise en place du contrat.

1.3.16.3.2 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 (voir note 1.3.16.3.3).

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

En application d'IFRS 13, la juste valeur des instruments dérivés intègre le risque de crédit de la contrepartie pour les dérivés actifs et le risque de crédit propre pour les dérivés passifs.

1.3.16.3.3 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.

Le Groupe applique les critères prévus par la norme IFRS 9 afin de qualifier une opération pour la comptabilité de couverture :

- la relation de couverture ne comprend que des instruments de couverture et des éléments couverts éligibles ;
- la relation de couverture fait l'objet dès son origine d'une désignation formelle et d'une documentation structurée ;
- la relation de couverture satisfait aux contraintes d'efficacité de la couverture notamment le respect du ratio de couverture.

En ce qui concerne les opérations de couverture de flux de trésorerie, la transaction future, objet de la couverture, doit être hautement probable.

La relation de couverture prend fin dès lors qu'elle cesse de satisfaire aux critères précités. Cela comprend les situations où l'instrument de couverture expire ou est vendu, résilié ou exercé, ou lorsque les objectifs de gestion des risques initialement documentés ne sont plus remplis.

Seuls les instruments dérivés externes au Groupe et les instruments dérivés internes donnant lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe sont réputés éligibles à la comptabilité de couverture.

Le Groupe retient les typologies de couverture suivantes :

(A) Couverture de juste valeur

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

Certains emprunts et dettes financières font l'objet d'une relation de couverture de juste valeur. Leur valeur au bilan est ajustée des variations de juste valeur au titre des risques couverts (change et taux) en application de la comptabilité de couverture.

(B) Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit d'une couverture de l'exposition à la variabilité des flux de trésorerie associés à un actif ou un passif, ou à une transaction future hautement probable, pour lesquelles les variations de flux de trésorerie générées 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 part efficace et en résultat pour la part 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 ou viennent en ajustement de la valeur de l'actif acquis.

(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 n'ayant pas la même monnaie fonctionnelle que le Groupe. Les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur partie considérée comme efficace jusqu'à la cession ou la liquidation 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.

1.3.16.4 Décomptabilisation des actifs et passifs financiers

Le Groupe décomptabilise un actif financier lorsque :

- les droits contractuels aux flux de trésorerie générés par l'actif expirent, ou
- le Groupe transfère les droits à recevoir les flux de trésorerie contractuels liés à l'actif financier du fait du transfert de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de cet actif.

Tout intérêt créé ou conservé par le Groupe dans des actifs financiers transférés est comptabilisé séparément comme actif ou passif.

- Le Groupe décomptabilise un passif financier lorsque ses obligations contractuelles sont éteintes, annulées ou arrivent à expiration. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu avec un prêteur, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe enregistre un nouveau passif.

1.3.16.5 Opérations de mobilisation de créances

Lorsqu'il est démontré que le Groupe a transféré substantiellement les avantages et les risques liés aux créances cédées, notamment le risque de crédit, ces dernières sont décomptabilisées.

Dans le cas contraire, l'opération s'apparente à une opération de financement, et les créances sont par conséquent maintenues à l'actif du bilan avec comptabilisation d'un passif financier en contrepartie.

1.3.17 Stocks et en-cours

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation, à l'exception des stocks détenus dans le cadre des activités de *trading*, qui sont évalués à leur valeur de marché. Les consommations de stocks sont généralement valorisées 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.

1.3.17.1 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 combustibles, 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.

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

Conformément à IAS 23, les charges financières engendrées par le financement des stocks de combustible nucléaire sont enregistrées en charges de période dans la mesure où ces stocks sont produits de façon répétitive et en grande quantité.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées par composante (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication d'assemblages) 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.

1.3.17.2 Autres stocks d'exploitation

Sont enregistrés dans ces comptes de stocks :

- les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ;
- les matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les certificats relatifs aux différents dispositifs environnementaux (voir note 1.3.27) ;
- les certificats relatifs aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France) (voir note 4.5) ;
- les en-cours de production de biens et de services liés notamment aux activités d'EDF Renouvelables, de Dalkia et de Framatome ;
- les stocks de gaz.

Hors activités de *trading*, les autres stocks d'exploitation sont généralement évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en incluant les coûts d'achat directs et indirects.

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent principalement du taux de rotation de ces pièces.

Les stocks détenus dans le cadre d'activités de *trading* sont évalués en valeur de marché.

1.3.18 Clients et comptes rattachés

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et comptes rattachés sont comptabilisés à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir, elles sont ensuite comptabilisées au coût amorti ou à la juste valeur par autres éléments du résultat global.

Les clients et comptes rattachés incluent également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée, qui sont présentées nettes des avances perçues des clients mensualisés.

Le Groupe suit la mesure simplifiée d'IFRS 9 pour calculer les pertes de crédit attendues à l'égard des créances clients, en ayant recours à des matrices de provisions construites sur la base d'historiques de pertes de crédit.

1.3.19 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués des liquidités immédiatement disponibles et des placements à très court terme facilement convertibles en un montant connu de trésorerie 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 « Autres produits et charges financiers ».

1.3.20 Capitaux propres

1.3.20.1 Écart de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers

Les écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers proviennent de la réévaluation à la juste valeur des titres de dettes ou de capitaux propres et de certains instruments de couverture.

1.3.20.2 Frais d'émission de capital

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

Les autres coûts constituent des charges de l'exercice.

1.3.20.3 Actions propres

Les actions propres sont des titres émis par EDF 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.

1.3.20.4 Titres subordonnés à durée indéterminée

Les titres subordonnés à durée indéterminée émis par le Groupe (émission « hybride ») contiennent des options de remboursement, qui sont à la main d'EDF. Celles-ci sont exerçables à l'issue d'une période minimum, qui diffère selon les termes propres à chaque émission, puis à chaque date de paiement d'intérêts à l'issue de cette période, ou en cas de survenance de certains cas très spécifiques (évolution du référentiel comptable IFRS ou du régime fiscal par exemple). La rémunération annuelle est fixe et réévaluée en fonction de clauses contractuelles, qui diffèrent selon les termes des émissions. Il n'y a aucune obligation de versement d'une rémunération par EDF du fait de l'existence de clauses contractuelles lui permettant d'en différer indéfiniment le versement. Ces clauses prévoient néanmoins un versement obligatoire des rémunérations différées en cas de décision de versement d'un dividende aux actionnaires d'EDF. L'ensemble de ces caractéristiques confèrent à EDF un droit inconditionnel d'éviter de verser de la trésorerie ou un autre actif financier sous forme de remboursement ou de rémunération du capital. Par conséquent, conformément à la norme IAS 32, ces émissions sont comptabilisées en capitaux propres et les rémunérations versées sont comptabilisées comme des dividendes (voir notes 3.5, 3.6 et 27.4).

1.3.21 Provisions hors avantages du personnel

Une provision est comptabilisée par le Groupe lorsqu'il existe une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'un événement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour éteindre l'obligation et que le montant peut être estimé de manière fiable.

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.

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

Les coûts attendus sont évalués aux conditions économiques de fin d'année et répartis selon un échéancier prévisionnel de décaissements. Ils sont ensuite évalués en euros de l'année de décaissement par application d'un taux d'inflation prévisionnel à long terme, et actualisés par l'application d'un taux d'actualisation nominal. Les provisions sont alors évaluées en fonction de ces flux de trésorerie futurs actualisés.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques et réglementaires du pays dans lequel est située l'entité économique et en tenant compte du cycle long d'exploitation des actifs du Groupe et de l'échéance des engagements.

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

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.

1.3.21.1 Provisions liées à la production nucléaire

Les provisions liées à la production nucléaire sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible utilisé, pour reprise et conditionnement des déchets 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 (provisions pour derniers cœurs).

Les charges pour derniers cœurs correspondent d'une part, au coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires, et d'autre part, au coût de traitement de ce combustible ainsi qu'au coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

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 augmentation ou en réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif (déconstruction des centrales en exploitation, gestion à long terme des déchets radioactifs issus de cette déconstruction et derniers cœurs) ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Une information détaillée sur les principes de détermination des provisions liées à la production nucléaire en France et au Royaume-Uni est fournie en note 29.

1.3.21.2 Autres provisions

Les autres provisions concernent notamment :

- les risques liés aux filiales et participations ;
- les risques fiscaux ;
- les litiges ;
- les contrats onéreux et pertes à terminaison ;
- les provisions liées aux dispositifs environnementaux.

Les provisions pour contrats onéreux sont généralement liées à des contrats pluriannuels d'achat ou 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 ;
- les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles au coût de l'énergie à livrer.

Le chiffre d'affaires et la marge sur les contrats à long terme de Framatome sont comptabilisés selon la méthode de l'avancement. Lorsque le résultat estimé à terminaison est négatif, la perte à terminaison est constatée immédiatement en résultat sous déduction de la perte déjà constatée à l'avancement, et fait l'objet d'une provision.

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux peuvent être relatives à la couverture du déficit de droit d'émissions de gaz à effet de serre, de certificats d'énergie renouvelable, de certificats d'économies d'énergie, par rapport aux obligations assignées (voir note 1.3.27).

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

1.3.22 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, etc.) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail, etc.).

1.3.22.1 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 perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques propres à chacun des pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables à chacun des régimes et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les 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 ;
- les 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, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité ;
- le taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou, le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision résulte de l'évaluation des engagements minorée de la juste valeur des actifs destinés à leur couverture.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- dans le compte de résultat :
 - le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires,
 - la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nette des produits des actifs de couverture évalués à partir du taux d'actualisation des engagements,
 - le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes,
 - les écarts actuariels relatifs aux autres avantages à long terme ;
- dans les autres éléments du résultat global consolidé :
 - les écarts actuariels relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi,
 - l'effet de la limitation au plafonnement de l'actif dans les cas où il trouverait à s'appliquer.

1.3.22.2 Engagements concernant 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.

1.3.22.2.1 Entités françaises relevant du régime des IEG

Les entités qui relèvent des Industries électriques et gazières (IEG) 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, Enedis, sous-groupe CTE, Électricité de Strasbourg, EDF PEI et certaines filiales du sous-groupe Dalkia.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accident du travail – maladies professionnelles, et du régime d'invalidité et de décès, est assuré par la Caisse nationale des IEG (CNIEG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'État en particulier, et de manière conjointe, des ministres chargés du Budget, de la Sécurité sociale et de l'Énergie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par les entreprises de la branche des IEG au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG, est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par le Groupe au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre des retraites comprennent :

- 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 acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement).

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. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux agents des groupes EDF et Engie (ex-GDF SUEZ) correspond à la valeur actuelle probable des kilowattheures à fournir aux agents ou à leurs ayants droits pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec Engie ;
- 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 ;
- le capital décès : il a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (Article 26 - § 5 du Statut National). Il est versé aux ayants droits prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques) ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels ;
- les autres avantages comprennent l'aide aux frais d'études, le compte-épargne jour retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors de sociétés relevant des IEG.

1.3.22.2 Filiales étrangères et filiales françaises ne relevant pas du régime des IEG

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

Pour ce qui concerne le Royaume-Uni, il existe trois principaux plans de retraite à prestations définies au sein d'EDF Energy :

- 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. Le plan BEGG n'accepte plus de nouveaux affiliés depuis août 2012 ;
- le plan de retraite EEGSG (*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'EEGSG n'a pas accepté depuis de nouveaux affiliés ;
- le plan de retraite EEPS (*EDF Energy Pension Scheme*). Ce plan a été mis en place en mars 2004 et l'affiliation est ouverte aux nouveaux entrants.

En 2016, EDF Energy a mis en place un nouveau régime à prestations définies au sein du plan de retraite EEPS : EEPS CARE (*Career Average Re-valued Earnings*). Dans ce nouveau régime, les pensions sont calculées sur la base d'un salaire de référence correspondant à la moyenne des salaires acquis tout au long de la carrière du bénéficiaire, revalorisée de l'inflation. En décembre 2017, un nouveau régime CARE a également été mis en place au sein du plan de retraite BEGG, ouvert aux nouveaux salariés des activités de production nucléaire. Les dispositions de ce régime sont identiques à celles du régime équivalent du plan de retraite EEPS. Sur les autres plans, les pensions restent calculées sur la base du dernier salaire de référence du bénéficiaire.

Chaque plan est financièrement indépendant des autres. Les plans BEGG et EEGSG font partie du régime global des électriciens ESPS, qui est l'un des plus grands systèmes de retraite du secteur privé au Royaume-Uni.

La gestion des plans est externalisée et déléguée à des entités juridiques distinctes (*Trusts*) dont les membres (*trustees*), nommés par l'entreprise et les assurés, ont la responsabilité de gérer les fonds dans l'intérêt exclusif de ces derniers. Cette gestion repose sur une évaluation actuarielle triennale réalisée par les *trustees*, définissant le niveau de financement, les contributions patronales et salariales nécessaires ainsi que les échéanciers de versement. Les *trustees* ont la responsabilité de définir la stratégie d'investissement des plans en accord avec l'entreprise.

1.3.22.3 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. À ce titre, ils comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. À l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes 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 réversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

1.3.23 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. Elle prend également en compte l'éventualité d'une remise en cause du statut de concessionnaire du groupe EDF.

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 1,5 % 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 3,9 % ;
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 3,9 %.

Le tableau qui suit donne les impacts d'Enedis d'une telle simulation pour l'exercice 2018 :

- Impacts sur le compte de résultat

<i>(en millions d'euros et avant impôt)</i>	2018
Résultat d'exploitation	132
Résultat financier	(571)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	(439)

- Impacts bilan – capitaux propres

<i>(en millions d'euros et avant impôt)</i>	2018
À l'ouverture	1 690
À la clôture	1 251

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.

1.3.24 Subventions d'investissement

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

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

Les actifs et passifs répondant à la définition d'actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont présentés séparément des autres actifs et passifs du bilan.

Lorsque les actifs ou groupes d'actifs répondent aux critères de définition d'une activité abandonnée, le résultat des activités en cours de cession est présenté après impôt sur une ligne distincte du compte de résultat. Les variations nettes de trésorerie et équivalents de trésorerie de ces activités sont également présentées distinctement dans le tableau de flux de trésorerie.

Une dépréciation est constatée lorsque la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable.

1.3.26 Nature et étendue des restrictions sur l'accès et l'utilisation des actifs et le règlement des passifs

Les principales restrictions pouvant limiter la capacité du Groupe à avoir accès ou à utiliser ses actifs et à régler ses passifs concernent les éléments suivants :

- les actifs dédiés au financement des avantages du personnel (principalement en France et au Royaume-Uni – voir note 1.3.22) et des charges relatives aux passifs nucléaires (principalement en France – voir note 45 – et au Royaume-Uni – voir note 29.2) ;
- les actifs corporels et incorporels, ainsi que les passifs associés relatifs à des contrats de concession, soumis ou non à des mécanismes réglementaires (obligations de fourniture d'énergie ou de services liés à l'énergie, encadrement des investissements, obligation de remettre les ouvrages en fin de contrat, sommes dues en fin de contrat, contraintes tarifaires ...). Ces restrictions s'appliquent principalement aux actifs de cette nature en France (EDF, Enedis et Dalkia), et dans une moindre mesure en Italie (voir notes 1.3.13 et 1.3.23) ;
- la cession de participations du Groupe dans certaines filiales nécessite l'obtention d'autorisations de la part d'organismes étatiques, en particulier lorsqu'elles exercent une activité régulée ou une activité d'exploitant de centrales nucléaires (notamment pour EDF Nuclear Generation Ltd au Royaume-Uni, Taishan (TNPJVC) en Chine et CENG aux États-Unis) ;
- les réserves prudentielles constituées et les dispositions prises en termes de capacité de distribution, en vue de faire face aux exigences des réglementations prudentielles par les filiales d'assurance ;
- la trésorerie de certaines entités faisant appel à un financement pour lesquelles la distribution de dividendes est subordonnée au remboursement de la dette bancaire (ou au respect de ses conditions d'octroi) et des actionnaires ; ou pour lesquelles il existe des limitations réglementaires dans certains pays.

Par ailleurs, certains pactes d'actionnaires relatifs à des sociétés contrôlées par le Groupe prévoient des clauses de protection des actionnaires minoritaires conduisant à nécessiter l'obtention de leur accord pour certaines décisions.

Enfin, certains financements accordés à des entités du Groupe font l'objet de clauses de remboursement anticipé (voir note 38.2.6) et certaines disponibilités et équivalents de trésorerie font l'objet de restrictions (voir note 37).

1.3.27 Environnement

1.3.27.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

Le dispositif en vigueur est décrit en note 49.1

Le traitement comptable des droits d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques, coexistants dans le groupe EDF, sont développés.

Les droits détenus dans le cadre du modèle « Négoce » sont comptabilisés en stocks, à la juste valeur. La variation de juste valeur observée sur l'exercice est enregistrée en résultat.

Les droits détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre (modèle « Production ») sont comptabilisés en immobilisations incorporelles :

- à leur coût d'acquisition lorsqu'ils sont acquis sur le marché ;
- pour une valeur nulle lorsqu'ils sont attribués gratuitement (dans les pays ayant maintenu une allocation gratuite).

Lorsque les estimations d'émissions de l'exercice pour une entité du Groupe sont supérieures aux droits attribués gratuitement de l'exercice, sous déduction éventuelle des droits attribués vendus à terme ou au comptant, une provision est constituée pour couvrir l'excédent d'émissions ainsi déterminé. La quantité à provisionner correspond à l'insuffisance des droits possédés entre les émissions réelles et les droits attribués détenus à la date d'arrêté.

En l'absence d'attribution gratuite de droits d'émission, une provision est constatée systématiquement à hauteur des émissions réelles à la date d'arrêté.

Dans les deux cas, la 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. Elle est soldée lors de la restitution des droits à l'État.

À la date d'arrêté, le portefeuille de droits d'émission et l'obligation de restitution au titre des émissions de l'exercice sont présentés en position brute, c'est-à-dire non compensée.

Si le nombre de droits d'émission acquis inscrits en immobilisations incorporelles à la clôture et non vendus à terme est supérieur au nombre de droits acquis, qui seront à restituer à l'État au titre des émissions de l'exercice, un test de dépréciation doit être effectué sur cet excédent. Si la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable, une dépréciation est constatée.

1.3.27.2 Certificats d'énergie renouvelable

Le dispositif en vigueur est décrit en note 49.3.

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 IFRS 9 et valorisés à leur juste valeur à la date du bilan. La variation de juste valeur est enregistrée en résultat.

1.3.27.3 Certificats d'économies d'énergie (CEE)

Le dispositif en vigueur est décrit en note 49.2.

Dans ce cadre, le groupe EDF satisfait son obligation soit en réalisant des actions sur son patrimoine ou auprès des clients finals afin d'obtenir auprès de l'État des certificats d'économies d'énergie, soit en acquérant directement ces certificats d'économies d'énergie.

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

- immobilisations corporelles si les actions réalisées par l'entité portent sur ses propres actifs et que les conditions d'inscription à l'actif sont remplies ;
- charges de 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.

Les dépenses réalisées au-delà de l'obligation cumulée à la date d'arrêté sont comptabilisées en stocks jusqu'à leur utilisation pour couvrir l'obligation. Le cas échéant, une provision est comptabilisée si les économies d'énergie réalisées sont inférieures à l'obligation cumulée relative aux économies d'énergie. Elle correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées.

1.3.27.4 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 de la manière suivante :

- 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 ;
- en 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.

NOTE 2 COMPARABILITÉ DES EXERCICES

2.1 IFRS 15 – PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES TIRÉS DE CONTRATS CONCLUS AVEC DES CLIENTS

La norme IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients » est applicable à partir du 1^{er} janvier 2018 (voir note 1.3.7).

La méthode rétrospective complète a été appliquée par le Groupe sans impact sur les capitaux propres d'ouverture.

Ces changements ont pour conséquence une réduction du chiffre d'affaires et des achats d'énergie publiés au 31 décembre 2017 à hauteur de 4 740 millions d'euros sans impact sur l'Excédent Brut d'Exploitation (EBE). Par ailleurs, au bilan, suite à la mise en place de la compensation des avances clients avec les créances correspondant à l'énergie livrée non facturée (voir note 2.1.3.2), les postes créances clients et comptes rattachés, autres débiteurs courants et autres créditeurs courants publiés au 31 décembre 2017 sont respectivement diminués à hauteur des montants suivants : 6 568 millions d'euros, 2 342 millions d'euros et 8 910 millions d'euros.

Le Groupe continue de suivre, en lien avec la mise en œuvre d'IFRS 15, les évolutions des textes internationaux susceptibles de modifier la comptabilisation actuelle des activités à tarif régulé.

Les opérations dont le traitement comptable est modifié sont les suivantes :

2.1.1 Comptabilisation des produits d'acheminement d'énergie (distinction agent-principal)

En France et en Belgique, le Groupe a conclu que l'acheminement est une prestation distincte de la fourniture d'énergie et que le fournisseur d'énergie agit comme agent au titre de cette prestation d'acheminement.

En Italie et au Royaume-Uni, en revanche, le fournisseur d'énergie est qualifié de principal.

En ce qui concerne les prestations d'acheminement d'électricité en France, elles sont très majoritairement réalisées par Enedis, le gestionnaire de réseau de distribution et filiale régulée du Groupe. En conséquence, la distinction agent – principal sur l'acheminement électricité en France n'a d'impact que sur la présentation du chiffre d'affaires dans l'information sectorielle.

Ces évolutions conduisent à réduire le chiffre d'affaires de l'exercice 2017 publié à hauteur du montant de l'acheminement gaz et électricité en Belgique et du montant de l'acheminement gaz en France (ainsi que l'acheminement électricité en France réalisé par des Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) externes au Groupe), soit au total 1 527 millions d'euros en contrepartie d'une diminution des charges d'acheminement de même montant (au sein des achats de combustible et d'énergie).

2.1.2 Comptabilisation des transactions d'achat et vente d'énergie sur les marchés dans le cadre des activités d'optimisation

Les analyses menées ont conduit le Groupe à considérer qu'une comptabilisation en net des opérations d'optimisation reflète de façon plus pertinente la réalité économique, alors que certaines des entités du Groupe (en Italie, en Belgique et en France pour Dalkia) les présentaient jusqu'ici, en brut avec pour contrepartie des achats d'énergie. Ce changement entraîne une réduction du chiffre d'affaires et des achats de combustible et d'énergie publiés au 31 décembre 2017 à hauteur de 2 793 millions d'euros.

2.1.3 Autres impacts

2.1.3.1 Autres impacts au compte de résultat consolidé

D'autres transactions comptabilisées en « brut » ont également fait l'objet d'une présentation en « net » selon les dispositions d'IFRS 15 : opérations de mandat en Italie et règlements effectués dans le cadre du mécanisme d'équilibre du réseau électrique français, pour un montant total de 420 millions d'euros. Ces retraitements sont sans impact sur l'EBE du Groupe publié au 31 décembre 2017.

2.1.3.2 Impacts au bilan consolidé

Les clients et comptes rattachés qui incluent le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée sont désormais présentés nets des avances perçues des clients mensualisés.

Ce changement entraîne une réduction des postes Clients et comptes rattachés et des Autres créiteurs courants pour un montant de 6 568 millions d'euros au 31 décembre 2017. Corrélativement les taxes associées à ces flux sont également nettes à hauteur de 2 342 millions d'euros au 31 décembre 2017 (diminution du poste « dettes fiscales » classés en Autres créiteurs courants, en contrepartie des postes de « créances fiscales » classés en Autres débiteurs courants).

2.1.4 Synthèse des impacts sur l'EBE du Groupe et l'information sectorielle

(en millions d'euros)	31/12/2017 publié	Impacts IFRS 15	31/12/2017 retraité
Chiffre d'affaires	69 632	(4 740)	64 892
Achats de combustible et d'énergie	(37 641)	4 740	(32 901)
Autres consommations externes	(8 739)	-	(8 739)
Charges de personnel	(12 456)	-	(12 456)
Impôts et taxes	(3 541)	-	(3 541)
Autres produits et charges opérationnels	6 487	-	6 487
Excédent brut d'exploitation	13 742	-	13 742

Le tableau ci-dessous présente l'information sectorielle publiée au 31 décembre 2017 retraitée des impacts de la norme IFRS 15 :

Publié au 31 décembre 2017	France - Activités de production et commercia- lisation	France – Activités régulées	Royaume- Uni	Italie	Autre international (1)	Autres métiers (2)	Éliminations inter- secteurs	Total
(en millions d'euros)								
Chiffre d'affaires externe	34 533	5 732	8 681	9 918	4 649	6 119	-	69 632
Chiffre d'affaires inter-secteur	1 073	10 164	7	22	173	1 694	(13 133)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES PUBLIÉ	35 606	15 896	8 688	9 940	4 822	7 813	(13 133)	69 632
Retraitement IFRS 15								
Chiffre d'affaires externe	(10 607)	10 041	-	(2 218)	(1 656)	(300)	-	(4 740)
Chiffre d'affaires inter-secteur	-	(10 101)	-	-	-	-	10 101	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	(10 607)	(60)	-	(2 218)	(1 656)	(300)	10 101	(4 740)
Retraité au 31 décembre 2017								
Chiffre d'affaires externe	23 926	15 773	8 681	7 700	2 993	5 819	-	64 892
Chiffre d'affaires inter-secteur	1 073	63	7	22	173	1 694	(3 032)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES RETRAITÉ	24 999	15 836	8 688	7 722	3 166	7 513	(3 032)	64 892

(1) Les retraitements IFRS 15 ne concernent qu'EDF Luminus (Belgique).

(2) Dont EDF Renouvelables (1 280 millions d'euros) et Dalkia (3 751 millions d'euros après retraitement IFRS 15).

Par ailleurs, l'information sectorielle a été modifiée au 1^{er} janvier 2018, le comparatif du 31 décembre 2017 a été retraité en conséquence en note 6.

2.2 IFRS 9 – INSTRUMENTS FINANCIERS

La norme IFRS 9 « Instruments Financiers » est applicable à compter du 1^{er} janvier 2018. Elle définit de nouveaux principes en matière de classement et d'évaluation des instruments financiers, de dépréciation pour risque de crédit des actifs financiers et de comptabilité de couverture. Ces principes sont présentés dans la note 1.3.16.

2.2.1 Modalités de transition

Les données comparatives de l'année de première application n'ont pas été retraitées, conformément à l'approche simplifiée d'IFRS 9. En conséquence :

- toute différence entre la valeur comptable des actifs et passifs financiers au 31 décembre 2017 et celle au 1^{er} janvier 2018 est comptabilisée dans le solde d'ouverture des réserves consolidées ;
- les actifs financiers ne sont pas reclassés au bilan de la période comparative selon la nomenclature IFRS 9. En conséquence, pour la période comparative 2017, la catégorie « Actifs disponibles à la vente » est maintenue (voir note 36.1) ;

- les provisions pour dépréciation n'ont pas été retraitées au titre de la période comparative ;
- les dispositions d'IFRS 9 en matière de comptabilité de couverture sont applicables de manière prospective. La transition n'a entraîné aucune déqualification de relation de couverture.

Les principaux impacts de la mise en œuvre de la norme IFRS 9 sont détaillés ci-après. Les impacts sur les chiffres du compte de résultat publiés au 31 décembre 2017 sont donnés à titre informatif, afin de permettre une comparabilité avec le compte de résultat au 31 décembre 2018.

2.2.2 Principales implications de la norme pour le Groupe

2.2.2.1 Classement et évaluation

Les actifs financiers du Groupe classés en « actifs disponibles à la vente » (ou « AFS – *Available For Sale* ») sous IAS 39 sont dorénavant comptabilisés soit en juste valeur par autres éléments du résultat global (OCI recyclable ou non recyclable) soit à la juste valeur par résultat.

Les principaux impacts de la mise en œuvre d'IFRS 9 au sein du Groupe portent sur les actifs financiers détenus sous forme de parts dans des Organismes de Placement Collectif (OPC), et à un degré moindre sur les titres de capitaux propres (actions) détenus.

- Concernant les parts détenues dans les **OPC**, les gains et pertes latents, jusqu'alors comptabilisés en OCI, et transférés en résultat lors de leur cession, affectent désormais directement le compte de résultat du Groupe conformément à leur classification IFRS 9.
 - Sur ces instruments représentant un solde de 18 382 millions d'euros au 31 décembre 2017, l'intégralité des variations de juste valeur au 1^{er} janvier 2018, d'un montant de 1 807 millions d'euros avant impôts (1 172 millions d'euros après impôts), est reclassée en autres réserves consolidées, sans possibilité de transfert ultérieur au compte de résultat.
- Pour les **titres** de capitaux propres non détenus à des fins de transactions, le Groupe a retenu pour la majorité des titres du portefeuille au 31 décembre 2017, la comptabilisation des variations de valeur en résultat. Néanmoins, pour certaines lignes de titres en portefeuille au 31 décembre 2017, le Groupe a choisi d'exercer l'option irrévocable de comptabiliser les variations de juste valeur en OCI non recyclable.
 - Sur ces instruments représentant un solde de 1 679 millions d'euros au 31 décembre 2017, l'intégralité des variations de juste valeur au 1^{er} janvier 2018, d'un montant de 135 millions d'euros avant impôts (87 millions d'euros après impôts), est reclassée en autres réserves consolidées, sans possibilité de transfert ultérieur au compte de résultat.
- Le portefeuille **des titres de dettes, notamment obligataires**, représente un solde de 20 863 millions d'euros au 31 décembre 2017.

Sur ce total, 20 828 millions d'euros sont gérés dans le cadre du modèle « collecte et vente » et remplissent les caractéristiques du test SPPI. Il en résulte une comptabilisation des variations de juste valeur en OCI recyclable, sans changement par rapport au traitement comptable antérieur.

 - Le montant des variations de juste valeur conservé en OCI recyclable sur ces instruments s'élève à 245 millions avant impôts (162 millions d'euros après impôts) au 1^{er} janvier 2018.
- Le reste du portefeuille (35 millions d'euros au 31 décembre 2017) est désormais comptabilisé en juste valeur par résultat.
 - Sur ces instruments représentant un solde de 35 millions d'euros, les variations de juste valeur au 1^{er} janvier 2018, d'un montant de 3 millions d'euros avant impôts (2 millions d'euros après impôts), sont reclassées en autres réserves consolidées sans possibilité de transfert ultérieur au compte de résultat.

Une grande partie des actifs financiers impactés par ces évolutions concerne le portefeuille des actifs dédiés (qui s'élève au total à 20 848 millions d'euros au 31 décembre 2017 – voir note 36.2), destinés à couvrir les charges futures relatives à l'aval du cycle nucléaire d'EDF en France (voir note 45).

De façon générale, la mise en œuvre de la norme IFRS 9 se traduit par l'accroissement de la volatilité sur le compte de résultat du Groupe, alors que les actifs dédiés sont constitués en couverture des provisions pour aval du cycle nucléaire, qui pour leur part, donnent lieu à une charge de désactualisation récurrente en résultat financier.

Le tableau de correspondance ci-dessous synthétise les modifications de classement des actifs financiers détenus par le Groupe au 31 décembre 2017 entre IAS 39 et IFRS 9 ainsi que les impacts sur les états financiers du Groupe.

<i>(en millions d'euros)</i>		Catégories IFRS 9				Réserve brute de juste valeur 01/01/2018	Réserve nette de juste valeur (après impôt) 01/01/18 ⁽²⁾
Catégories IAS 39	Solde au bilan 31/12/2017 retraité ⁽¹⁾	Coût amorti	Juste valeur par OCI recyclable	Juste valeur par OCI non recyclable	Juste valeur par résultat		
Actifs disponibles à la vente	40 924	-	20 828	444	19 652	2 190	1 423
Actifs dédiés d'EDF	20 848	-	4 992	-	15 856	2 114	1 347
Actifs liquides d'EDF	18 963	-	15 815	-	3 148	73	73
Autres actifs	1 113	-	21	444	648	3	3
Prêts et créances	14 622	14 330	-	-	292	-	-
Clients et comptes rattachés⁽³⁾	16 843	15 187	1 656	-	-	-	-

(1) Voir dans les comptes consolidés au 31 décembre 2017 la note 36.2.2 pour les AFS, la note 36.3 pour les prêts et créances. Pour les clients et comptes rattachés, le montant indiqué est retraité des impacts de la norme IFRS 15 (voir note 2.1.3.2).

(2) Cela correspond au cumul des variations de juste valeur après impôts des gains et pertes latents des OPC pour 1 172 millions d'euros, des titres de capitaux propres pour 87 millions d'euros et des titres de dettes, notamment obligataires pour 164 millions d'euros.

(3) Les créances clients d'Edison (Italie) entrent dans le modèle « collecte et vente » et sont donc classées dans la catégorie Juste valeur par OCI recyclable.

2.2.2.2 Dépréciation

L'application de manière rétrospective des dispositions du modèle de dépréciation IFRS 9 à l'ensemble des actifs financiers concernés, donne lieu à la comptabilisation d'un impact de (34) millions d'euros (nets d'impôts) enregistré dans les réserves d'ouverture.

2.2.2.3 Comptabilité de couverture

L'application prospective des dispositions d'IFRS 9 à la comptabilité de couverture n'a pas engendré d'impact sur les réserves d'ouverture dans la mesure où l'ensemble des relations de couverture ont été maintenues au 1^{er} janvier 2018.

2.2.2.4 Renégociation de dettes

Le traitement comptable sous IFRS 9 des renégociations de dettes ne donnant pas lieu à décomptabilisation a été clarifié par décision du *Board* de l'IASB en juillet 2017. Celle-ci précise que la modification du coût amorti de la dette en date de restructuration doit être constatée en résultat contrairement à la pratique actuelle, qui consistait à lisser cet ajustement sur la durée résiduelle de la dette renégociée.

L'impact de l'application rétrospective au 1^{er} janvier 2018 de cette clarification de la norme sur les réserves d'ouverture du Groupe s'élève à 28 millions d'euros (nets d'impôts).

2.2.2.5 Synthèse des impacts au titre de la variation des capitaux propres du Groupe (après impôts) au 1^{er} janvier 2018

Impacts en millions d'euros (nets d'impôts)	Ecarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable)	Autres réserves consolidées et résultat ⁽¹⁾
Capitaux propres publiés au 31/12/2017	(306)	40 103
- Juste valeur des instruments financiers ne transitant plus par OCI recyclable ⁽²⁾	(1 261)	1 261
- Juste valeur des instruments financiers ne transitant plus par OCI recyclable – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(159)	159
- Dépréciation (voir note 2.2.2.2)	6	(34)
- Renégociation de dettes (voir note 2.2.2.4)	-	28
	(1 414)	1 414
Capitaux propres retraités au 01/01/2018	(1 720)	41 517

(1) Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans la colonne « Autres réserves consolidées et résultat ».

(2) Inclut au 31 décembre 2017, le cumul des variations de juste valeur après impôts des gains et pertes latents des OPC pour 1 172 millions d'euros, des titres de capitaux propres pour lesquels l'option en OCI non recyclable a été prise pour 87 millions d'euros et des titres de dettes, notamment obligataires pour 2 millions d'euros (voir note 2.2.2.1).

2.2.2.6 Information sur les impacts sur le résultat de l'exercice 2017 de la mise en œuvre d'IFRS 9 sur les actifs financiers

L'impact d'une mise en œuvre d'IFRS 9 en lieu et place d'IAS 39 sur le résultat du Groupe au 31 décembre 2017 est donné à titre informatif et afin de permettre la comparabilité des périodes. Les principaux impacts concernent les actifs financiers à la juste valeur par OCI non recyclable ou par résultat. Sur ces instruments, l'impact aurait été, toutes choses égales par ailleurs, de l'ordre de 215 millions d'euros sur le résultat financier (176 millions d'euros sur le résultat net) consistant en :

- la non reconnaissance des plus ou moins-values de cession réalisées sur l'exercice 2017 pour (931) millions d'euros, dont (985) millions d'euros sur les actifs dédiés (voir note 15.3) ;
- la comptabilisation en résultat des variations de juste valeur de ces instruments sur l'exercice 2017, représentative de la volatilité sur la période, soit 1 146 millions d'euros dont 1 158 millions d'euros sur les actifs dédiés.

(en millions d'euros)	2017 Information publiée	Retraitements IFRS 9	2017 Information retraitée
Excédent brut d'exploitation	13 742	-	13 742
Résultat d'exploitation	5 637	-	5 637
Coût de l'endettement financier brut	(1 778)	-	(1 778)
Effet de l'actualisation	(2 959)	-	(2 959)
Autres produits et charges financiers	2 501	215	2 716
Résultat financier	(2 236)	215	(2 021)
Impôts sur les résultats	(147)	(96)	(243)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises ⁽¹⁾	35	57	92
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	3 289	176	3 465

(1) Concerne la participation dans CENG.

NOTE 3 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS

3.1 LE PREMIER DES DEUX EPR DE LA CENTRALE NUCLEAIRE DE TAISHAN EN CHINE ENTRE EN EXPLOITATION COMMERCIALE

Le 14 décembre 2018, CGN et EDF ont annoncé que l'unité numéro 1 de la centrale nucléaire de Taishan était devenue le premier EPR au monde à entrer en exploitation commerciale. Ce jalon final a été atteint le 13 décembre 2018 à l'issue de l'ultime test réglementaire de fonctionnement en continu et à pleine puissance durant 168 heures. Le succès de cette étape marque l'atteinte de l'ensemble des conditions nécessaires à l'exploitation du réacteur en toute sûreté.

La centrale nucléaire de Taishan, composée de deux réacteurs EPR de 1750 MW chacun, est le plus important projet de coopération sino-française dans le secteur énergétique. La centrale de Taishan avec ces deux réacteurs pourra fournir au réseau électrique chinois jusqu'à 24 TWh d'électricité sans CO₂ par an, soit l'équivalent de la consommation annuelle de 5 millions de Chinois, tout en évitant l'émission d'environ 21 millions de tonnes de CO₂ par an.

Le projet de centrale nucléaire de Taishan est porté par TNPJVC, une joint-venture fondée par CGN (51 %), EDF (30 %) et l'électricien chinois provincial Yuedian (19 %). Le groupe EDF avec sa filiale Framatome est intervenu en tant que fournisseur de la technologie EPR de troisième génération, qui répond aux meilleurs standards de sûreté internationaux. EDF a également apporté le retour d'expérience de l'EPR de Flamanville 3, dont la prise en compte a été un facteur clé du succès de Taishan 1 dans les premières phases du chantier.

Taishan 1 apporte aux réacteurs EPR dans le monde son retour d'expérience en matière de gestion de projet et de maîtrise technologique. Les premiers à en bénéficier sont les deux réacteurs de Hinkley Point C actuellement en construction au Royaume-Uni. EDF et CGN sont partenaires dans deux autres projets britanniques : le projet de 2 EPR de Sizewell C et celui de Bradwell B, qui repose sur la technologie Hualong.

3.2 CESSION D'UN PORTEFEUILLE DE PLUS DE 200 ACTIFS A USAGE DE BUREAUX ET D'ACTIVITES PAR LE GROUPE EDF A COLONY CAPITAL

Le Groupe, notamment au travers de sa filiale Sofilo, a réalisé le 28 novembre 2018 la cession d'un portefeuille de plus de 200 actifs à usage de bureaux et d'activités à des véhicules d'investissements gérés par Colony Capital.

Ce portefeuille, dont les actifs sont localisés en Ile-de-France et en régions, développe une surface totale d'environ 430 000 m². L'opération a été assortie d'un contrat de location opérationnelle par le groupe EDF.

La finalisation de cette transaction clôt la réalisation du plan de cession d'actifs du groupe EDF sur la période 2015-2020 de 10 milliards d'euros.

3.3 FINALISATION DE LA CESSION DE LA PARTICIPATION D'EDF AU CAPITAL DE DUNKERQUE LNG

Au terme d'un processus d'enchères concurrentiel lancé début 2018, le groupe EDF a annoncé le 29 juin 2018 être entré en négociations exclusives avec deux groupes d'investisseurs en vue de la cession de sa participation de 65,01 % au capital de Dunkerque LNG, propriétaire et exploitant du terminal méthanier de Dunkerque.

D'une part, un consortium composé de Fluxys, AXA Investment Managers – Real Assets, pour ses clients, et Crédit Agricole Assurances s'est engagé à se porter acquéreur d'une participation de 31 % ; d'autre part, un consortium d'investisseurs coréens mené par IMP Group (composé de InfraPartners Management Korea Co. Ltd. à Séoul et InfraPartners Management LLP à Londres) en collaboration avec Samsung Asset Management Co., Ltd et composé de Samsung Securities Co. Ltd., IBK Securities Co. Ltd. et Hanwha Investment & Securities Co. Ltd. s'est porté acquéreur d'une participation de 34,01 %.

Au travers des prix payés par les deux consortiums, la valeur d'entreprise moyenne pour 100 % de Dunkerque LNG, pour l'ensemble de ces opérations, s'élève à 2,4 milliards d'euros.

Cette opération permet à Fluxys, déjà actionnaire de Dunkerque LNG à hauteur de 25 %, avec le soutien d'Axa IM – Real Assets et Crédit Agricole Assurances, de prendre le contrôle et de consolider Dunkerque LNG.

EDF, en tant que client de Dunkerque LNG, reste engagé à long terme auprès du terminal, qui continuera à servir la stratégie gaz du groupe.

Le groupe EDF a signé le 12 juillet 2018 des accords engageants relatifs à cette cession avec les mêmes consortiums.

Suite à l'obtention des autorisations réglementaires requises, le groupe EDF a réalisé le 30 octobre 2018 la cession de sa participation au capital du terminal méthanier de Dunkerque.

A la suite de cette cession, l'évaluation du contrat long terme de réservation de capacités de regazéification de GNL entre EDF et Dunkerque LNG a conduit à comptabiliser une dotation aux provisions pour contrat onéreux d'un montant de 737 millions d'euros (voir note 32). L'opération, du fait de la plus-value de cession de 755 millions d'euros, a un impact net en autres produits et charges d'exploitation de 18 millions d'euros (voir note 14). Par ailleurs, l'opération contribue à une diminution de l'endettement financier net du groupe EDF à hauteur de 1,5 milliard d'euros, tenant compte d'un prix de cession net de la trésorerie cédée d'environ un milliard d'euros.

3.4 EMISSIONS OBLIGATAIRES : EDF LEVE 3,75 MILLIARDS DE DOLLARS AMERICAINS ET 1 MILLIARD D'EUROS

Le 19 septembre 2018, EDF a levé avec succès 3,75 milliards de dollars américains sur 3 tranches d'obligations senior :

- Obligation de 1,8 milliard de dollars, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 4,500 % ;
- Obligation de 650 millions de dollars, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,875 % ;
- Obligation de 1,3 milliard de dollars, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,000 %.

Par ailleurs, le 25 septembre 2018, EDF a lancé avec succès une émission obligataire senior de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 2 %.

Ces opérations permettent au groupe EDF de poursuivre le renforcement de la structure de son bilan ainsi que de refinancer des échéances prochaines.

3.5 ÉMISSIONS D'OBLIGATIONS HYBRIDES

Le 25 septembre 2018, EDF a lancé une émission d'obligations super-subordonnées d'un montant de 1,25 milliard d'euros, avec un coupon de 4 % et une option de remboursement pouvant être exercée au gré d'EDF, en premier lieu, entre le 4 juillet 2024 (inclus) et le 4 octobre 2024 (inclus). L'Autorité des marchés financiers a apposé le visa n° 18-466 en date du 2 octobre 2018 sur le prospectus relatif à ces instruments, dont le règlement-livraison a eu lieu le 4 octobre 2018.

EDF réaffirme son attachement au financement par les titres hybrides, en tant que composante permanente de la structure de son capital, afin de financer ses actifs en construction.

Conformément à la norme IAS 32, cette émission de titres subordonnés à durée indéterminée (voir note 1.3.20.4) est comptabilisée en capitaux propres à compter de la réception des fonds pour un montant net de frais de 1 243 millions d'euros.

3.6 RACHAT DE CERTAINES SOUCHES D'OBLIGATIONS HYBRIDES

EDF a lancé le 25 septembre 2018 une offre contractuelle de rachat en numéraire ayant visé quatre souches d'obligations hybrides existantes.

Au résultat de la clôture de l'Offre de Rachat le 3 octobre 2018, EDF a procédé au rachat en numéraire des titres valablement apportés à l'Offre de Rachat pour les deux premières souches de titres hybrides visés par l'offre, conformément à l'ordre de priorité, pour un montant de 1,25 milliard d'euros.

Le montant global de titres hybrides d'EDF demeure inchangé à l'issue de ces opérations d'émissions / rachats.

Les résultats de l'Offre de Rachat sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Titres hybrides visés	ISIN	Ordre de priorité	Montants apportés	Montants apportés (% des montants en circulation)	Montants rachetés	Facteurs de répartition proportionnelle	Prix de Rachat
Obligations 2020	FR0011401736	1	911 800 000 €	73 %	911 800 000 €	100,00 %	105,255 %
Obligations 2022	FR0011697010	2	635 100 000 €	64 %	338 200 000 €	59,50 %	108,185 %
Obligations 2026	FR0011401728	3	N/A	N/A	0	N/A	N/A
Obligations 2025	FR0011401751	4	N/A	N/A	0	N/A	N/A

Le règlement de l'offre d'achat est intervenu le 5 octobre 2018.

Conformément à la norme IAS 32, ce rachat de titres subordonnés à durée indéterminée (voir note 1.3.20.4) est comptabilisé en capitaux propres à compter du décaissement des fonds pour un montant net de frais de 1 329 millions d'euros.

3.7 SYNDICATION D'UNE LIGNE DE CRÉDIT INNOVANTE INDEXÉE SUR DES CRITÈRES ESG

EDF a réalisé le 14 décembre 2018, la syndication d'une ligne de crédit renouvelable de 4 milliards d'euros (voir note 38.2.5) dont le coût est indexé sur trois indicateurs de performance (« KPI ») du Groupe en matière de développement durable : les émissions directes de CO₂ d'EDF, l'utilisation par les clients d'EDF de ses outils de suivi en ligne de la consommation (comme indicateur du succès d'EDF à faire de ses clients résidentiels français des acteurs de leur consommation) et l'électrification de la flotte automobile d'EDF.

Cette ligne de crédit indexée sur des indicateurs environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG), à laquelle participe un syndicat de plus de 20 banques, modifie et prolonge l'actuelle ligne d'EDF de 4 milliards d'euros, jusqu'à une nouvelle échéance fixée en 2023. Elle vient compléter l'ensemble des outils de finance durable qu'EDF développe depuis plusieurs années, en particulier sur le marché des obligations vertes.

3.8 EDF RENOUVELABLES

3.8.1 EDF Renouvelables investit dans le New Jersey pour le développement de projets éoliens en mer

EDF Renouvelables en Amérique du Nord et Shell New Energies U.S. LLC (Shell) ont annoncé le 20 décembre 2018 avoir constitué une joint-venture codétenue à parité (Atlantic Shores Offshore Wind, LLC) pour le développement du site dit OCS-0499, situé dans la zone d'énergie éolienne du New Jersey (WEA), dans le cadre d'un bail délivré par les autorités fédérales américaines.

La zone couverte par le bail recèle un potentiel de production d'énergie éolienne en mer d'environ 2 500 MW, soit l'équivalent de la consommation annuelle en énergie de près d'un million de foyers. Cette opération est soumise à l'obtention des autorisations réglementaires. La construction est soumise à la décision finale d'investissement.

Le site couvert par le bail s'étend sur une superficie de 74 200 hectares. Il se situe à près de 13 kilomètres au large d'Atlantic City, sur le plateau continental externe (OCS) des Etats-Unis. Cette zone bénéficie d'importantes et régulières ressources éoliennes dans des eaux relativement peu profondes, situées à proximité de grandes agglomérations fortement consommatrices d'électricité.

Dans le cadre de ce projet, le droit au bail maritime a été acquis pour un prix maximum de 199 millions d'euros pour la part EDF.

3.8.2 Nouveau partenaire pour EDF Renewables dans vingt-quatre parcs éoliens au Royaume-Uni

Le 29 juin 2018, EDF Renewables a cédé une participation minoritaire de 49 % dans vingt-quatre de ses parcs éoliens au Royaume-Uni (environ 550 MW), pour un prix de réalisation de 701 millions de livres sterling.

Cet accord avec le nouveau partenaire, Dalmore Capital Limited and Pensions Infrastructure Platform, comportant des investissements provenant de grands plans de retraite des collectivités locales britanniques, permettra à EDF Renewables de poursuivre le développement des énergies renouvelables.

EDF Renewables maintient une participation de 51 % dans ce portefeuille de parcs éoliens. Par ailleurs, la société continuera de fournir des services d'exploitation et maintenance, ainsi que de gestion d'actifs.

EDF Energy, pour sa part, continuera à acheter toute l'électricité et les certificats verts ROCs produits par les parcs éoliens aux conditions de marché.

La cession de cette participation, considérée comme une transaction entre actionnaires sans changement de contrôle, est reconnue en capitaux propres, sans impact sur le compte de résultat du Groupe (voir tableau de variation des capitaux propres consolidés).

3.9 CONFIRMATION DE LA DÉCISION DE LA COMMISSION EUROPÉENNE CONCERNANT LE TRAITEMENT FISCAL DES PROVISIONS CRÉÉES ENTRE 1987 ET 1996 POUR LE RENOUVELLEMENT DES OUVRAGES DU RÉSEAU D'ALIMENTATION GÉNÉRALE (« RAG »)

Le 16 janvier 2018, le Tribunal de l'Union européenne a rejeté le recours d'EDF contre la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 qualifiant d'aide d'État le traitement fiscal de provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement du Réseau d'Alimentation Général (« RAG ») et ordonnant sa récupération par l'État français.

Le 13 octobre 2015, à la suite de cette décision de la Commission, EDF avait remboursé à l'État français le montant d'aide d'État correspondant, soit 1,383 milliard d'euros, cette somme incluant les intérêts. Enedis et RTE avaient contribué pour leurs quotes-parts respectives.

Par son arrêt, le Tribunal confirme la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 en ce qu'elle qualifie d'aide d'État le traitement fiscal des provisions créées pour le renouvellement du RAG. EDF ayant déjà procédé au remboursement de 1,383 milliard d'euros, le 13 octobre 2015, l'exécution de cet arrêt n'implique aucun versement supplémentaire.

Le 27 mars 2018, EDF a formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne contre l'arrêt rendu le 16 janvier 2018 par le Tribunal de l'Union européenne. Le 13 décembre 2018, la Cour de l'Union européenne a rejeté ce pourvoi confirmant ainsi la décision de la Commission européenne. Ceci clôt définitivement le litige.

3.10 PROJET EPR DE FLAMANVILLE 3

Des jalons majeurs ont été franchis en 2018 :

- les essais dits « à froid » qui consistent en de nombreuses opérations d'essais, dont le test de l'étanchéité du circuit primaire du réacteur à une pression de plus de 240 bars, supérieure à la pression de ce circuit lorsqu'il sera en exploitation, ont été franchis ;
- l'épreuve enceinte du bâtiment réacteur a été réalisée avec succès en avril 2018. Cet essai est une épreuve en air destinée à vérifier le bon comportement mécanique de la structure du béton et de son étanchéité en portant la pression à l'intérieur du bâtiment à six fois la pression atmosphérique ;
- l'intégration d'une configuration de contrôle commande représentant environ 250 modifications a été achevée début septembre 2018, permettant de réaliser les essais à chaud avec une configuration cohérente et stable du contrôle commande.

Fabrication et qualité des équipements

À fin 2018, la quasi-totalité des équipements de la partie nucléaire comme de l'îlot conventionnel a été livrée et installée sur site. La situation sur la qualité des équipements du circuit primaire fabriqués par Framatome a évolué comme suit :

Cuve

Le dossier concernant des teneurs en carbone plus élevées qu'attendu dans les calottes de fond de cuve et de couvercle a été instruit par l'ASN au 1^{er} semestre 2017 sur la base d'un dossier produit par Framatome, sous la surveillance d'EDF. Sur la base de l'avis d'un groupe d'experts mandaté par l'ASN, cette dernière (avis du 11 octobre 2017) considère que les caractéristiques mécaniques du fond et du couvercle de la cuve sont suffisantes au regard des sollicitations auxquelles ces pièces sont soumises, y compris en cas d'accident.

L'ASN a autorisé le 9 octobre 2018 :

- la mise en service du fond de cuve moyennant la mise en œuvre de contrôles en service ;
- la mise en service du couvercle de cuve, en limitant sa durée de vie à 2024, sauf à démontrer la faisabilité technique de contrôles comparables au fond de cuve.

EDF mène actuellement un projet de développement d'inspection en service du couvercle, afin de revenir courant 2019 vers l'ASN pour demander à conserver le couvercle actuel en cas de faisabilité industrielle de ce type d'opération. A défaut d'une telle autorisation, les coûts engagés pour la fabrication d'un couvercle de substitution pourraient rester, en tout ou partie, à la charge d'EDF. Ils ne sont pas intégrés dans l'objectif de coût de construction compte tenu du fait qu'ils surviendraient, le cas échéant, postérieurement à la mise en service. Par ailleurs, une procédure d'arbitrage a été engagée à ce sujet par EDF à l'encontre d'AREVA SA.

Problématique de l'exclusion de rupture et des écarts de qualité sur les soudures du circuit secondaire principal

EDF a déclaré le 30 novembre 2017 un événement significatif auprès de l'Autorité de sûreté nucléaire relatif à la détection d'un écart dans la qualité de réalisation des soudures du circuit secondaire principal qui évacue la vapeur des générateurs de vapeur vers la turbine de l'EPR de Flamanville 3.

Ce circuit (lignes vapeur principales) a été conçu et fabriqué selon le principe dit d'« exclusion de rupture ». Cette démarche consiste en un renforcement des exigences de conception, de fabrication et de suivi en service. Ces renforcements, voulus par EDF, s'accompagnent d'une exigence dite de « haute qualité » dans la réalisation de ces circuits.

Or, ces exigences ont été appliquées au stade de la conception, mais n'ont pas été correctement intégrées dans la réalisation des soudures. Le non-respect de ces exigences n'implique pas nécessairement la non-conformité à la réglementation des équipements sous pression nucléaire.

A partir du 21 mars 2018, EDF a également détecté des écarts de qualité dans la réalisation de soudures sur les tuyauteries du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville, à l'occasion de la visite complète initiale. La visite complète initiale est une étape réglementaire, préalable à la mise en service de l'installation, qui consiste notamment en un examen des soudures des circuits primaire et secondaire. Elle permet de réaliser un état initial de référence de l'installation avant son exploitation.

Conformément aux procédures industrielles, les soudures avaient été contrôlées par le groupement des entreprises en charge de la fabrication du circuit. Le groupement des entreprises les avait déclarées conformes, au fur et à mesure de leur réalisation.

EDF a déclaré le 10 avril 2018 à l'ASN (voir communiqué EDF du 10 avril 2018), un événement significatif relatif à la détection d'écarts dans le contrôle de la réalisation de ces soudures (une partie du circuit secondaire principal étant déjà concernée par l'écart relatif à la bonne application des exigences « d'exclusion de rupture »).

EDF a alors engagé au deuxième trimestre 2018 un nouveau contrôle de l'ensemble des 150 soudures concernées du circuit secondaire principal.

Sur l'ensemble des 150 soudures contrôlées :

- 87 soudures étaient conformes ;
- 33 soudures présentant des écarts de qualité doivent faire l'objet d'une réparation. Sur le site, les activités de reprise des soudures présentant des écarts de qualités ont débuté fin juillet 2018 ;

- EDF a, par ailleurs, décidé de refaire 20 soudures, même si elles ne présentaient pas de défaut, ces soudures ne respectant pas les exigences « d'exclusion de rupture » définies par EDF au moment de la conception de l'EPR. Les dossiers de remise à niveau des premières soudures ont été transmis à l'ASN et les activités de soudures sur site ont débuté en novembre 2018 ;
- Pour 10 autres soudures, EDF a proposé à l'ASN une démarche de justification spécifique permettant de confirmer le haut niveau de sûreté de l'installation tout au long de son exploitation. Après analyse définitive, ce nombre a été ramené à 8. Par ailleurs, il est apparu après contrôle qu'une de ces huit soudures présente un défaut de qualité de réalisation de petite taille. La démarche de justification spécifique mentionnée plus haut fera l'objet d'une instruction approfondie par l'ASN dans les mois à venir.

Calendrier de mise en service et coût de construction

Le 25 juillet 2018, le Groupe a présenté un point d'étape sur ces contrôles et ajusté en conséquence le planning et l'objectif de coût de construction (voir communiqué EDF du 25 juillet 2018) :

- L'objectif de chargement du combustible a été fixé à la fin du 4^e trimestre 2019, avec un démarrage des essais à chaud alors prévu fin 2018 ;
- L'objectif du coût de construction a été porté de 10,5 à 10,9 milliards d'euros (en euros 2015, hors intérêts intercalaires).

Le 21 janvier 2019, EDF a annoncé que le planning des essais à chaud avait été revu avec un démarrage attendu durant la 2^{ème} quinzaine de février 2019 (voir communiqué EDF du 21 janvier 2019).

Le calendrier et l'estimation du coût de construction restent tendus. Ils intègrent un calendrier d'autorisations administratives de l'ASN décrit ci-dessus, qui dépend notamment de l'aboutissement de l'instruction des modalités envisagées par EDF pour le traitement des soudures du circuit secondaire principal, comme indiqué dans le communiqué publié par le Groupe le 31 janvier 2019.

Le Président de l'ASN a indiqué le 29 janvier 2019 que l'ASN se prononcera sur le programme de validation des soudures du circuit secondaire principal en mai 2019 et que « s'il s'avère finalement que les huit soudures situées au niveau de l'enceinte doivent être refaites elles aussi, les délais ne pourront pas être tenus ». Un point précis sur l'avancement du chantier EPR de Flamanville, notamment sur son calendrier et son coût de construction, sera donc effectué après la publication de l'avis de l'ASN. EDF n'est pas, à ce stade, en mesure d'évaluer l'impact d'une décision de l'ASN qui ne validerait pas l'approche proposée.

3.11 OPERATIONS ET EVENEMENTS MAJEURS DE L'EXERCICE 2017

3.11.1 Augmentation de capital d'EDF SA

Le 30 mars 2017, EDF avait réalisé une augmentation de capital en numéraire avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires.

L'augmentation de capital (prime d'émission incluse) d'un montant brut de 4 018 millions d'euros, s'est traduite par l'émission de 632 741 004 actions nouvelles au prix unitaire d'émission de 6,35 euros. Ce montant s'est décomposé de la façon suivante :

- 316 millions d'euros d'augmentation du capital social ;
- 3 702 millions d'euros d'augmentation brute de la prime d'émission.

Les frais d'émission (nets d'impôts) étaient comptabilisés en diminution de la « Prime d'émission ».

Conformément à son engagement, l'État français a souscrit 3 milliards d'euros, soit environ 75 % de l'augmentation de capital et détient 83,10 % du capital social de la Société après réalisation de l'augmentation de capital.

3.11.2 Acquisition de 75,5 % de Framatome

AREVA SA, Areva NP et EDF ont signé le 22 décembre 2017, l'acquisition par EDF d'une participation lui conférant le contrôle exclusif de New NP (Framatome depuis janvier 2018), filiale à 100 % d'AREVA NP.

La prise de participation d'EDF à hauteur de 75,5 % du capital de Framatome a été établie sur la base d'une valorisation ajustée de 2,47 milliards d'euros (pour 100 % du capital), sans reprise de dette financière. Ce prix correspond à un multiple d'EBITDA 2017 prévisionnel de 8x⁽¹⁾.

Conformément à IFRS 3 révisée, le Groupe a finalisé la comptabilisation du regroupement d'entreprise au 31 décembre 2018 (voir note 5.1).

Au 31 décembre 2018, le prix d'acquisition ressort à 2,6 milliards d'euros (pour 100 % du capital) dont 132 millions d'euros complémentaires par rapport à la valorisation initiale sur la base :

- des ajustements de prix calculés d'après les comptes définitifs à la date de réalisation de l'opération (31 décembre 2017) ;
- de l'estimation des compléments de prix, dont certains liés à des objectifs de performance mesurés postérieurement à la date de réalisation et dont la valorisation définitive, d'un montant maximum de 245 millions d'euros, devrait être connue courant 2019 ;
- de l'estimation de certains éléments de garanties de passif accordées par Areva NP à EDF dans le cadre du contrat de cession d'actions du 22 décembre 2017.

Le bilan d'ouverture provisoire de Framatome au 31 décembre 2017 pour 100 % du capital est présenté en note 3.2.4.1 des comptes consolidés du 31 décembre 2017 et le bilan d'ouverture définitif figure en note 5.1.

Le 3 février 2018, la société Teollisuuden Voima (TVO) a déposé devant le Tribunal de l'Union Européenne un recours en annulation à l'encontre de la décision de la Commission européenne du 29 mai 2017, autorisant le rachat par EDF de Framatome au titre du contrôle des concentrations. La société TVO s'est désistée et l'ordonnance du Tribunal prononçant la radiation de l'affaire de son registre, datée du 16 mai, a été rendue publique fin mai.

3.11.3 Cession de 49,9 % de CTE

Le 31 mars 2017, EDF a finalisé avec la Caisse des Dépôts et CNP Assurances la cession de 49,9 % du capital de la Coentreprise de transport d'électricité (ci-après, désignée « CTE »), détenant la totalité des titres de RTE depuis décembre 2016.

L'opération a été réalisée sur la base d'une valorisation de 8,2 milliards d'euros pour 100 % des fonds propres de RTE.

Cette transaction a eu un impact en 2017 sur les autres produits et charges d'exploitation de 1 462 millions d'euros (1 289 millions d'euros sur le résultat net consolidé) et a contribué à une diminution de l'endettement financier net du groupe EDF à hauteur d'environ 4 milliards d'euros, tenant compte d'un prix de cession de 1,3 milliard d'euros pour la partie non affectée aux actifs dédiés et d'un effet désendettement de 2,8 milliards d'euros lié à la perte de contrôle de CTE.

Aux termes de cette opération, la participation de 50,1 % dans CTE, évaluée à sa valeur historique, est consolidée par mise en équivalence et est intégralement affectée aux actifs dédiés.

(1) EBITDA normalisé pro forma du périmètre repris, hors grands projets.

NOTE 4 ÉVOLUTIONS RÉGLEMENTAIRES EN FRANCE

4.1 PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE (PPE)

Le 25 janvier 2019, le Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire (MTES) a publié le projet de PPE, outil de pilotage de la politique énergétique créé par la loi de transition énergétique pour la croissance verte votée en 2015. La PPE couvre en principe deux périodes successives de cinq ans. Par exception, la première PPE publiée en octobre 2016 couvrait deux périodes successives de respectivement trois et cinq ans, soit 2016-2018 et 2019-2023. La révision de la PPE en cours couvrira les périodes 2019-2023 et 2024-2028. Ce projet de PPE fait suite à la publication par le MTES le 27 novembre 2018 d'un dossier de presse détaillant les objectifs du Gouvernement pour la programmation pluriannuelle de l'énergie et la stratégie nationale bas carbone.

S'agissant de la production d'électricité d'origine nucléaire, le Gouvernement fixe désormais l'objectif d'atteindre une part du nucléaire au sein du mix électrique de 50 % à l'horizon 2035. L'objectif inscrit dans le Code de l'Energie sera modifié en conséquence. L'atteinte de cet objectif impliquera la fermeture de 14 réacteurs nucléaires d'ici 2035, avec la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim « à l'horizon du printemps 2020, en application du plafonnement de la puissance électronucléaire installée, et pour permettre la mise en service de l'EPR de Flamanville ».

Le calendrier de fermeture des réacteurs respectera les échéances de 5^{ème} visite décennale des réacteurs concernés, à l'exception de 2 réacteurs qui fermeront dans la deuxième période de la PPE, en 2027 et en 2028, sous réserve du respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Par ailleurs, si certaines conditions relatives au prix de l'électricité et à l'évolution du marché de l'électricité à l'échelle européenne sont remplies, la fermeture de deux réacteurs additionnels pourra intervenir à l'horizon 2025-2026, sur la base d'une décision à prendre en 2023.

La version définitive de la PPE identifiera les sites sur lesquels ces fermetures interviendront prioritairement. Ces fermetures seront systématiquement accompagnées par l'État, notamment via l'établissement d'un contrat de transition écologique, afin de permettre aux territoires de s'inscrire dans de nouvelles dynamiques de développement.

Le projet de PPE fait désormais l'objet d'un processus de consultation, avant de pouvoir être adopté et traduit en 2019 dans des textes de nature législative ou réglementaire.

Si les dispositions mentionnées ci-dessus étaient confirmées dans les textes définitifs, leur adoption aurait alors comme principale conséquence dans les états financiers du Groupe la prise en compte de la modification à 2027 et 2028 de la date prévisionnelle de fermeture de deux tranches nucléaires en anticipation de leur 5^{ème} visite décennale : effet sur l'évaluation des provisions nucléaires lors du changement d'estimation et modification prospective de la durée d'amortissement des deux tranches concernées. S'agissant d'une anticipation de quelques années concernant deux tranches du parc, au vu de différents scénarios étudiés, l'effet sur les provisions nucléaires, notamment la provision pour démantèlement, pourrait alors correspondre à une augmentation de quelques dizaines de millions d'euros, par contrepartie des actifs concernés au bilan.

Par ailleurs, le gouvernement proposera les modalités d'une nouvelle régulation du nucléaire existant qui permette de garantir la protection des consommateurs contre les hausses de prix de marché au-delà de 2025 en les faisant bénéficier de l'avantage compétitif lié à l'investissement consenti dans le parc nucléaire historique, tout en donnant la capacité financière à EDF d'assurer la pérennité économique de l'outil de production pour répondre aux besoins de la PPE dans des scénarios de prix bas.

Le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie indique par ailleurs que « le Gouvernement conduira avec la filière d'ici mi-2021 un programme de travail permettant d'instruire les questions relatives au coût du nouveau nucléaire et à ses avantages et inconvénients par rapport à d'autres moyens de production bas carbone, aux modèles de financement envisageables, aux modalités de portage des projets de nouveaux réacteurs et de concertation du public ainsi que les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire. Sur la base de ces éléments et selon l'évolution du contexte énergétique, le Gouvernement se prononcera sur l'opportunité de lancer un programme de renouvellement des installations ».

S'agissant de la production d'électricité d'origine fossile, le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie prévoit la fermeture des dernières centrales à charbon d'ici 2022 et de ne plus accorder d'autorisation à des nouveaux projets de centrales électriques utilisant des combustibles fossiles.

Si les dispositions mentionnées ci-dessus étaient confirmées dans les textes définitifs, leur adoption aurait alors comme principale conséquence dans les états financiers du Groupe la prise en compte de la modification prospective de la durée d'amortissement des tranches charbon exploitées par le Groupe en France, au Havre et à

Cordemais (augmentation de la charge d'amortissement annuelle de l'ordre de 200 millions d'euros sur la période 2019-2022). Le Groupe étudie toutefois des possibilités de reconversion de ces centrales à la biomasse. En effet, à l'issue d'une réunion organisée le 24 janvier 2019, EDF et le Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire ont validé un programme de travail préalable à une décision sur le projet Ecocombust.

Comme l'indique le communiqué de presse d'EDF du 29 janvier 2019, ce programme de travail doit permettre de qualifier, d'ici à l'automne 2019, les essais techniques, les études d'impact sur l'environnement et le modèle économique du projet. A cette échéance, sous réserve de conclusions satisfaisantes sur les plans technique, économique et environnemental, et après avoir poursuivi les échanges avec l'Etat et les collectivités, EDF engagera la phase d'industrialisation pour la fabrication du combustible à partir de 2022. Le projet Ecocombust consiste à fabriquer un combustible innovant et écologique permettant le fonctionnement d'installations de chauffage ou de production électrique utilisant actuellement du charbon. Dans le cadre de la sécurisation d'approvisionnement en électricité du quart Nord-Ouest, en particulier de la Bretagne, et si les études de RTE demandées par le Gouvernement en confirmaient le besoin, le cas échéant jusqu'en 2026, une partie ou la totalité de la biomasse fabriquée pourrait être utilisée pour alimenter à 80 % les tranches actuelles pour répondre aux besoins de sécurisation du réseau électrique de l'Ouest de la France lors des heures de pointe de consommation les plus fortes.

Le projet de PPE fixe également l'objectif d'une accélération significative du rythme de développement des énergies renouvelables.

4.2 TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTES D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (TRV – TARIFS BLEUS)

Décision du Conseil d'État du 18 mai 2018

Les décisions tarifaires de 2016 et 2017 ont fait l'objet de recours introduits devant le Conseil d'État par l'Anode (Association nationale des opérateurs détaillants en énergie) et Engie au motif que les TRV électricité dits « Tarifs bleus », concernant les particuliers et les professionnels n'étaient pas conformes au droit européen.

Statuant sur ces recours et par décisions du 18 mai et du 3 octobre 2018, le Conseil d'État admet dans son principe la possibilité de tarifs réglementés de vente d'électricité, en reconnaissant notamment qu'ils poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de garantir aux consommateurs un prix de l'électricité plus stable que les prix de marché. Le Conseil d'État confirme que cet objectif ne peut être atteint par une intervention étatique moins contraignante et que la réglementation des TRV garantit l'égal accès des entreprises d'électricité aux consommateurs et n'est pas discriminatoire.

En revanche, le Conseil d'État estime la réglementation disproportionnée s'agissant de sa durée, permanente, et de son champ d'application, qui inclut à ce jour les sites des grandes entreprises dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Ces éléments justifient l'annulation partielle des décisions tarifaires des 28 juillet 2016 et 27 juillet 2017.

La mise en œuvre de ces décisions appartient désormais au législateur, qui prépare actuellement au travers de la future Loi Pacte les mesures législatives nécessaires.

Mouvements tarifaires

Depuis le 8 décembre 2015 conformément à la loi NOME (article L. 337-4, L. 337-13 du Code de l'énergie), la Commission de régulation de l'énergie (CRE) est en charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de TRV d'électricité. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

S'agissant des mouvements tarifaires de 2018, la CRE, conformément à la loi NOME, a proposé au Gouvernement par une délibération du 11 janvier 2018 une évolution de + 0,7 % des tarifs bleus résidentiels et de + 1,6 % des tarifs bleus non résidentiels. Cette proposition, confirmée par une décision tarifaire du 31 janvier 2018, publiée au Journal officiel le 1^{er} février 2018, a été mise en œuvre à cette date.

Le mouvement tarifaire de l'été 2018 a eu lieu également conformément à ce processus : compte tenu de l'évolution du TURPE au 1^{er} août 2018 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé dans une délibération du 12 juillet 2018 une évolution de – 0,5 % des tarifs bleus résidentiels et de + 1,1 % des tarifs bleus non résidentiels.

Par ailleurs, citant la décision du Conseil d'Etat du 18 mai 2018, elle a également inclus dans sa délibération du 12 juillet 2018 la mise en extinction des tarifs bleus non résidentiels pour l'ensemble des sites des grandes entreprises, en suggérant une définition à utiliser pour déterminer le périmètre des grandes entreprises, basée sur

le « décret n° 2008-1354 du 18 décembre 2008 relatif aux critères permettant de déterminer la catégorie d'appartenance d'une entreprise pour les besoins de l'analyse statistique et économique ».

La proposition de la CRE dans toutes ses composantes a été confirmée par une décision tarifaire du 27 juillet 2018, publiée au Journal officiel le 31 juillet 2018, et a été mise en œuvre le 1^{er} août 2018.

Enfin, dans une délibération du 7 février 2019, publiée le 12 février 2019, la CRE a proposé une augmentation de 7,7 % HT des tarifs bleus résidentiels et non résidentiels. La date de mise en œuvre n'est pas encore connue. Le gouvernement dispose d'un délai de trois mois pour s'y opposer.

4.3 TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE (TURPE)

La CRE a publié le 17 novembre 2016 les délibérations portant décision sur le TURPE 5 Transport (HTB) et le TURPE 5 Distribution (HTA-BT) pour la période 2017-2020. Le nouveau cadre tarifaire TURPE 5 est entré en vigueur au 1^{er} août 2017.

TURPE 5 Transport

L'entrée en vigueur du TURPE 5 Transport s'est accompagnée d'une hausse tarifaire de 6,76 % au 1^{er} août 2017, qui a pris effet à cette date, suivie d'une évolution des tarifs au 1^{er} août des années 2018 à 2020 selon l'inflation moyenne constatée sur l'année calendaire précédente corrigée d'un facteur d'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP)⁽¹⁾. Le TURPE 5 Transport fixe un coût moyen pondéré du capital (CMPC) à 6,125 % pour la rémunération de la base d'actifs de RTE contre 7,25 % pour TURPE 4.

Le 17 mai 2018, la CRE a adopté une délibération portant décision sur le TURPE 5 HTB et son évolution au 1^{er} août 2018. La grille tarifaire a évolué de + 3 % en moyenne au 1^{er} août 2018, dont + 1 % au titre de la prise en compte de l'inflation et + 2 % au titre de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP).

TURPE 5 et TURPE 5 bis Distribution

TURPE 5

L'entrée en vigueur du TURPE 5 Distribution s'est accompagnée d'une hausse tarifaire de 2,71 % au 1^{er} août 2017, qui a pris effet à cette date, suivie d'une évolution des tarifs au 1^{er} août des années 2018 à 2020 selon l'inflation moyenne constatée sur l'année calendaire précédente corrigée d'un facteur d'apurement du solde du CRCP. Le TURPE 5 conserve la méthode prévalant au calcul des charges de capital en fixant la marge sur actifs à 2,6 % et la rémunération des capitaux propres régulés à 4,1 %.

Recours contre TURPE 5 HTA/BT

- Par décision du 12 janvier 2017, publiée au Journal officiel le 17 janvier 2017, la ministre chargée de l'énergie, qui disposait d'un délai de deux mois, a demandé à la CRE une nouvelle délibération, estimant que sa délibération du 17 novembre 2016 ne tenait pas compte des orientations de politique énergétique du pays. Par une nouvelle délibération du 19 janvier 2017, la CRE a maintenu sa délibération initiale du 17 novembre 2016. Les deux délibérations ont été publiées au Journal officiel du 28 janvier 2017.
- Le 2 février 2017, Enedis a déposé devant le Conseil d'État une requête en annulation à l'encontre de ces deux délibérations de la CRE.
- Le 3 février 2017, EDF, en sa qualité d'actionnaire d'Enedis, a également déposé devant le Conseil d'État une requête en annulation à l'encontre des mêmes délibérations de la CRE.
- Par un arrêt du 9 mars 2018, le Conseil d'État a annulé partiellement les délibérations TURPE 5, dans la mesure où le régulateur « n'a pas fait application, pour la détermination du coût du capital investi, en plus de la « prime de risque », du « taux sans risque » aux actifs correspondant, d'une part, aux immobilisations ayant été financées par la reprise, au moment du renouvellement effectif des ouvrages, de provisions constituées lors de la période tarifaire couverte par les tarifs dits « TURPE 2 » pour leur fraction non encore amortie et, d'autre part, aux ouvrages remis par les autorités concédantes au gestionnaire de réseau au cours de cette même période tarifaire (pour cette même fraction) ».

(1) Mécanisme permettant de mesurer et de compenser les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs.

TURPE 5 bis HTA/BT

Le 28 juin 2018, la CRE a adopté une délibération portant décision sur le TURPE HTA-BT et son évolution au 1^{er} août 2018, appelée « TURPE 5 bis HTA-BT ». Cette décision inclut une évolution du TURPE de – 0,21 % au 1^{er} août 2018 en moyenne, sous l'effet d'une combinaison de facteurs :

- la mise en œuvre de la décision d'annulation partielle du Conseil d'État du 9 mars 2018, et la prise en compte concomitante de la baisse du taux d'imposition sur les sociétés, deux effets, qui se compensent quasi totalement sur la période 2018-2020 (+ 0,06 % ensemble) ;
- l'évolution classique au 1^{er} août basée sur l'inflation (+ 1 %) et l'apurement du CRCP (- 1,27 %) ;
- la diminution de – 0,21 % est modulée en fonction de la structure : en moyenne – 1,16 % pour les utilisateurs HTA, – 0,59 % pour les BT supérieurs à 36 kVA, + 0,14 % pour les BT inférieurs à 36 kVA.

Ni la méthodologie d'élaboration, ni la trajectoire de charges d'exploitation, ni les principes de régulation incitative, ni le cadre de régulation applicable à Linky ne sont modifiés par cette délibération. Il est à noter que la mise à jour du taux d'impôts sur les sociétés est équivalente à une révision des taux de rémunération à 4 % pour les capitaux propres régulés et à 2,5 % pour la marge sur actifs (contre 4,1 % et 2,6 % précédemment).

La décision reprend également les délibérations précédentes de la CRE au sujet des charges liées à la gestion de clientèle en contrat unique (délibération du 26 octobre 2017), via la composante de gestion, et de l'autoconsommation collective (7 juin 2018), via la composante de soutirage. Cette délibération a été publiée au Journal officiel le 29 juillet 2018.

En particulier, pour la mise en œuvre de la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018, la CRE réintègre un montant de l'ordre de 1,6 milliard d'euros (dégressif jusqu'en 2073) au périmètre des capitaux propres régulés, dont elle estime que cela conduit à procurer à Enedis une rémunération additionnelle égale, en valeur actuelle nette des flux de trésorerie avant impôts, d'environ 750 millions d'euros₂₀₁₈. La réintégration opérée par la CRE dans les capitaux propres régulés conduit à une rémunération d'environ 60 millions d'euros par an les premières années, dont l'assiette sera décroissante jusqu'en 2073, et dont le taux (nominal avant impôt) pourra être revu à chaque période tarifaire par la CRE dans la méthodologie actuelle.

Commissionnement fournisseur

A la suite de la loi n°2017-1839 du 30 décembre 2017, qui a confirmé la compétence de la CRE sur le commissionnement fournisseur, la CRE a pris une nouvelle délibération le 18 janvier 2018, publiée au Journal officiel du 25 janvier 2018. Cette délibération reprend les principes qu'elle avait retenus dans sa précédente délibération du 26 octobre 2017 relatifs à la rémunération à verser par les Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) aux fournisseurs pour la gestion par ces derniers des clients en contrat unique.

Le contenu des délibérations confirme le principe de commissionnement identique pour tous les fournisseurs commercialisant des offres de marché en contrat unique. Seuls les tarifs réglementés électricité donneront lieu à un commissionnement légèrement inférieur (4,50 € au lieu de 6,80 € par point de livraison (PDL) jusqu'au 1^{er} août 2019), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître au 1^{er} août 2022.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1^{er} janvier 2018), la CRE fixe dans sa délibération un montant qu'elle considère comme un plafond, qui peut être pris en compte par le TURPE.

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 précitée introduit toutefois une disposition visant à écarter la possibilité pour les fournisseurs d'obtenir auprès des gestionnaires de réseaux une rémunération pour les prestations de gestion de clientèle réalisées par le passé.

Le 23 décembre 2016, la société Engie avait assigné Enedis à ce titre devant le Tribunal de commerce de Paris. La procédure est en cours.

Fonds de Péréquation de l'Électricité

La CRE a publié le 22 mars 2018 ses délibérations relatives aux niveaux de dotation au titre du Fonds de Péréquation de l'Électricité (FPE) pour EDF SEI et Électricité de Mayotte au titre des années 2018 à 2021. Le niveau annuel moyen de dotation au titre du FPE pour EDF SEI, y compris le projet de comptage évolué, est de 185 millions d'euros pour la période.

Par ailleurs, les arrêtés rectificatifs définissant le niveau des dotations et contributions au titre du FPE pour les années 2012 à 2015 ont été annulés par le Conseil d'Etat le 9 mars 2018. Des discussions sont en cours concernant le paramétrage des coefficients permettant le calcul des contributions ou recettes respectives d'Enedis et des

différentes entreprises locales de distribution (ELD). A ce jour, les pouvoirs publics n'ont pas adopté les nouveaux arrêtés rectificatifs pour cette période, ni pour les années 2016 à 2018.

Les états financiers au 31 décembre 2018 intègrent le risque d'une modification des contributions d'Enedis et d'Electricité de Strasbourg pour la période 2012-2018, sur la base des échanges en cours avec les pouvoirs publics, sans préjudice du niveau définitif qui sera arrêté, ni de la position soutenue par les entreprises concernées auprès des pouvoirs publics.

4.4 COMPENSATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE (CSPE)

Cadre légal et réglementaire

Le mécanisme de compensation des charges de Service Public de l'Énergie est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative 2015, publiée au Journal officiel le 30 décembre 2015. Le cadre législatif et réglementaire prévoit l'inscription en loi de finances, dès 2016, des charges de service public de l'énergie (électricité et gaz) à compenser *via* deux comptes du budget de l'État. Ainsi, dans la continuité de l'année 2018, la loi de finances initiale pour 2019 prévoit au titre des charges de l'année 2019 :

- un compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » (CAS) doté d'un montant de 7,3 milliards d'euros, et destiné principalement à la compensation des surcoûts des contrats d'obligations d'achat des EnR et de biogaz pour l'ensemble des opérateurs et au paiement de l'annuité de remboursement du déficit cumulé dû à EDF ;
- un compte « Service public de l'énergie » du Budget Général doté d'un montant de 3,3 milliards d'euros pour compenser les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, les coûts liés aux obligations d'achat hors EnR (cogénération essentiellement) et les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones Non Interconnectées. Les intérêts associés au déficit cumulé dû à EDF sont également financés *via* le Budget Général.

À noter que depuis le 1^{er} janvier 2018, les dispositifs des Tarifs de Première Nécessité (TPN électricité) et des Tarifs Spéciaux de Solidarité (gaz), ont été remplacés par le chèque-énergie, dont la charge n'est pas supportée par EDF mais est cependant budgétée par l'État dans le programme « Service Public de l'Énergie ». EDF supportera néanmoins des charges de solidarité en 2019 au titre du fonds de solidarité logement ou au titre de services à destination de clients précaires.

Le financement du mécanisme de compensation des charges de service public est, en 2019, assuré comme suit :

- les charges liées à la transition énergétique, qui correspondent aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, ainsi qu'au remboursement du déficit de compensation « historique » au 31 décembre 2015 supporté par EDF, sont inscrites en dépenses d'un compte d'affectation spéciale (CAS) « transition énergétique » créé par la loi de finances rectificative pour 2015. La loi n° 2016-1917 du 29 décembre 2016 de finances pour 2017 prévoit que les deux recettes abondant le CAS sont une fraction de la taxe intérieure sur les houilles, les lignites et les cokes (TICC) ainsi qu'une fraction de la taxe intérieure sur les produits énergétiques (TICPE). La loi de finances pour 2019 substitue à ces pourcentages de TICC et de TICPE un montant afin de s'affranchir des aléas de prévisions de rendement de ces taxes ainsi qu'un élargissement des recettes du CAS, qui intégrera les revenus tirés de la mise aux enchères des garanties d'origine prévue à l'article L. 314-14-1 du Code de l'énergie ;
- les autres charges de service public – hors charges liées aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables – (précarité, péréquation tarifaire dans les ZNI, cogénération, budget du médiateur de l'énergie, etc.) sont inscrites directement au budget général ;
- les recettes de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité, renommée « Contribution au Service Public de l'Electricité » (CSPE) sont reversées directement au budget général. La taxe CSPE est perçue directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité (et collectée par les fournisseurs) ou directement auprès des producteurs, qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins.

Le niveau de la taxe CSPE est fixé au même niveau en 2019, qu'en 2018 à 22,5 €/MWh pour le taux plein, et entre 12 €/MWh et 0,5 €/MWh pour huit niveaux de tarifs réduits déterminés sur des critères d'électro-intensivité, de catégorie d'activité et de risque de fuite carbone des installations (risque de délocalisation d'industries vers des pays émettant plus de gaz à effet de serre en raison de leur mix électrique).

Les coûts liés à la conclusion et à la gestion des contrats d'obligation d'achat seront en 2019, éligibles à compensation comme c'était déjà le cas depuis 2017, pour un montant annuel de l'ordre de 45 millions d'euros.

Par ailleurs, la loi de finance rectificative pour 2018 a ajusté à la baisse les compensations versées par l'État au titre des charges de service public en 2018 : celles-ci avaient en effet fortement diminué en raison de la hausse du prix du marché de l'électricité entre la prévision initiale de juillet 2017 pour 2018 et la reprévision de juillet 2018 pour 2018 : cela a donc mécaniquement fait diminuer l'écart entre le tarif d'obligation d'achat aux producteurs et le prix de valorisation de l'électricité sur le marché. Pour cette même raison, l'État a également ajusté à la baisse les compensations de 2018 au titre de l'écart observé entre la reprévision des charges de 2017 vu de juillet 2017 et le réalisé 2017 vu de juillet 2018.

Charges de service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF (hors annuité de remboursement et intérêts associés) au titre de 2018 s'élève à 6 554 millions d'euros.

Les montants encaissés sur l'année 2018 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), s'établissent à 6 919 millions d'euros (dont 4 610 millions d'euros au titre du Compte d'Affectation Spéciale (CAS) « Transition énergétique » et 2 309 millions d'euros au titre du budget général).

La créance d'EDF liée au déficit cumulé de compensation, qui s'élevait à 5 780 millions d'euros au 31 décembre 2015, a fait l'objet d'un échéancier de remboursement, qui est inscrit dans l'arrêté du 13 mai 2016 modifié le 2 décembre 2016. Cet échéancier prévoit un remboursement total de cette créance d'ici 2020. Par ailleurs, EDF a titrisé le 22 décembre 2016 une partie de cette créance (1,5 milliard d'euros) sous la forme d'une cession Dailly auprès de deux groupes de cessionnaires, cession acceptée par l'État. En conséquence, depuis le 1^{er} janvier 2017, EDF perçoit 73,6 % des flux payés par l'État pour rembourser la créance inscrite dans l'échéancier de remboursement, le reliquat étant directement versé aux cessionnaires.

Au cours de l'année 2018, l'État a versé à EDF 1 217 millions d'euros au titre du principal de la créance financière, dont 1 194 millions d'euros à rattacher à l'échéancier de 2018 et 23 millions d'euros, versés le 2 janvier 2018, à celui de 2017. Les 1 194 millions d'euros perçus sont conformes à l'annuité 2018 de l'échéancier de remboursement. Au 31 décembre 2018, la part de la créance financière, due à EDF, en attente de remboursement s'élève à 2 014 millions d'euros.

Enfin, conformément au décret n° 2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de service public de l'énergie, la CRE a publié sa délibération n° 2018-156 du 12 juillet 2018 constatant les charges de service public au titre de 2017 (6 475 millions d'euros), la nouvelle prévision des charges au titre de 2018 (6 940 millions d'euros) et la prévision des charges au titre de 2019 (7 206 millions d'euros).

4.5 MECANISME DE CAPACITE

Le mécanisme de capacité est entré en vigueur en France le 1^{er} janvier 2017. Ce dispositif instauré par le Code de l'énergie a pour objectif de garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France.

Le 8 novembre 2016, la Commission européenne a autorisé le projet français de mécanisme de capacité sous réserve de l'introduction de contrats de certification d'une durée de 7 ans pour les nouvelles capacités, de la prise en compte des capacités étrangères et de mesures visant à empêcher toute manipulation du marché.

S'agissant de la capacité relative à l'année 2018, plusieurs sessions de marché ont été organisées par EPEX Spot en 2017 et 2018. Les volumes échangés se sont élevés à 10,96 GW en novembre 2017 pour un prix de 9,31 €/kW, 10,25 GW en décembre 2017 pour un prix de 9,38 €/kW et 1,17 GW en avril 2018 pour un prix de 9,38 €/kW (soit un prix de référence de 9,34 €/kW pour l'année 2018).

S'agissant de la capacité relative à l'année 2019, plusieurs sessions de marché ont été organisées par EPEX Spot en 2017 et 2018. Les volumes échangés et les prix associés ont été les suivants :

Date du guichet	Quantités en GW	Prix €/kW
Décembre 2017	1,22	13,00
Mars 2018	1,24	18,50
Avril 2018	2,65	18,24
Juin 2018	4,99	18,50
Septembre 2018	5,22	18,50
Octobre 2018	5,48	16,77
Décembre 2018	5,91	18,05

Suite à la session du 13 décembre 2018, la dernière avant l'année de livraison, le prix de Référence Marché pour 2019 est connu : il est de 17,37 €/kW.

En parallèle de ces enchères, il existe un marché de gré-à-gré.

Depuis le début, EDF participe aux enchères. Le produit de ces enchères a été intégralement reconnu en chiffre d'affaires – ventes de biens.

Le prix de la capacité est répercuté dans l'ensemble des contrats des clients du fournisseur EDF, qu'ils soient au TRV ou en offre de marché, comme dans ceux des autres fournisseurs.

4.6 CERTIFICATS D'ECONOMIE D'ENERGIE (CEE)

Le décret n° 2017-690 du 2 mai 2017 pris par le Ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer et publié au Journal officiel le 3 mai 2017 fixe le niveau d'obligation pour la quatrième période d'obligations d'économies d'énergie s'étendant du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2020. Celui-ci relève fortement le niveau global des obligations sur les trois années de cette période : 1 200 TWhc pour les obligations dites « classiques » et 400 TWhc pour les obligations devant être réalisées au profit de ménages en situation de précarité, versus respectivement 700 TWhc et 150 TWhc pour la période précédente.

Pour satisfaire cette obligation, les vendeurs d'énergie disposent de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par le Ministère et les achats de certificats à des acteurs éligibles. L'avance éventuellement prise sur la période précédente (stock de CEE) contribue également à éteindre l'obligation. En cas de déficit en fin de période, les acteurs obligés doivent acquitter auprès du Trésor Public la pénalité libératoire prévue à l'article L. 221-4 du Code de l'énergie dont le montant (15 € par MWhc manquant) est environ deux fois le coût actuel de l'obligation classique.

En 2018, le groupe EDF a fortement augmenté sa production de Certificats d'Economie d'Energie par rapport à 2017 et va chercher à l'amplifier encore afin d'atteindre l'objectif fixé par l'État. Cependant, le relèvement significatif du niveau d'obligations combiné à l'existence d'un marché CEE actuellement peu profond et dont la liquidité future est incertaine, exposent le Groupe à un risque de déficit de certificats pour cette quatrième période.

4.7 ARENH

La souscription ARENH pour l'année 2018 s'est élevée à 96,3 TWh, dont 87,1 TWh au titre de la fourniture des consommateurs finals et 9,2 TWh au titre de la fourniture des pertes aux gestionnaires de réseaux.

Ces souscriptions sont intervenues dans un contexte où, dès début septembre 2017, compte tenu des prix à terme du ruban 2018, l'ARENH (qui inclut dans les 42 €/MWh les garanties de capacité) était compétitive.

Lors du guichet ARENH de novembre 2018, la demande des fournisseurs alternatifs, qui s'est élevée à 132,98 TWh hors filiales EDF, ayant dépassé le plafond légal, EDF livrera 100 TWh en 2019 au titre de l'ARENH pour les besoins des clients finals de ses concurrents. Les souscriptions au titre des pertes réseau s'élèvent à 20,4 TWh.

Par délibération n° 2018-222 du 25 octobre 2018, la Commission de régulation de l'énergie a fixé, en application des dispositions du code de l'énergie, la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demande exprimée supérieure au plafond législatif. Cette décision dispose notamment qu'en cas de dépassement du plafond d'ARENH au guichet de novembre 2018, d'une part, l'écêtement ne s'appliquera qu'aux nouvelles demandes d'ARENH formulées lors de ce guichet et, d'autre part, les filiales contrôlées par EDF seront écrêtées intégralement (à l'exception des distributeurs qui ne le sont pas) pour les volumes conduisant à un dépassement du plafond. Elle prévoit enfin que lesdites filiales pourront conclure avec la société mère des contrats répliquant le dispositif de l'ARENH ainsi que les conditions d'approvisionnement, notamment le taux d'écêtement des fournisseurs alternatifs. Lorsqu'il est mis en œuvre, ce mécanisme de l'écêtement conduit à renforcer le poids de la référence

aux prix de marché dans la détermination des tarifs réglementés de vente (TRV) et, toutes choses étant égales par ailleurs, à en renchérir la composante énergie.

NOTE 5 ÉVOLUTIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Sur l'exercice 2018, le Groupe ne connaît pas de variation de périmètre significative hormis la cession de Dunkerque LNG (voir note 3.3), et hormis les opérations présentées ci-dessous :

5.1 FRAMATOME – FINALISATION DE LA COMPTABILISATION DU REGROUPEMENT D'ENTREPRISE

Conformément à IFRS 3 révisée, le Groupe a finalisé au 31 décembre 2018, la comptabilisation du regroupement d'entreprises lié à l'acquisition de Framatome le 31 décembre 2017.

Le montant final de certains éléments d'ajustements du prix d'acquisition ne devant être connu que postérieurement au 31 décembre 2018, le Groupe a estimé la valeur attendue de ces éléments (voir note 3.11.2) pour finaliser la comptabilisation du regroupement d'entreprises au 31 décembre 2018.

Les éventuels ajustements ultérieurs de l'estimation de la juste valeur de la contrepartie éventuelle seront comptabilisés en résultat.

Après prise en compte des justes valeurs d'actifs et de passifs, le bilan d'entrée définitif de Framatome au 31 décembre 2017, très peu différent du bilan d'entrée provisoire figurant en note 3.11.2, s'établit comme suit :

ACTIF

<i>(en millions d'euros)</i>	Valeurs d'ouverture définitives
Goodwill	-
Autres actifs incorporels	1 272
Immobilisations corporelles	1 096
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	92
Actifs financiers	171
Impôts différés actifs	132
Stocks	610
Clients et comptes rattachés	4 422
Actifs d'impôts courants	5
Autres débiteurs	604
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-
TOTAL DE L'ACTIF	8 404

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

<i>(en millions d'euros)</i>	Valeurs d'ouverture définitives
Capital	707
Réserves et résultats consolidés	147
Capitaux propres – part du Groupe	854
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4
Total des capitaux propres	858
Provisions	987
Passifs financiers	10
Impôts différés passifs	172
Fournisseurs et comptes rattachés	455
Dettes d'impôts courants	1
Autres créditeurs	5 921
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	8 404

Ce bilan du sous-Groupe Framatome est avant élimination des positions avec les sociétés du Groupe, les éliminations concernant principalement les postes clients et autres créditeurs.

Au 31 décembre 2018, le prix d'acquisition retenu a été ajusté des compléments et ajustements de prix attendus.

L'écart d'acquisition définitif au 31 décembre 2018 enregistré sur l'opération, selon la méthode du goodwill partiel sur la base d'une détention à 75,5 %, se détermine comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	
Prix d'acquisition de la participation	1 960
Contrepartie transférée au 31 décembre 2018 (A)	1 960
Juste valeur de l'actif net de Framatome acquis	645
Juste valeur des actifs acquis et passifs repris (B)	645
GOODWILL DÉFINITIF (A)-(B)	1 315

5.2 ACQUISITION D'UN PROJET DE PARC ÉOLIEN EN MER DE 450 MW EN ÉCOSSE

Le groupe EDF, via EDF Renewables au Royaume-Uni, détenu par EDF Energy et EDF Renouvelables, a acquis le projet de parc éolien « Neart na Gaoithe⁽¹⁾ » auprès de Mainstream Renewable Power, acteur international de l'éolien et du solaire, au terme d'un processus compétitif.

Ce parc éolien en mer générera une puissance de 450 MW, et pourra alimenter plus de 375 000 foyers⁽²⁾.

Le projet, qui dispose de toutes les autorisations administratives, est situé dans l'estuaire du Forth sur la côte est de l'Écosse et s'étend sur une superficie de 105 km². Il bénéficie d'un *Contract for Difference* (CFD) d'une durée de 15 ans au tarif de 140 € par MWh (correspondant à l'indexation du tarif de 2012, qui était fixé à 114,39 £/MWh), ainsi que des accords de raccordement au réseau. Ce projet bénéficie par ailleurs d'un régime de vent parmi les meilleurs d'Europe. La mise en service du parc est prévue en 2023.

L'investissement total nécessaire à la réalisation du projet s'élève à près de 1,8 milliard de livres sterling. Le projet sera ouvert à des partenaires le moment venu pour partager cet effort d'investissement.

5.3 EDISON FINALISE L'ACQUISITION DE EDISON ENERGIE (EX GAS NATURAL VENDITA ITALIA)

Suite à l'approbation de l'Union européenne, Edison a finalisé l'acquisition d'Edison Energie (ex Gas Natural Vendita Italia (GNVI)) le 22 février 2018, et a renforcé sa position sur le marché domestique, en augmentant sa clientèle de 50 % et en étendant sa présence dans tout le pays. Le portefeuille de d'Edison Energie est principalement situé dans le sud de l'Italie et se compose majoritairement de clients gaziers. Avec cette transaction, Edison renforce sa position clé d'opérateur énergétique national dans le secteur du commerce de détail. Le prix payé pour l'acquisition de la société s'élève à 193 millions d'euros (voir note 44.1.2.2 des comptes consolidés au 31 décembre 2017) et le goodwill comptabilisé suite à cette acquisition s'élève à 80 millions d'euros.

Par ailleurs, la finalisation de l'acquisition de d'Edison Energie ouvre la voie au transfert, à Edison, du contrat de fourniture de gaz en provenance du gisement de Shah Deniz II en Azerbaïdjan.

NOTE 6 INFORMATIONS SECTORIELLES

6.1 INFORMATIONS PAR SECTEUR OPÉRATIONNEL

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 (le principal décideur opérationnel pour le Groupe).

En 2018, le Groupe a fait évoluer son information sectorielle et présente de façon distincte EDF Renouvelables et Dalkia, précédemment inclus dans le secteur « Autres métiers ».

Les secteurs retenus par le Groupe sont les suivants :

- « **France – Activités de production et commercialisation** » qui regroupe les activités de production et commercialisation d'EDF. Les activités de trading de matières premières d'EDF et autres sont également incluses dans ce secteur ;
- « **France – Activités régulées** » qui regroupe les activités de distribution, l'activité transport, les activités insulaires d'EDF et les activités d'Électricité de Strasbourg ;

(1) Neart na Gaoithe : traduction en gaélique de « Strength of the Wind » (Puissance du vent).

(2) Sur la base de la consommation moyenne d'électricité par foyer de 3 889 kWh le tout divisé par la consommation d'énergie globale au Royaume-Uni (publiée en juillet 2017), et du coefficient de charge moyen des éoliennes offshore de Renewable-UK estimé à 37,2 %.

- « **Framatome** » qui désigne les entités du sous-groupe Framatome ;
- « **Royaume-Uni** » qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy ;
- « **Italie** » qui désigne les entités Edison et TdE SpA ;
- « **Autre international** » qui désigne EDF International et les autres entités électriques et gazières situées en Europe continentale, aux États-Unis, en Amérique latine et en Asie ;
- « **EDF Renouvelables** » qui désigne les entités du sous-groupe EDF Renouvelables (ex EDF Énergies Nouvelles) ;
- « **Dalkia** » qui désigne les entités du sous-groupe Dalkia ;
- « **Autres métiers** » qui comprennent en particulier EDF Trading et EDF Investissements Groupe.

Aucun regroupement de secteurs n'a été effectué.

6.1.1 Au 31 décembre 2018

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisa- tion	France – Activités régulées	Framatome	Royaume- Uni	Italie	Autre internatio- nal	EDF Renouvela- bles ⁽¹⁾	Dalkia	Autres métiers	Éliminations inter- secteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	24 937	16 007	1 904	8 965	8 477	2 227	1 089	3 633	1 737	-	68 976
Chiffre d'affaires inter- secteur	1 159	41	1 409	5	30	184	416	556	864	(4 664)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	26 096	16 048	3 313	8 970	8 507	2 411	1 505	4 189	2 601	(4 664)	68 976
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	6 327	4 916	465	783	791	240	856	292	858	(263)	15 265
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	2 963	1 914	240	(397)	(127)	(10)	316	72	574	(263)	5 282
Bilan :											
Goodwill	53	223	1 317	7 578	108	20	206	548	142	-	10 195
Immobilisations incorporelles et corporelles	53 219	60 802	2 392	15 467	6 197	2 119	8 856	2 283	689	-	152 024
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises ⁽²⁾	2 394	-	87	79	73	4 053	1 307	29	265	-	8 287
Autres actifs sectoriels ⁽³⁾	19 313	3 583	1 965	4 604	2 541	647	824	1 909	3 893	-	39 279
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73 384
TOTAL ACTIF	74 979	64 608	5 761	27 728	8 919	6 839	11 193	4 769	4 989	-	283 169
Autres informations :											
Dotations aux amortissements	(3 307)	(2 942)	(211)	(982)	(574)	(249)	(437)	(205)	(99)	-	(9 006)
Pertes de valeur	(2)	-	(12)	(163)	(314)	-	(103)	-	(4)	-	(598)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	109	42	194	5 425	336	401	848	304	518	-	8 177
Investissements corporels et incorporels	5 526	4 334	261	2 983	447	216	1 919	388	112	-	16 186

(1) EDF Renouvelables (ex EDF Énergies Nouvelles).

(2) Au 31 décembre 2018, les participations dans les entreprises associées et les coentreprises comprennent 50,1 % d'intérêts dans le palier CTE (coentreprise détenant les titres RTE) rattaché au secteur France – Activités de production et commercialisation.

(3) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs. Par convention, la créance CSPE est affectée intégralement au secteur France – Activités régulées pour 799 millions d'euros.

6.1.2 Au 31 décembre 2017

L'information au 31 décembre 2017 a été retraitée selon la segmentation opérationnelle retenue dans les comptes consolidés au 31 décembre 2018 et les dispositions de la norme IFRS 15 (voir note 2.1.4).

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisa- tion	France – Activités régulées	Framatome (1)	Royaume- Uni	Italie	Autre internatio- nal	EDF Renouvela- bles	Dalkia	Autres métiers	Éliminations inter- secteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	24 011	15 773	-	8 681	7 700	2 993	971	3 271	1 492	-	64 892
Chiffre d'affaires inter- secteur	1 073	63	-	7	22	173	309	480	983	(3 110)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	25 084	15 836	-	8 688	7 722	3 166	1 280	3 751	2 475	(3 110)	64 892
ÉCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	4 896	4 898	-	1 035	910	457	751	259	536	-	13 742
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	3 048	2 035	-	(296)	(96)	314	361	13	258	-	5 637
Bilan :											
Goodwill	53	223	1 257	7 586	18	15	206	537	141	-	10 036
Immobilisations incorporelles et corporelles	50 433	59 008	2 336	14 074	6 396	2 155	8 230	2 128	2 103	-	146 863
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises (2)	2 040	-	92	114	67	3 812	903	34	187	-	7 249
Autres actifs sectoriels (3)	20 165	3 784	1 694	4 306	2 405	628	578	1 737	5 072	-	40 369
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	67 325
TOTAL ACTIF	72 691	63 015	5 379	26 080	8 886	6 610	9 917	4 436	7 503	-	271 842
Autres informations :											
Dotations aux amortissements	(3 138)	(2 797)	-	(1 097)	(603)	(246)	(361)	(187)	(108)	-	(8 537)
Pertes de valeur	(73)	-	-	(246)	(150)	(19)	(29)	(1)	-	-	(518)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	-	39	209	5 109	370	407	113	155	940	-	7 342
Investissements corporels et incorporels	5 839	4 003	-	2 408	457	325	1 190	392	133	-	14 747

(1) Le groupe Framatome a été acquis au 31 décembre 2017.

(2) Au 31 décembre 2017, les participations dans les entreprises associées et les coentreprises comprenaient les données de RTE dans le secteur France – Activités régulées.

(3) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs. Par convention, la créance CSPE est affectée intégralement au secteur France – Activités régulées pour 1 147 millions d'euros.

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 de réseaux publics de distribution d'électricité basse et moyenne tension ;
- « **Autres** » : services et fabrications d'équipements et de combustibles pour les réacteurs, 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, photovoltaïque,...).

<i>(en millions d'euros)</i>	Production – Commercialisation	Distribution	Autres ⁽¹⁾	Total
2018 :				
Chiffre d'affaires externe :				
- dont France ⁽²⁾	25 217	15 555	172	40 944
- dont International et autres métiers	21 392	-	6 640	28 032
CHIFFRE D'AFFAIRES	46 609	15 555	6 812	68 976
<i>(en millions d'euros)</i>	Production – Commercialisation	Distribution	Autres	Total
2017 :				
Chiffre d'affaires externe :				
- dont France ⁽²⁾	24 327	15 292	165	39 784
- dont International et autres métiers	20 326	-	4 782	25 108
CHIFFRE D'AFFAIRES	44 653	15 292	4 947	64 892

(1) Les « Autres » groupes de services incluent en particulier Framatome, entité acquise le 31 décembre 2017 (voir note 3.11.2)

(2) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 6.1).

COMPTE DE RÉSULTAT

NOTE 7 CHIFFRE D'AFFAIRES

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

(en millions d'euros)	2018	2017 retraité ⁽¹⁾
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	63 713	62 102
Autres ventes de biens et de services	4 387	2 186
Trading	876	604
CHIFFRE D'AFFAIRES	68 976	64 892

(1) Les comptes consolidés de l'exercice 2017 ont été retraités de la norme IFRS 15 (voir note 2.1).

Retraité des effets de change et périmètre, le chiffre d'affaires de l'exercice 2018 est en hausse de 4 % soit 2,6 milliards d'euros, principalement sur la France – Activités de production et commercialisation (+ 3,9 % soit + 0,9 milliard d'euros), en Italie (+ 6,1 % soit + 0,5 milliard d'euros), et de façon générale sur l'ensemble des segments (chiffres en données contributives).

La hausse du chiffre d'affaires en France – Activités de production et commercialisation, observée en 2018 est principalement liée à une augmentation des reventes sur les marchés des obligations d'achats (effet neutre en EBE avec la CSPE), notamment du fait d'un fort effet volume, d'effets prix favorables sur les offres de marché, et de l'augmentation de la composante CEE dans les offres en lien avec l'augmentation du coût de l'obligation. La forte hausse de la production nucléaire (+ 14,1 TWh), au regard d'une année 2017 fortement pénalisée notamment par plusieurs arrêts de réacteurs, de même que celle de la production hydraulique (+ 9,2 TWh en net), ont quant à elles essentiellement permis de réduire la position nette acheteuse en euros sur les marchés par rapport à la situation de 2017. Ces effets sont favorables pour l'EBE mais ne se traduisent pas dans la comparaison du chiffre d'affaires entre 2017 et 2018, le Groupe étant en position d'acheteur net en euros sur les deux exercices.

En Italie, le chiffre d'affaires est en croissance en raison d'une évolution favorable des volumes sur le segment des professionnels et de la croissance de la production hydraulique en lien avec une meilleure hydraulité et d'effets prix très favorables sur les activités gaz et exploration-production grâce à l'évolution favorable du prix du brent et du gaz.

Par ailleurs, l'effet périmètre de Framatome, acquis au 31 décembre 2017, sur les autres ventes de biens et services s'élève à 1 904 millions d'euros.

NOTE 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)	2018	2017 retraité ⁽¹⁾
Achats consommés de combustible – production d'énergie	(12 337)	(12 167)
Achats d'énergie	(13 351)	(13 816)
Charges de transport et d'acheminement	(7 724)	(7 441)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	(18)	80
(Dotations) et reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	418	443
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(33 012)	(32 901)

(1) Les comptes consolidés de l'exercice 2017 ont été retraités de la norme IFRS 15 (voir note 2.1).

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (charbon, biomasse, fioul, propane, matières fissiles, combustibles nucléaires et gaz), les achats de

prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire ainsi que les coûts relatifs aux mécanismes environnementaux (principalement droits d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable).

Les achats d'énergie comprennent les achats d'énergie produite par des tiers, y compris celle issue de la cogénération en vue de la revente.

NOTE 9 AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES

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

<i>(en millions d'euros)</i>	2018	2017
Services extérieurs	(13 189)	(11 678)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)	(3 504)	(2 706)
Production stockée et immobilisée	7 139	5 485
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	190	160
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES	(9 364)	(8 739)

Retraitées des effets de change et périmètre (dont principalement Framatome en 2018), les autres consommations externes sont stables par rapport à 2017.

NOTE 10 CHARGES DE PERSONNEL

10.1 CHARGES DE PERSONNEL

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	2018	2017
Rémunérations	(8 776)	(7 790)
Charges de sécurité sociale	(1 963)	(1 844)
Intéressement et participation	(278)	(223)
Autres contributions liées au personnel	(388)	(383)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(233)	(212)
Avantages à court terme	(11 638)	(10 452)
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(1 033)	(938)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(1 017)	(994)
Avantages postérieurs à l'emploi	(2 050)	(1 932)
Autres avantages à long terme	-	(83)
Indemnités de fin de contrat	(2)	11
Autres charges de personnel	(2)	(72)
CHARGES DE PERSONNEL	(13 690)	(12 456)

Retraitées des effets de change et périmètre (dont principalement Framatome en 2018), les charges de personnel sont en diminution de 0,6 % par rapport à 2017, principalement sur le secteur France - Activités de production et commercialisation.

10.2 EFFECTIFS MOYENS

	2018	2017
Statut IEG	98 358	100 185
Autres	63 850	50 888
EFFECTIFS MOYENS	162 208	151 073

Les effectifs moyens du Groupe présentés dans le tableau ci-dessus pour l'année 2017 n'intégraient pas l'effet de l'acquisition de Framatome, compte tenu de sa date d'acquisition (31 décembre 2017).

Les effectifs moyens des entités contrôlées et en activités conjointes sont présentés en équivalent temps plein.

Une présentation plus détaillée des catégories d'effectifs est présentée dans les « Informations environnementales et sociétales – Ressources humaines », partie 3.9.3.2.3 « Indicateurs sociaux » du document de référence.

NOTE 11 IMPÔTS ET TAXES

Les impôts et taxes s'analysent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	2018	2017
Impôts et taxes sur rémunérations	(297)	(267)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 561)	(1 518)
Autres impôts et taxes	(1 839)	(1 756)
IMPOTS ET TAXES	(3 697)	(3 541)

Les autres impôts et taxes comprennent essentiellement les taxes foncières, la cotisation foncière des entreprises, la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises et concernent principalement la France.

NOTE 12 AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS

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

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	2018	2017
Subventions d'exploitation	12.1	6 846	6 823
Résultat de déconsolidation	12.2	194	214
Résultat de cession d'immobilisations	12.2	54	57
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants		73	42
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation		(132)	137
Autres produits et charges	12.3	(983)	(786)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS		6 052	6 487

12.1 SUBVENTIONS D'EXPLOITATION

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre de la CSPE, qui se traduit dans les comptes par un produit de 6 554 millions d'euros en 2018 (6 547 millions d'euros en 2017).

12.2 RESULTATS DE DÉCONSOLIDATION ET DE CESSIION D'IMMOBILISATIONS

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent principalement en 2018 :

- des plus-values de cession d'actifs de production d'EDF Renouvelables réalisées dans le cadre de ses activités de développement-vente d'actifs structurés (DVAS) pour 192 millions d'euros (180 millions d'euros en 2017) ;
- des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France pour 262 millions d'euros (307 millions d'euros en France et en Italie en 2017).

12.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES

Les autres produits et charges intègrent principalement les pertes relatives aux créances d'exploitation irrécouvrables, ainsi que les coûts relatifs aux Certificats d'Economie d'Energie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice. L'évolution défavorable des autres produits et charges sur l'année 2018 s'explique principalement par le renchérissement des coûts liés aux CEE.

NOTE 13 PERTES DE VALEUR / REPRISES

13.1 PERTES DE VALEUR PAR CATÉGORIE D'IMMOBILISATIONS

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

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	2018	2017
Pertes de valeur sur goodwill	18	-	-
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	19	(52)	(16)
Pertes de valeur sur actifs corporels et actifs destinés à être cédés	21-22-43	(546)	(502)
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		(598)	(518)

Pour mémoire, les pertes de valeur enregistrées au 31 décembre 2017 s'élevaient à (518) millions d'euros et concernaient :

- des actifs thermiques pour (188) millions d'euros au Royaume-Uni ;
- certains champs d'exploration-production d'Edison pour (150) millions d'euros ;
- d'autres pertes de valeur sur des actifs spécifiques pour (131) millions d'euros (notamment au titre de certains actifs immobiliers au Royaume-Uni et en France et à des projets hydrauliques en France) ;
- différentes UGT d'EDF Renouvelables (notamment une société spécialisée dans les batteries aux États-Unis) pour (29) millions d'euros.

Des pertes de valeur pour un montant de (618) millions d'euros avaient par ailleurs été comptabilisées au titre des entreprises associées au 31 décembre 2017 (voir note 23).

Les pertes de valeur enregistrées en 2018 s'élèvent à (598) millions d'euros, et se détaillent comme suit.

13.2 TESTS DE PERTE DE VALEUR SUR LES GOODWILL, ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS

Les tableaux ci-après présentent le résultat des tests de dépréciation effectués sur les principaux goodwill, immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée et autres actifs du Groupe en 2018, ainsi que certaines hypothèses-clés retenues.

Par ailleurs, comme indiqué en note 3.11.2, le Groupe a finalisé en date du 31 décembre 2018, l'allocation du prix d'acquisition de 75,5 % du capital de Framatome. Les actifs acquis, notamment le goodwill, les immobilisations incorporelles et corporelles ont été comptabilisés à leur juste valeur au 31 décembre 2017, date de l'acquisition.

Les travaux conduits dans le cadre des tests de dépréciation au 31 décembre 2018 ne remettent pas en cause les valeurs ainsi déterminées.

Pertes de valeur sur goodwill et immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	Valeur nette comptable (en millions d'euros)	CMPC après impôt	Taux de croissance à l'infini	Pertes de valeur 2018 (en millions d'euros)
Royaume-Uni	Goodwill EDF Energy Marque British Energy	7 604 34	6,3 %	-	- (34)
Italie	Marque Edison	945	6,5 % (distribution) – 8,9 % (exploration- production)	2,0 %	-
Dalkia	Goodwill Dalkia Marque Dalkia	550 130	4,4 % 4,9 %	1,7 % 1,7 %	- -
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DUREE DE VIE INDETERMINÉE					(34)

Pertes de valeur sur autres actifs incorporels et corporels

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	Indices de perte de valeur	CMPC après impôt	Pertes de valeur 2018 (en millions d'euros)
Royaume-Uni	CCGT	Baisse des <i>clean spark spread</i> et suspension temporaire du mécanisme de capacité	6,3 %	(106)
	Centrales charbon	Niveau des <i>clean dark spread</i> et suspension temporaire du mécanisme de capacité		(16)
Italie	Actifs E&P d'Edison	Baisse des perspectives des cours du Brent à long terme et Profils de production selon les champs	6,9 % – 10,4 % selon les pays	(308)
EDF Renouvelables	UGT d'EDF Renouvelables		4,2 % – 6,4 %	(103)
Autres pertes de valeur				(31)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				(564)

Hypothèses générales

La note 1.3.15 explique la méthodologie retenue par le Groupe pour réaliser les tests de dépréciation.

Les CMPC sur les pays de référence sont globalement stables par rapport au 31 décembre 2017. Sur les pays cœur de la zone euro (en particulier France et Belgique), l'effet de la diminution des taux d'impôts est compensé par l'évolution légèrement en baisse des taux sans risque et du risque pays. Au Royaume-Uni et en Italie, les CMPC restent stables malgré les impacts des réformes fiscales, les primes de risque pays sont maintenues à un niveau identique à 2017. Les résultats des tests font l'objet d'analyses de sensibilité au taux d'actualisation.

L'environnement de marché en 2018 est en nette amélioration par rapport à 2017 avec des prix de marché de l'électricité en forte augmentation. Les prix des matières premières se sont accrus en 2018 même si la hausse s'est ralentie sur le second semestre. Les prix du CO₂ ont également connu une augmentation significative, notamment sous l'impulsion de la Market Stability Reserve.

Sur l'horizon de marché, les prix *forward* sont également en nette hausse par rapport aux niveaux de prix retenus dans le cadre du PMT précédent.

En revanche, sur l'horizon long terme, la vision des fondamentaux est en baisse par rapport à l'an dernier, le scénario de référence intégrant de façon plus marquée les objectifs environnementaux, notamment européens, avec pour conséquence une réduction de la demande en énergies fossiles. Les trajectoires des prix des combustibles et de l'électricité retenues dans le cadre des tests de dépréciation ressortent ainsi dans les différents pays cœur en-deçà de celles retenues l'an dernier malgré les impacts du mécanisme de l'ETS (EU Emissions Trading System) avec une baisse plus marquée au Royaume-Uni en raison d'une prudence accrue sur le maintien dans le temps du

Carbon Price Support. S'agissant d'hypothèses structurantes pour la détermination de la valeur recouvrable des analyses de sensibilité sont réalisées sur les courbes de prix long terme dans le cadre de la réalisation des tests de dépréciation.

Par ailleurs, la mise en œuvre de mécanismes de capacité, sous différentes modalités selon les pays, reste un moyen incertain pour rétablir une rémunération suffisante pour certains actifs de production. Ainsi, ce mécanisme n'est toujours pas adopté en Italie. Au Royaume Uni, le marché de capacité britannique est suspendu depuis le 18 novembre 2018 suite à une décision de la Cour Européenne de Justice concluant à sa non-conformité aux règles européennes relatives aux Aides d'Etat ; le test effectué prend en compte la mise en place d'un nouveau système à partir du deuxième semestre 2019, hypothèse cohérente avec l'objectif du gouvernement Britannique de tenir de nouvelles enchères pour l'été 2019 avec une livraison en 2019/2020.

À fin 2018, le contexte macro-économique présenté ci-avant n'introduit pas de nouveau risque majeur pour le Groupe par rapport à ceux déjà appréhendés dans les états financiers des exercices précédents ; les dépréciations constatées traduisent des risques propres à certaines UGT ou actifs spécifiques.

Royaume-Uni – EDF Energy

Marque British Energy

La marque British Energy est désormais intégralement dépréciée au 31 décembre 2018, les perspectives d'utilisation ou de cession étant aujourd'hui très limitées.

Actifs thermiques

Pour rappel, des dépréciations significatives ont été enregistrées ces dernières années sur les différents actifs thermiques du Groupe en Angleterre, conduisant en particulier à une valeur nette comptable quasi-nulle pour les centrales au charbon et les stockages gaz. Les investissements réalisés pour les centrales au charbon de Cottam et West Burton A ont été totalement dépréciés pour un montant de (16) millions d'euros en cohérence avec les décisions prises en 2017 de fermeture anticipée des centrales. Le 7 février 2019, EDF Energy a annoncé la fermeture de la centrale au charbon de Cottam.

Au 31 décembre 2018, la suspension temporaire du mécanisme de capacité et, sur le long terme, des perspectives plus basses sur les prix de capacité et sur les clean spark spreads par rapport à la vision fin 2017 conduisent à enregistrer une dépréciation complémentaire de la valeur de la centrale au gaz de West Burton B (CCGT) de (106) millions d'euros. La valeur de cet actif est sensible aux variations de prix ; ainsi une variation de 5 % des clean spark spread aurait un impact d'environ 5 % sur la valeur recouvrable du CCGT West Burton B.

Actifs nucléaires (centrales en exploitation et projet Hinkley Point C) et Goodwill

La valeur recouvrable des actifs nucléaires existants (7 centrales) est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie des actifs avec l'hypothèse d'un allongement de 20 ans de la centrale de Sizewell B de technologie REP (pour mémoire, la prolongation des durées d'exploitation des autres centrales de type RAG a déjà été actée par l'autorité de sûreté britannique, les extensions les plus récentes ayant été annoncées en février 2016). Le niveau de production retenue pour le test est en ligne avec la haute disponibilité du parc nucléaire atteinte ces dernières années, l'exercice 2018 ayant connu un niveau de production décalé à la baisse en raison de certains événements spécifiques. La valeur recouvrable du parc nucléaire d'EDF Energy diminue par rapport à 2017, majoritairement en lien avec les trajectoires de prix long terme en baisse, mais reste supérieure à la valeur nette comptable des actifs. Une variation de 5 % des prix de l'électricité par rapport à la trajectoire retenue dans le cadre du test aurait un impact de 14 % sur la valeur recouvrable de l'actif sans remise en cause de la marge du test.

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 7,6 milliards d'euros au 31 décembre 2018 (soit 6,7 milliards de livres sterling). Il résulte principalement de l'acquisition de British Energy en 2009.

La valeur recouvrable d'EDF Energy est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie attendue des actifs, en tenant compte du projet de construction de deux EPR d'une durée de vie de soixante ans sur le site d'Hinkley Point, projet ayant donné lieu à signature des contrats définitifs le 29 septembre 2016. Les flux futurs de trésorerie relatifs à ces centrales sont déterminés par référence au « *Contract for Difference* » (CfD) conclu entre le Groupe et le gouvernement britannique. Le CfD introduit des prix stables et prévisibles pour EDF Energy sur un horizon de 35 ans à compter de la date de mise en service des deux EPR : si les prix de marché se situent en dessous du prix d'exercice du CfD, EDF Energy recevra un paiement complémentaire.

De même qu'au 31 décembre 2017, le test tient compte des dernières estimations des coûts du projet (cf. communiqué de presse du 3 juillet 2017) c'est-à-dire un coût à terminaison du projet (hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 livre = 1,23 euros) de 19,6 milliards de livres sterling 2015, soit une augmentation de 1,5 milliard de livres par rapport aux évaluations précédentes, avec le maintien d'une livraison de la tranche 1 fin 2025. Cette estimation intègre la réussite de plans d'actions opérationnels, en partenariat avec les fournisseurs. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF est estimé à environ 8,5 % (contre environ 9 % initialement).

Hormis les éléments rappelés ci-avant s'agissant des perspectives de prix de moyen et de long terme, la valeur recouvrable d'EDF Energy intègre également en 2018 des hypothèses en diminution sur le niveau de marges à l'aval, en lien avec la mise en place du cap sur le Standard Variable Tariff et à plus long terme, de taux de marge jugés relativement limités sur le marché britannique. Sur ces bases, l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable d'EDF Energy reste significatif au 31 décembre 2018.

S'agissant d'HPC, la revue de projet identifiait par ailleurs un risque de report de la livraison (Commercial Operations Date) estimé à 15 mois pour la tranche 1 et à 9 mois pour la tranche 2, induisant un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling 2015, et dans cette hypothèse un TRI pour EDF d'environ 8,2 %. Ce risque de report et de surcoût associé réduirait la marge du test d'EDF Energy d'environ 20 %.

Des sensibilités plus dégradées ont également été conduites à titre illustratif, avec par exemple, un décalage de la mise en service de 4 ans et un surcoût associé de 4 milliards de livres sterling par rapport au nouveau business plan de référence, ne remettant pas en cause la valeur comptable d'EDF Energy.

Par ailleurs, si le Brexit n'a pas d'impact immédiat sur les tests de dépréciation des actifs d'EDF Energy puisque la majorité des flux (recettes, coûts, investissements) ainsi que les actifs sont libellés en livres sterling, les conséquences à plus long terme restent encore difficiles à anticiper eu égard aux incertitudes relatives au calendrier et aux modalités de sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne. Le Groupe suivra l'évolution des taux de rendement exigés par les investisseurs ainsi que l'évolution des prix des combustibles, des prix du CO₂ et des données macro-économiques comme la croissance du PIB, qui pourraient avoir des incidences potentielles sur les courbes de prix.

Italie – Edison

S'agissant d'un actif incorporel à durée de vie indéterminée, la marque « Edison », reconnue lors de la prise de contrôle en 2012 pour un montant de 945 millions d'euros, a fait l'objet d'un test de dépréciation, qui ne conduit pas à identifier un risque de perte de valeur. Le test a été réalisé en utilisant la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires. Une étude externe de valorisation de la marque a par ailleurs été réalisée et conclut à une valeur d'utilité de la marque supérieure à sa valeur nette comptable.

Au 31 décembre 2018, la valeur recouvrable de certains actifs « électricité » est en amélioration du fait de l'environnement de marché court terme favorable (actifs hydrauliques) ou d'investissements réalisés dans des projets présentant une forte rentabilité (actifs éoliens). Les actifs thermiques, en revanche, voient leur valeur recouvrable diminuer du fait de perspectives légèrement en baisse du niveau des prix de la capacité et des services auxiliaires sur le long terme, sans remettre en cause toutefois la marge du test.

Des risques additionnels d'un montant de (308) millions d'euros ont en revanche été mis en évidence en 2018 sur certains champs d'exploration-production, sous l'effet principalement d'une dégradation des perspectives des cours du brent sur le long terme et pour certains d'entre eux, de la révision de profils de production.

Par ailleurs, dans le cadre de la réalisation des tests de dépréciation, les tests de sensibilité donnent les indications suivantes :

- Pour les actifs de production d'électricité « merchant », une baisse de 10 % des prix de l'électricité ou une hausse de 50 points de base du CMPC entraînerait un risque maximal d'environ (30) millions d'euros, soit moins de 2 % de la valeur comptable de ces actifs ;
- S'agissant des actifs d'exploration production, une baisse des prix des commodités de 5 % introduirait un risque additionnel de l'ordre de (60) millions d'euros.

EDF Renouvelables

En 2018, 103 millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés au titre de différentes UGT d'EDF Renouvelables, concernant principalement un parc éolien aux Etats-Unis et une société de technologie biomasse aux Etats-Unis.

Dalkia

Au 31 décembre 2018, le goodwill de Dalkia ressort à 550 millions d'euros et résulte principalement de l'acquisition du groupe Dalkia en France aux termes de l'accord conclu avec Veolia Environnement le 25 mars 2014.

La valeur recouvrable du groupe Dalkia est déterminée sur la base des flux futurs de trésorerie projetés sur un horizon moyen terme et d'une valeur terminale représentative de la projection des flux à l'infini. Selon les hypothèses actualisées en 2018, la valeur recouvrable reste supérieure à la valeur comptable. Les paramètres-clés du test sont notamment la méthodologie de calcul de la valeur terminale et le taux d'actualisation pour lesquels des analyses de sensibilité ont été menées sans remettre en cause l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

La marque « Dalkia » reconnue à l'occasion de la prise de contrôle en 2014 pour un montant de 130 millions d'euros est évaluée selon la méthode des taux de redevance du chiffre d'affaires. L'actualisation du test au 31 décembre 2018 permet de justifier sa valeur dans les comptes.

France – Production et commercialisation

La gestion intégrée et l'interdépendance des différents moyens de production (nucléaires, thermiques et hydrauliques) constitutifs du parc français, indépendamment de leurs capacités techniques maximales, ont conduit le Groupe à le considérer sous la forme d'une seule et unique UGT. Cette UGT n'inclut aucun goodwill.

Même en l'absence d'indicateur de perte de valeur, un test est réalisé du fait de la valeur très significative de cette UGT dans les états financiers du Groupe, et de son exposition importante aux prix de marché, depuis la disparition des tarifs réglementés dit « jaune » et « vert » au 1^{er} janvier 2016.

La valeur recouvrable du parc de production est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie selon la méthodologie usuelle du Groupe, décrite en note 1.3.15, sur la durée de vie des actifs, avec un CMPC après impôt de 5,2 % au 31 décembre 2018. S'agissant des actifs nucléaires, le Groupe retient l'hypothèse, dans sa valorisation de base, d'une prolongation à 50 ans de la durée de vie des centrales en exploitation (à l'exception de Fessenheim), en cohérence avec sa stratégie industrielle. La capacité nucléaire reste par ailleurs plafonnée dans le test à 63,2 gigawatts conformément à la loi de Transition Énergétique.

Une hypothèse de rémunération de capacité stable de 10 euros du kilowatt est prise en compte sur l'horizon de long terme, en cohérence avec l'analyse des fondamentaux du système retenue dans le cadre du scénario de référence. La moyenne des enchères réalisées en 2018 s'élève à 18 euros du kilowatt.

Le test de dépréciation ainsi réalisé conduit à constater un excédent significatif entre la valeur recouvrable et la valeur comptable du parc de production en France, conforté par la hausse des prix de l'électricité sur l'horizon de marché et par la mise en œuvre des plans d'économies. La marge du test est un peu en retrait par rapport à celui réalisé au 31 décembre 2017, principalement du fait de scénarios de prix à long terme plus bas, et dans la mesure où sur le court terme, l'ARENH ne permet pas de capter toute la valeur en lien avec l'augmentation des prix *forwards*.

Les hypothèses structurantes du test sont en particulier la durée de vie des actifs nucléaires, le scénario de prix à long terme, ainsi que le taux d'actualisation, l'évolution des coûts et des investissements et l'hypothèse de rémunération de la capacité. Chacune de ces hypothèses-clés a fait l'objet d'une analyse de sensibilité, qui ne remet pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable. Le test réalisé au 31 décembre 2018 intègre également en sensibilité les propositions de fermetures anticipées de certaines tranches nucléaires telles qu'inscrites dans le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie, sans modification des conclusions du test.

Autre International – Belgique

Le test de dépréciation mis en œuvre sur EDF Luminus ne met pas en évidence de risque de dépréciation. La marge du test est toutefois pénalisée par les actifs nucléaires Tihange 2 et 3 et Doel 3 et 4, dans lequel EDF Luminus détient 10,2 %.

Enfin des pertes de valeur au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 31 décembre 2018 à hauteur de (39) millions d'euros ; celles-ci sont présentées dans la note 23.

NOTE 14 AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à (105) millions d'euros au 31 décembre 2018. Ils comprennent principalement une plus-value de 755 millions d'euros dans le cadre de la cession de Dunkerque LNG et une dotation aux provisions pour contrat onéreux de (737) millions d'euros liée au contrat à long terme avec la société Dunkerque LNG, soit un impact net de 18 millions d'euros (voir note 3.3). Ils comprennent également (36) millions d'euros liés aux primes exceptionnelles de solidarité en France et (15) millions liés à l'ajustement du mécanisme de guaranteed minimum pension d'EDF Energy (voir note 31.3.1).

Les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à 1 363 millions d'euros au 31 décembre 2017 et comprenaient principalement une plus-value de 1 462 millions d'euros dans le cadre de la cession de 49,9 % de la participation du Groupe dans CTE.

NOTE 15 RÉSULTAT FINANCIER

15.1 COUT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT

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

<i>(en millions d'euros)</i>	2018	2017
Charges d'intérêts sur opérations de financement	(1 769)	(1 869)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	(93)	37
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	102	31
Résultat net de change sur endettement	44	23
COUT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	(1 716)	(1 778)

15.2 EFFET DE L'ACTUALISATION

L'effet de désactualisation concerne principalement les provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs ainsi que les provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi.

L'augmentation de cette charge au 31 décembre 2018 est en lien avec une baisse du taux d'actualisation réel des provisions nucléaires en France en 2018 plus forte qu'en 2017 (voir note 29.1).

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

<i>(en millions d'euros)</i>	2018	2017
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(875)	(884)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs ⁽¹⁾	(2 480)	(1 968)
Autres provisions et avances	(131)	(107)
EFFET DE L'ACTUALISATION	(3 486)	(2 959)

(1) Y compris effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 36.3).

15.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS

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

<i>(en millions d'euros)</i>	2018	2017
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	13	21
Produits (charges) sur autres actifs financiers (dont prêts et créances)	254	295
Produits (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres	496	-
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	(995)	(102)
Produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente	-	1 395
Autres charges financières	(261)	(52)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	(91)	(41)
Produits sur les actifs de couverture	475	470
Intérêts d'emprunts capitalisés	502	515
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	393	2 501

Les données comparatives de l'année 2018 n'ont pas été retraitées, conformément à l'approche simplifiée d'IFRS 9. Ainsi, les « produits (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres » incluent sur l'année 2018 des dividendes et des produits d'intérêts sur titres de dettes pour un montant de 494 millions d'euros ainsi que des plus-values nettes de cessions pour un montant de 2 millions d'euros (dont (12) millions d'euros sur les actifs dédiés).

Les dividendes et produits d'intérêts sur titres de dettes étaient présentés sur l'année 2017 avec les plus-values nettes de cessions au sein des « produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente » pour un montant de 410 millions d'euros.

Les autres produits et charges financiers incluent sur l'année 2018, des variations de juste valeur liée aux instruments financiers pour (995) millions d'euros. Dans un contexte de marchés orientés à la baisse, notamment en fin d'année 2018, cette évolution défavorable s'explique par la variation de la juste valeur des titres de dettes et de capitaux propres à hauteur de (1 026) millions d'euros (dont (989) millions d'euros au titre des actifs dédiés) et par les variations de juste valeur d'instruments dérivés à hauteur de 31 millions d'euros. En 2017, les autres variations de juste valeur des instruments financiers pour (102) millions d'euros incluaient (42) millions d'euros au titre des actifs dédiés et concernaient principalement des instruments dérivés détenus à des fins de transactions.

Inversement, les « produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente » incluaient sur l'année 2017 des plus-values de cessions (incluant des reprises de provisions) pour 985 millions d'euros (dont 985 millions d'euros au titre des actifs dédiés).

NOTE 16 IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS

16.1 VENTILATION DE LA CHARGE D'IMPÔT

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

<i>(en millions d'euros)</i>	2018	2017
Impôts courants	(358)	42
Impôts différés	507	(189)
TOTAL	149	(147)

En 2018, la charge d'impôt courant provient des sociétés en France pour (168) millions d'euros et des autres filiales pour (190) millions d'euros (respectivement 314 millions d'euros et (272) millions d'euros en 2017).

16.2 RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE ET DE LA CHARGE D'IMPÔT EFFECTIVE (PREUVE D'IMPOT)

<i>(en millions d'euros)</i>	2018	2017
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	473	3 401
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	34,43 %	34,43 %
Charge théorique d'impôt	(163)	(1 171)
Différences de taux d'imposition ⁽¹⁾	(90)	51
Différences permanentes ⁽²⁾	30	476
Impôts sans base ⁽³⁾	239	478
Actifs d'impôts différés non reconnus	132	20
Autres	1	(1)
CHARGE RÉELLE D'IMPOT	149	(147)
TAUX EFFECTIF D'IMPOT	- 31,54 %	4,32 %

L'impôt sur les résultats de + 149 millions d'euros en 2018, correspondant à un taux effectif d'impôt de - 31,54 % (contre (147) millions d'euros en 2017, correspondant à un taux effectif d'impôt de 4,32 %) est essentiellement lié à des éléments non récurrents (cessions ou dépréciations). Retraité de ces éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt courant en 2018 est de 25,70 %, contre 18 % en 2017.

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

- pour 2018 :
 - ⁽²⁾ l'impact favorable des cessions de participations et d'actifs soumis à un taux réduit d'imposition pour 199 millions d'euros (principalement Dunkerque LNG - voir note 3.3) ;
 - ⁽³⁾ l'impact de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 203 millions d'euros.
- pour 2017 :
 - ⁽¹⁾ les impacts positifs des baisses des taux d'imposition en Belgique de 33,99 % à 25 % en 2020 et aux États-Unis de 40 % à 27 %, s'élevant respectivement à 38 millions et 46 millions d'euros ;

- ⁽²⁾ l'impact favorable des cessions de participations (principalement l'opération CTE / RTE) et d'actifs soumis à un taux réduit d'imposition pour 389 millions d'euros ;
- ⁽³⁾ l'impact favorable de la réclamation sur la contribution de 3 % sur les revenus distribués pour 255 millions d'euros (produit non imposable) ainsi que l'impact de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 195 millions d'euros.

16.3 VARIATION DES ACTIFS ET PASSIFS D'IMPÔTS DIFFÉRÉS

<i>(en millions d'euros)</i>	2018	2017
Impôts différés actifs	1 220	1 641
Impôts différés passifs	(2 362)	(2 272)
Impôts différés nets au 1^{er} janvier	(1 142)	(631)
Variation en résultat net	508	(189)
Variation en capitaux propres	(354)	(437)
Écarts de conversion	23	61
Mouvements de périmètre	(28)	22
Autres mouvements	(16)	32
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	(1 009)	(1 142)
Dont impôts différés actifs	978	1 220
Dont impôts différés passifs	(1 987)	(2 362)

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2018 est liée à hauteur de (309) millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi ((349) millions d'euros sur l'exercice 2017).

16.4 VENTILATION DES IMPÔTS DIFFÉRÉS PAR NATURE

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017
Impôts différés :		
Immobilisations	(5 627)	(5 419)
Provisions pour avantages du personnel	4 493	5 203
Autres provisions et pertes de valeur	557	378
Instruments financiers	172	163
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	1 448	1 289
Autres	187	132
Impôts différés actifs et passifs	1 230	1 746
Impôts différés actifs non reconnus	(2 239)	(2 888)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	(1 009)	(1 142)

Au 31 décembre 2018, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 2 239 millions d'euros (2 888 millions d'euros au 31 décembre 2017) et se situent principalement en France et aux États-Unis.

En France, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 1 449 millions d'euros (2 043 millions d'euros au 31 décembre 2017) est essentiellement liée au stock d'impôts différés actifs relatifs aux avantages du personnel. Il n'y a donc pas de date d'expiration de ces impôts différés actifs.

Aux États-Unis, cette économie d'impôt potentielle de 485 millions d'euros (499 millions d'euros en 2017) est liée à un résultat fiscal négatif générant des déficits dont l'expiration se situe entre 2029 et 2039.

Les impôts différés actifs sur déficits reportables activés sont de 662 millions d'euros (497 millions d'euros en 2017) et se situent principalement aux États-Unis pour 230 millions d'euros (199 millions d'euros en 2017) et en France pour 214 millions d'euros (51 millions d'euros en 2017), ainsi qu'au Canada et en Belgique. Ils ont été activés

compte tenu de l'existence d'impôts différés passifs sur les mêmes entités fiscales, qui se retournent sur les mêmes horizons temporels ou, en raison des perspectives de résultats fiscaux bénéficiaires.

NOTE 17 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 et de la rémunération versée sur l'exercice aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée, par le nombre moyen pondéré d'actions potentielles en circulation au cours de la période après neutralisation des actions propres.

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 :

<i>(en millions d'euros)</i>	2018	2017
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	1 177	3 173
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(584)	(565)
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action	593	2 608
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	2 968 327 473	2 660 243 412
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice	2 968 327 473	2 660 243 412
Résultats par action (en euros) :		
RÉSULTAT PAR ACTION	0,20	0,98
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	0,20	0,98

En 2018, le paiement en actions du solde sur dividende au titre de l'exercice 2017 s'est traduit par une augmentation de capital et de la prime d'émission d'un montant total de 847 millions d'euros correspondant à l'émission de 82 828 872 actions.

ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES

NOTE 18 GOODWILL

18.1 VARIATION DES GOODWILL

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017
Valeur nette comptable à l'ouverture	10 036	8 923
Acquisitions	116	1 396
Cessions	-	-
Pertes de valeur (note 13)	-	-
Écarts de conversion	(61)	(282)
Autres mouvements	104	(1)
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLOTURE	10 195	10 036
Valeur brute à la clôture	10 960	10 802
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(765)	(766)

En 2018, les variations observées sont liées principalement à :

- la variation du goodwill liée à la finalisation de la comptabilisation du regroupement d'entreprises sur l'acquisition de Framatome du 31 décembre 2017 pour 58 millions d'euros (voir notes 5.1 et 3.11.2) ;
- l'acquisition d'Edison Energie (ex GNVI) réalisée par Edison en Italie pour 80 millions d'euros (voir note 5.3) et Attiva pour 13 millions d'euros ;
- des écarts de conversion pour (61) millions d'euros, notamment du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

En 2017, les variations observées étaient liées principalement à l'acquisition de Framatome pour 1 257 millions d'euros (voir note 3.11.2) et à des écarts de conversion pour (282) millions d'euros, notamment du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

18.2 RÉPARTITION DES GOODWILL PAR SECTEUR OPÉRATIONNEL

Les goodwill se répartissent comme suit, selon l'information sectorielle présentée en note 6.1 :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017
France – Production et commercialisation	53	53
France – Activités régulées	223	223
Framatome ⁽¹⁾	1 317	1 257
Royaume-Uni (EDF Energy)	7 578	7 586
Italie	108	18
Autre international	20	15
Dalkia	548	536
EDF Renouvelables	206	206
Autres métiers	142	142
TOTAL GROUPE	10 195	10 036

(1) Au 31 décembre 2018, 1 315 millions d'euros sur l'acquisition de Framatome (voir note 5.1)

NOTE 19 AUTRES ACTIFS INCORPORELS

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

Au 31 décembre 2018 :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2018
Logiciels	4 034	774	(165)	(10)	24	7	4 664
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	810	-	-	-	-	(229)	581
Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts	440	1 144	(1 082)	(2)	-	1	501
Autres immobilisations incorporelles	7 501	1 023	(40)	(11)	214	33	8 720
Immobilisations incorporelles en cours ⁽¹⁾	1 211	32	(6)	1	-	(5)	1 233
Valeurs brutes	13 996	2 973	(1 293)	(22)	238	(193)	15 699
Amortissements et pertes de valeur	(5 100)	(1 109)	170	15	2	241	(5 781)
VALEURS NETTES	8 896	1 864	(1 123)	(7)	240	48	9 918

(1) Les flux d'augmentations des immobilisations incorporelles en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service.

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles comprend au 31 décembre 2018 :

- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants respectivement de 945 millions d'euros et 729 millions d'euros ;
- la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour des montants respectivement de 130 millions d'euros et 1 145 millions d'euros ;
- la marque « Framatome », les actifs incorporels relatifs à la technologie nucléaire ainsi que les contrats clients de Framatome respectivement pour 151 millions d'euros, 777 millions d'euros et 344 millions d'euros.

Les immobilisations incorporelles en cours intègrent les études en cours dans le cadre du projet EPR 2 pour 296 millions d'euros.

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (52) millions d'euros a été enregistrée en 2018.

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 510 millions d'euros en 2018.

Au 31 décembre 2017 :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2016	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2017
Logiciels	3 624	638	(224)	(37)	23	10	4 034
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	810	-	-	-	-	-	810
Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts	428	1 123	(1 107)	(7)	1	2	440
Autres immobilisations incorporelles	5 975	410	(113)	(46)	1 322	(47)	7 501
Immobilisations incorporelles en cours ⁽¹⁾	995	128	(2)	(6)	96	-	1 211
Valeurs brutes	11 832	2 299	(1 446)	(96)	1 442	(35)	13 996
Amortissements et pertes de valeur	(4 382)	(976)	272	58	(71)	(1)	(5 100)
VALEURS NETTES	7 450	1 323	(1 174)	(38)	1 371	(36)	8 896

(1) Les flux d'augmentations des immobilisations incorporelles en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service.

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles comprenait au 31 décembre 2017 :

- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants respectivement de 945 millions d'euros et 729 millions d'euros ;
- la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour des montants respectivement de 130 millions d'euros et 962 millions d'euros ;
- la marque « Framatome », les actifs incorporels relatifs à la technologie nucléaire ainsi que les contrats clients de Framatome respectivement pour 132 millions d'euros, 702 millions d'euros et 402 millions d'euros.

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (16) millions d'euros a été enregistrée en 2017.

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 546 millions d'euros en 2017.

NOTE 20 IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

20.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017
Immobilisations	54 677	53 034
Immobilisations en cours	1 838	1 705
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	56 515	54 739

20.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS)

<i>(en millions d'euros)</i>	Terrains et constructions	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2017	2 746	89 955	4 131	96 832
Augmentations ⁽¹⁾	168	3 919	419	4 506
Diminutions	(19)	(595)	(172)	(786)
Valeurs brutes au 31/12/2018	2 895	93 279	4 378	100 552
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2017	(1 397)	(39 778)	(2 623)	(43 798)
Dotations nettes aux amortissements	(64)	(237)	(193)	(494)
Diminutions	15	469	205	689
Autres mouvements ⁽²⁾	(12)	(2 148)	(112)	(2 272)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2018	(1 458)	(41 694)	(2 723)	(45 875)
Valeurs nettes au 31/12/2017	1 349	50 177	1 508	53 034
VALEURS NETTES AU 31/12/2018	1 437	51 585	1 655	54 677

(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 de passifs de concessions.

NOTE 21 IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS

21.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017
Immobilisations	6 026	6 369
Immobilisations en cours	1 313	1 238
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	7 339	7 607

21.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS)

<i>(en millions d'euros)</i>	Terrains et constructions	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2017	1 489	12 566	39	582	14 676
Augmentations	25	376	20	29	450
Diminutions	(1)	(83)	(35)	(3)	(122)
Écarts de conversion	-	17	-	-	17
Mouvements de périmètre	-	13	-	-	13
Autres mouvements	(3)	13	-	1	11
Valeurs brutes au 31/12/2018	1 510	12 902	24	609	15 045
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2017	(895)	(6 999)	(22)	(391)	(8 307)
Dotations nettes aux amortissements	(33)	(383)	(4)	(33)	(453)
Pertes de valeur nettes de reprises	-	(306)	-	-	(306)
Diminutions	1	46	11	3	61
Écarts de conversion	-	(11)	-	-	(11)
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	(2)	-	-	(1)	(3)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2018	(929)	(7 653)	(15)	(422)	(9 019)
Valeurs nettes au 31/12/2017	594	5 567	17	191	6 369
VALEURS NETTES AU 31/12/2018	581	5 249	9	187	6 026

Les immobilisations en concessions des autres activités comprennent les immobilisations concédées principalement situées en France (production hydraulique hors distribution publique d'électricité) et en Italie.

Sur l'exercice 2018, les pertes de valeur sur des immobilisations en cours et sur les autres immobilisations en concessions des autres activités s'élèvent respectivement à (2) millions d'euros et à (306) millions d'euros.

NOTE 22 IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE

22.1 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 :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017
Immobilisations	47 779	48 972
Immobilisations en cours	30 377	26 515
Immobilisations financées par location-financement	96	135
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	78 252	75 622

Au 31 décembre 2018, les immobilisations corporelles en cours de production du domaine propre incluent notamment les investissements relatifs aux réacteurs EPR de Flamanville 3 pour 12 479 millions d'euros (incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 2 622 millions d'euros), de Hinkley Point C pour 7 502 millions d'euros (incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 108 millions d'euros) et de Sizewell C pour 133 millions d'euros (incluant des intérêts intercalaires pour 1 million d'euros).

Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2018 est de 10 065 millions d'euros hors intérêts intercalaires (soit 9 874 millions d'euros en immobilisations corporelles et incorporelles en cours et 191 millions d'euros⁽¹⁾ en immobilisations mises en service). Il intègre, en sus du coût de construction :

- un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n° 1, Aménagement Zone Nord) à hauteur de 328 millions d'euros,
- ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 520 millions d'euros,
- et tient compte depuis le 1^{er} janvier 2018, de l'élimination des soldes bilanciaux et marges internes entre Framatome et EDF SA dans le cadre de ce projet (soit 437 millions d'euros constitués essentiellement d'avances et acomptes),

soit un coût de construction en valeur historique dans les états financiers au 31 décembre 2018 de 9 217 millions d'euros, pour un montant de coût de construction à terminaison (hors intérêts intercalaires), communiqué le 25 juillet 2018 de 10,9 milliards d'euros, exprimé en euros₂₀₁₅.

(1) soit 241 millions d'euros en valeur brute diminuée de 50 millions d'euros d'amortissements.

Les variations observées sur les immobilisations corporelles (dont immobilisations en cours) intègrent également un effet de change de (129) millions d'euros du fait notamment de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

Sur l'exercice 2018, des pertes de valeur ont été enregistrées d'une part, sur des immobilisations en cours et des immobilisations financées par location-financement pour un montant de (19) millions d'euros, et d'autre part, sur d'autres immobilisations du domaine propre pour un montant de (219) millions d'euros.

22.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS ET FINANCÉES PAR LOCATION-FINANCEMENT)

	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
Valeurs brutes au 31/12/2017	13 019	68 890	20 837	17	18 765	121 528
Augmentations	610	3 336	187	-	1 857	5 990
Diminutions	(403)	(1 074)	(225)	-	(543)	(2 245)
Écarts de conversion	(8)	(89)	(9)	-	(23)	(129)
Mouvements de périmètre ⁽¹⁾	(233)	-	(1 367)	-	(755)	(2 355)
Autres mouvements ⁽²⁾	(17)	327	22	-	36	368
Valeurs brutes au 31/12/2018	12 968	71 390	19 445	17	19 337	123 157
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2017	(7 074)	(45 679)	(12 230)	(12)	(7 561)	(72 556)
Dotations nettes aux amortissements	(331)	(2 804)	(581)	-	(1 246)	(4 962)
Pertes de valeur nettes de reprises	-	-	(154)	-	(65)	(219)
Diminutions	208	984	220	-	501	1 913
Écarts de conversion	1	45	12	-	3	61
Mouvements de périmètre ⁽¹⁾	12	-	71	1	57	141
Autres mouvements	(7)	230	63	-	(42)	244
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2018	(7 191)	(47 224)	(12 599)	(11)	(8 353)	(75 378)
Valeurs nettes au 31/12/2017	5 945	23 211	8 607	5	11 204	48 972
VALEURS NETTES AU 31/12/2018	5 777	24 166	6 846	6	10 984	47 779

(1) Les mouvements de périmètre concernent principalement les immobilisations liées à la cession du terminal méthanier de Dunkerque (voir note 3.3).

(2) Les autres mouvements comprennent l'effet sur les actifs de contrepartie et actifs sous-jacents du changement de taux d'actualisation réel sur les provisions liées à la production nucléaire d'EDF pour 289 millions d'euros (voir note 29.1)

22.3 CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT

		31/12/2018			31/12/2017
	Total	Échéances			Total
<i>(en millions d'euros)</i>		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Paiements minimaux futurs à recevoir en tant que bailleur	24	8	14	2	33
Paiements minimaux futurs à verser en tant que preneur	405	53	164	188	367

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.

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.

NOTE 23 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES CO-ENTREPRISES

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

(en millions d'euros)	Activité principale (1)	31/12/2018			31/12/2017	
		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
Principales participations dans les entreprises associées						
CTE (2)	A	50,10	1 406	283	1 241	249
CENG	P	49,99	1 667	102	1 494	(316)
Taishan (TNPJVC) (3)	P	30,00	n.c.	n.c.	1 122	(17)
Alpiq (4)	P, D, A, T	25,04	622	(41)	602	25
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises			n.c.	n.c.	2 790	94
TOTAL			8 287	569	7 249	35

n.c. = non communiqué

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

(2) Au 31 décembre 2018, 50,1 % d'intérêts dans CTE (coentreprise détenant les titres de RTE – voir note 3.11.3).

En 2017, par convention, la quote-part de résultat net présenté comprend 100 % du résultat de RTE sur le premier trimestre 2017 et 50,1 % du palier CTE sur le reste de l'année 2017.

(3) La publication des comptes consolidés de CGN (société mère de Taishan) étant postérieure à celle du Groupe, il n'est pas présenté dans ce tableau d'éléments financiers de Taishan pour le 31 décembre 2018.

(4) La publication des comptes consolidés d'Alpiq étant postérieure à celle du Groupe, les données présentées ci-dessus comprennent une estimation de leur contribution à fin décembre 2018 (intégrant les résultats définitifs publiés par le groupe Alpiq en août 2018).

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent principalement Nam Theun Power Company (NTPC), Compagnie Énergétique de Sinop (CES), Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd et certaines sociétés détenues par EDF Renouvelables et EDF SA.

Sur l'exercice 2018, (39) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisées au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises sur différents actifs spécifiques, non décrites ci-dessous eu égard à leur faible matérialité sur les comptes du Groupe.

Sur l'exercice 2017, (618) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisées principalement au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises sur les actifs de CENG (voir note 23.2.2).

23.1 COENTREPRISE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (CTE)

23.1.1 Éléments financiers de CTE

Les principaux indicateurs financiers du palier CTE (données à 100 %) sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017 ⁽¹⁾
Actifs non courants	17 740	17 163
Actifs courants	2 854	2 793
Total actif	20 593	19 956
Capitaux propres	2 807	2 476
Passifs non courants	13 225	12 870
Passifs courants	4 561	4 610
Total des capitaux propres et du passif	20 593	19 956
Chiffre d'affaires	4 817	3 143
Excédent brut d'exploitation	2 058	1 285
Résultat net	566	337
Endettement financier net	11 799	11 633
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	78	-
Dividendes versés	313	159

(1) Les données du 31 décembre 2017 correspondent aux données du palier CTE (coentreprise détenant les titres de RTE) comprenant 100 % du résultat de RTE sur le premier trimestre 2017 et 50,1 % du palier CTE sur le second trimestre 2017 du fait de la cession de CTE (voir note 3.11.3).

La filiale de CTE, RTE (Réseau de Transport d'Électricité), est en charge de gérer le réseau public de transport Haute Tension et Très Haute Tension de l'électricité. Enedis fait appel au réseau de RTE pour acheminer l'énergie vers le réseau de distribution.

23.2 CENG

23.2.1 Éléments financiers de CENG

Les principaux indicateurs financiers de CENG (données à 100 %) sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017
Actifs non courants	7 689	7 370
Actifs courants	1 142	965
Total actif	8 831	8 335
Capitaux propres	3 334	2 989
Passifs non courants	4 912	5 030
Passifs courants	585	316
Total des capitaux propres et du passif	8 831	8 335
Chiffre d'affaires	1 335	1 156
Excédent brut d'exploitation	579	396
Résultat net ⁽¹⁾	205	(633)
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(123)	107
Dividendes versés	-	-

(1) Dont pertes de valeurs à 100 % pour (982) millions d'euros au 31 décembre 2017.

23.2.2 Pertes de valeur

En 2017, des pertes de valeur sur la participation du Groupe dans CENG avaient été comptabilisées pour un montant de (491) millions d'euros du fait d'une dégradation des prix *forwards* et des prix de long terme de l'électricité.

Au 31 décembre 2018, la mise à jour du test de dépréciation pour les actifs de CENG conduit à mettre en évidence un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable, notamment en lien avec les nouvelles courbes de prix long terme publiées par les organismes externes sur le deuxième semestre et avec les effets de la réforme fiscale. Toutefois, étant considéré le contexte spécifique de l'actif, il n'a pas été effectué de reprise partielle des dépréciations précédemment enregistrées.

En effet, pour rappel, le calcul de la valeur d'utilité est sensible à plusieurs hypothèses notamment la pérennité du mécanisme ZEC correspondant à un programme de subvention aux centrales nucléaires « *Zero Emission Credit* » (ZEC) mis en œuvre dans l'État de New York, qui apporte un complément de revenus aux centrales de Ginna et Nine Mile Point. Ce dispositif fait actuellement l'objet de recours judiciaires et législatifs et pourrait donc être remis en cause.

Par ailleurs, plusieurs hypothèses structurantes pour la valorisation de cette participation restent sujettes à incertitudes (environnement de marché, cadre législatif, évolution des politiques énergétiques, absence de contrôle exercé par le Groupe pour définir la stratégie...). Le calcul de la valeur recouvrable intègre en conséquence une prime de risque spécifique au titre de l'actif CENG.

Pour rappel, aux termes de l'accord avec Exelon, EDF dispose d'une option de vente de sa participation dans CENG à Exelon, à la juste valeur, exerçable entre janvier 2016 et juin 2022.

23.3 TAISHAN

23.3.1 Éléments financiers de Taishan

Les principaux indicateurs financiers publiés de Taishan (données à 100 %) sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
Actifs non courants	11 030	10 936
Actifs courants	350	66
Total actif	11 380	11 002
Capitaux propres	3 316	3 594
Passifs non courants	6 864	6 563
Passifs courants	1 200	845
Total des capitaux propres et du passif	11 380	11 002
Chiffre d'affaires	-	-
Résultat net	(56)	(39)
Dividendes versés	-	-

23.3.2 Opérations entre le groupe EDF et Taishan

EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de TNPJVC (Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited), société, qui a pour objet de construire et d'exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan dans la province chinoise du Guangdong. CGN est actionnaire à hauteur de 51 % et Yudean à hauteur de 19 %.

Framatome dispose de deux contrats avec TNPJVC :

- fourniture de deux îlots nucléaires EPR en consortium avec CNPDC et CNPEC ;
- livraison de combustibles (premier cœur et première recharge de chaque unité).

La mise en service commerciale du premier réacteur a eu lieu le 13 décembre 2018 (voir note 3.1), celle du deuxième réacteur est prévue en 2019.

Le processus d'élaboration du tarif étant en cours, un test de dépréciation sera mené dès lors que le tarif et son mécanisme d'indexation seront connus.

23.4 ALPIQ

La publication des comptes consolidés d'Alpiq étant postérieure à celle du Groupe, les données présentées comprennent une estimation de leur résultat net à fin décembre 2018 (voir renvoi 4 du tableau de la note 23).

23.4.1 Indicateurs financiers publiés

Les principaux indicateurs publiés par le groupe Alpiq étaient les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016 retraité ⁽²⁾
Actifs non courants	4 833	5 394
Actifs courants	2 858	3 921
Actifs détenus en vue de la vente	1 022	5
Total actif	8 713	9 320
Capitaux propres ⁽¹⁾	3 388	3 619
Passifs non courants	2 554	3 235
Passifs courants	2 154	2 465
Passifs détenus en vue de la vente	617	1
Total des capitaux propres et du passif	8 713	9 320
Chiffre d'affaires	6 444	5 576
Excédent brut d'exploitation	250	714
Résultat net	(80)	270
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	176	(24)
Dividendes versés	-	-

(1) Dont 869 millions d'euros d'emprunts hybrides.

(2) Le bilan du groupe Alpiq au 31 décembre 2016 a été retraité d'une part d'impacts de présentation et d'autre part d'impacts de la modification du classement de certaines sociétés qui avaient été présentées en « activités détenues en vue de la vente » et qui sont désormais présentées au bilan.

Le 25 avril 2013, les principaux actionnaires suisses d'Alpiq ont souscrit un prêt hybride pour un montant de 366,5 millions de francs suisses. Suite à cette première étape, Alpiq a placé le 2 mai 2013 un emprunt hybride public pour un montant de 650 millions de francs suisses, avec un coupon de 5 % et une option de remboursement après 5 ans et demi au plus tôt.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 32, ces prêts et emprunts hybrides ont été comptabilisés en capitaux propres dans les comptes consolidés d'Alpiq. Le groupe EDF n'ayant pas souscrit à l'opération, il n'y a pas d'impact sur la valeur de la participation dans Alpiq présentée au niveau des « Participations dans les entreprises associées et les coentreprises ».

La différence entre la quote-part de capitaux propres publiés par Alpiq et celle inscrite dans les comptes consolidés du Groupe provient donc principalement de cet emprunt hybride.

A noter que la valeur de la participation du groupe EDF dans Alpiq évaluée sur la base du cours de Bourse au 31 décembre 2018 est de 475 millions d'euros.

23.4.2 Pertes de valeur

Le groupe Alpiq fait face à un environnement de marché difficile marqué par la faiblesse des prix sur les marchés de gros. De plus, Alpiq ne possède pas d'accès aux clients finaux sur le marché suisse non libéralisé. Ce contexte défavorable pèse sur la rentabilité de ses capacités de production en Suisse, de plus, les stratégies de couverture des prix ne permettent de profiter à court terme des remontées de prix de marché.

Alpiq annonçait, en mars 2016, la mise en œuvre d'un plan de mesures structurelles sur la production traditionnelle d'énergie afin de réduire son exposition aux prix de gros avec la perspective d'une cession d'une partie de son parc de production. Ces démarches n'ont pas atteint les attentes du groupe qui s'est alors concentré sur la vente de ses actifs de services énergétiques.

À l'occasion de la publication de ses comptes semestriels 2018, le 24 août 2018, Alpiq a encore rappelé les difficultés générées par la réglementation asymétrique du marché de l'électricité en Suisse. Toutefois, ces risques ayant déjà été appréhendés, aucune dépréciation complémentaire n'a été comptabilisée par Alpiq dans ses comptes sur le premier semestre 2018. Sur le plan stratégique, Alpiq a conclu avec succès fin juillet 2018 la cession de ses activités de services énergétiques à la société française Bouygues Construction. Cette opération lui permet de se recentrer sur son cœur de métier et d'améliorer ses liquidités.

Fin août 2018, EDF a résilié la convention de consortium liant les actionnaires fondateurs de la structure depuis 2005. La convention expirera en septembre 2020.

À date, et depuis la publication des résultats semestriels d'Alpiq, le Groupe n'a pas connaissance d'éléments, qui constitueraient un risque de perte de valeur complémentaire de sa participation au 31 décembre 2018. Le Groupe continuera de suivre avec attention la mise en œuvre des plans d'actions déployés par Alpiq ainsi que l'évolution du contexte de marché et du cadre réglementaire en Suisse. Si, par ailleurs, le groupe Alpiq était amené à enregistrer des pertes de valeur à l'occasion de la publication de ses comptes consolidés annuels 2018 prévue le 4 mars 2019, le groupe EDF en tirerait les conséquences dans ses comptes semestriels 2019.

NOTE 24 STOCKS

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

(en millions d'euros)	31/12/2018			31/12/2017		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	10 671	(6)	10 665	10 831	(15)	10 816
Autre combustible	957	(14)	943	906	(7)	899
Autres matières premières	1 613	(302)	1 311	1 526	(283)	1 243
Encours de production de biens et services	538	(30)	508	494	(48)	446
Autres stocks	840	(40)	800	768	(34)	734
TOTAL STOCKS	14 619	(392)	14 227	14 525	(387)	14 138

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 7 810 millions d'euros au 31 décembre 2018 (7 932 millions d'euros au 31 décembre 2017).

La valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading s'élève à 142 millions d'euros au 31 décembre 2018 (179 millions d'euros au 31 décembre 2017).

NOTE 25 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017 retraité
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute	14 468	14 359
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute	2 446	3 530
Dépréciations	(1 004)	(1 046)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE	15 910	16 843

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

Les avances perçues des clients mensualisés en France sont déduites du poste créances clients et comptes rattachés à hauteur de 6 827 millions d'euros au 31 décembre 2018 (6 568 millions au 31 décembre 2017 – voir note 2.1.3.2).

25.1 CREANCES ÉCHUES/NON ÉCHUES

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018			31/12/2017		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CREANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	16 914	(1 004)	15 910	17 889	(1 046)	16 843
dont créances échues de moins de 6 mois	1 318	(214)	1 104	1 172	(260)	912
dont créances échues de 6 à 12 mois	393	(152)	241	435	(137)	298
dont créances échues de plus de 12 mois	877	(511)	366	890	(532)	358
dont total des créances échues	2 588	(877)	1 711	2 497	(929)	1 568
dont total des créances non échues	14 326	(127)	14 199	15 392	(117)	15 275

25.2 OPÉRATIONS DE MOBILISATION DE CRÉANCES

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	-	-
Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan	38	41
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	1 095	903

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 095 millions d'euros au 31 décembre 2018, concernant principalement EDF SA, Edison et Dalkia (903 millions d'euros en décembre 2017).

Ces opérations sont pour l'essentiel réalisées de manière récurrente et sans recours. Le montant des créances correspondantes ne figure donc plus dans le bilan consolidé du Groupe.

25.3 INFORMATION SUR LES ACTIFS SUR CONTRAT

Les actifs sur contrat correspondent à un droit de l'entité de recevoir une contrepartie en échange de biens ou services qu'elle a fournis à ses clients lorsque ce droit dépend d'autre chose que de l'écoulement du temps.

Parmi les créances, les actifs sur contrat représentent un montant de 225 millions d'euros au 31 décembre 2017 et de 439 millions d'euros au 31 décembre 2018 principalement sur les secteurs opérationnels Framatome, Dalkia et EDF Renouvelables.

NOTE 26 AUTRES DÉBITEURS

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017 retraité ⁽¹⁾
Charges constatées d'avance	1 719	1 592
Compensation des charges de Service Public de l'énergie (CSPE)	799	1 147
Créances TVA	2 133	2 043
Créances fiscales (hors TVA)	342	368
Autres créances d'exploitation	4 149	4 237
AUTRES DEBITEURS	9 142	9 387
dont part non courante	1 796	2 168
dont part courante	7 346	7 219
dont valeurs brutes	9 197	9 462
dont dépréciation	(55)	(75)

(1) Les comptes consolidés du 31 décembre 2017 ont été retraités de la norme IFRS 15 (voir note 2.1.3.2)

Au 31 décembre 2018, les autres débiteurs intègrent un produit à recevoir au titre de la créance de CSPE, à hauteur de 799 millions d'euros (1 147 millions d'euros au 31 décembre 2017). L'autre partie de la créance CSPE figure en Prêts et créances financières (voir note 36.3).

NOTE 27 CAPITAUX PROPRES

27.1 CAPITAL SOCIAL

Au 31 décembre 2018, le capital social s'élève à 1 505 133 838 euros composé de 3 010 267 676 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,67 % par l'État, 15,06 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,15 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,12 % d'actions auto-détenues.

En juin 2018, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2017 s'est traduit par une augmentation du capital social de 41 millions d'euros et une prime d'émission de 806 millions d'euros, suite à l'émission de 82 828 872 actions nouvelles. Les formalités liées à cette opération ont été finalisées en juin 2018.

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État français doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

27.2 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.

Ce programme fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme aux dispositions prévues par l'Autorité des Marchés Financiers (AMF).

Au 31 décembre 2018, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 3 728 019 actions pour une valeur de 56 113 595 millions d'euros.

27.3 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES

L'Assemblée générale des actionnaires du 15 mai 2018 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2017 à 0,46 euro par action avec option de paiement en numéraire ou en actions.

Conformément à l'article 24 des statuts 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 bénéficient 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 montant du dividende majoré s'établit à 0,506 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,15 euro par action mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 11 décembre 2017, le solde du dividende distribué au titre de l'exercice 2017 s'élève à 0,31 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,356 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Le solde du dividende a été mis en paiement le 19 juin 2018.

L'État a opté pour le versement du solde du dividende au titre de l'exercice 2017 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement du solde sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2017 s'élève à 60 millions d'euros.

Le 6 novembre 2018, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes de 0,15 euro par action au titre de l'exercice 2018, mis en paiement exclusivement en numéraire le 10 décembre 2018 pour un montant de 451 millions d'euros.

27.4 INSTRUMENTS DE CAPITAUX PROPRES

Au 31 décembre 2018, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée enregistré en capitaux propres s'élève à 10 101 millions d'euros (déduction faite des coûts de transaction nets d'impôts).

EDF a émis le 25 septembre 2018, des obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1,25 milliard d'euros, avec un coupon de 4 % et une option de remboursement au gré d'EDF à compter du 4 juillet 2024.

Et le 3 octobre 2018, EDF a racheté en numéraire une partie de deux souches d'obligations hybrides existantes pour un montant de 1,25 milliard d'euros.

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2013 et janvier 2014 a été de 584 millions d'euros sur l'exercice 2018 et de 565 millions d'euros sur l'exercice 2017. La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

En janvier 2019, une rémunération d'environ 334 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée.

Titres subordonnés à durée indéterminée chez EDF

(en millions de devises)

Entité	Date d'émission	Montant du nominal	Devise	Option de remboursement	Taux
EDF	01/2013	338	EUR	7 ans	4,25 %
EDF	01/2013	1 250	EUR	12 ans	5,38 %
EDF	01/2013	1 250	GBP	13 ans	6,00 %
EDF	01/2013	3 000	USD	10 ans	5,25 %
EDF	01/2014	1 500	USD	10 ans	5,63 %
EDF	01/2014	662	EUR	8 ans	4,13 %
EDF	01/2014	1 000	EUR	12 ans	5,00 %
EDF	01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %
EDF	10/2018	1 250	EUR	6 ans	4,00 %

27.5 PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE (INTÉRÊTS MINORITAIRES)

27.5.1 Détails des participations ne donnant pas le contrôle

	31/12/2018			31/12/2017	
	% de participation	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle
<i>(en millions d'euros)</i>					
Principales participations ne donnant pas le contrôle					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd	20,0 %	2 612	(21)	2 687	23
NNB Holding Ltd	33,5 %	2 849	(3)	2 138	-
EDF Investissements Groupe SA	6,1 %	516	11	516	11
EDF Luminus SA	31,4 %	380	(21)	388	2
Framatome	24,5 %	258	40	209	-
Autres participations ne donnant pas le contrôle	-	1 562	8	1 403	80
TOTAL	-	8 177	14	7 341	116

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd (anciennement British Energy), détenue à 80 % par le Groupe *via* EDF Energy, correspondent à la part de Centrica dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle de NNB Holding Limited, *holding* de la société portant le projet Hinkley Point C, détenue à 66,5 % par le Groupe *via* EDF Energy, correspondent à la part de CGN dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle de Framatome, groupe acquis le 31 décembre 2017 (voir note 3.11.2) et détenu à 75,5 % par le Groupe *via* la société EDF SA, correspondent à la part de Mitsubishi Heavy Industries à hauteur de 19,5 % et Assystem à hauteur de 5 % dans ce groupe.

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Luminus correspondent aux participations de collectivités locales belges.

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Investissements Groupe correspondent à la participation de Natixis Belgique Investissements.

Les autres participations ne donnant pas le contrôle correspondent principalement en 2017 aux participations de Total et Fluxys dans Dunkerque LNG et aux intérêts minoritaires de Sizewell C Holding Co et de filiales des sous-groupes Edison et EDF Renouvelables. Elles correspondent principalement en 2018 aux intérêts minoritaires de Sizewell C Holding Co et de filiales des sous-groupes Edison et EDF Renouvelables.

Elles comprennent également des instruments constitués d'obligations convertibles émis par le groupe Dalkia et souscrits par des minoritaires pour un montant total de 260 millions d'euros au 31 décembre 2018 (124 millions d'euros en 2017). L'évolution sur la période s'explique principalement par l'émission d'obligations convertibles pour un total de 157 millions d'euros. Les obligations convertibles en actions sont qualifiées d'instruments de capitaux propres au sens d'IAS 32 et l'analyse réalisée sur les droits de vote et la gouvernance des sociétés confirme le maintien du contrôle exclusif de Dalkia. Cette opération est présentée au sein des flux de financement du tableau de flux de trésorerie.

27.5.2 Participations ne donnant pas le contrôle relatives à EDF Energy

Les principaux indicateurs financiers (à 100 %) d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017
Actifs non courants	21 304	21 149
Actifs courants	3 289	3 228
Total actif	24 593	24 377
Capitaux propres	13 061	13 433
Passifs non courants	10 805	10 252
Passifs courant	727	692
Total des capitaux propres et du passif	24 593	24 377
Chiffre d'affaires	2 765	3 070
Résultat net	(106)	135
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(100)	(220)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	649	867
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(555)	(514)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(113)	(328)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	483	468
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(19)	25
Incidence des variations de change	1	(10)
Autres incidences	7	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	472	483
Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	23	70

NOTE 28 PROVISIONS

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

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2018			31/12/2017		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire		1 515	22 362	23 877	1 479	21 378	22 857
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		302	26 842	27 144	290	25 032	25 322
Provisions liées à la production nucléaire	29	1 817	49 204	51 021	1 769	46 410	48 179
Autres provisions pour déconstruction	30	91	2 033	2 124	80	1 977	2 057
Provisions pour avantages du personnel	31	998	17 627	18 625	1 106	20 630	21 736
Autres provisions	32	3 104	2 908	6 012	2 529	2 356	4 885
TOTAL PROVISIONS		6 010	71 772	77 782	5 484	71 373	76 857

NOTE 29 PROVISIONS LIÉES A LA PRODUCTION NUCLEAIRE – 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 utilisé et des déchets radioactifs), les provisions pour déconstruction des centrales et les provisions pour derniers cœurs.

Les provisions sont évaluées en fonction des principes exposés en note 1.3.2.2.

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 :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres Mouvements	31/12/2018
Provisions pour gestion du combustible utilisé	12 353	500	(1 204)	748	(12)	(223)	12 162
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 041	12	(29)	59	(3)	40	1 120
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	9 463	42	(231)	859	(6)	468	10 595
Provisions pour aval du cycle nucléaire	22 857	554	(1 464)	1 666	(21)	285	23 877
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	21 431	52	(162)	1 083	(57)	693	23 040
Provisions pour derniers cœurs	3 891	-	-	166	(13)	60	4 104
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	25 322	52	(162)	1 249	(70)	753	27 144
PROVISIONS LIEES À LA PRODUCTION NUCLEAIRE	48 179	606	(1 626)	2 915	(91)	1 038	51 021

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur l'exercice 2018 s'explique notamment par la baisse du taux d'actualisation en France et au Royaume Uni, dont les effets sont présentés en « Effet de l'actualisation » pour un montant de 835 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat, et en « Autres mouvements » pour un montant de 1 169 millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents en France ; créance NLF au Royaume-Uni).

La répartition par société est la suivante :

	EDF	EDF Energy	Belgique	Total
<i>(en millions d'euros)</i>	Note 29.1	Note 29.2		
Provisions pour gestion du combustible utilisé	10 698	1 464	-	12 162
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	751	369	-	1 120
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	9 846	743	6	10 595
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE AU 31/12/2018	21 295	2 576	6	23 877
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2017	20 326	2 527	4	22 857
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	15 985	6 754	301	23 040
Provisions pour derniers cœurs	2 526	1 578	-	4 104
PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2018	18 511	8 332	301	27 144
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2017	17 307	7 737	278	25 322

29.1 PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE

En France, les provisions constituées par EDF SA au titre du parc nucléaire de production relèvent des dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Conformément aux principes comptables décrits dans la note 1.3.2.2 :

- 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 (voir note 45).

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation, notamment en lien avec le dispositif de plafond réglementaire, ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible utilisé.

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

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2017	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation ⁽¹⁾	Autres mouvements ⁽²⁾	31/12/2018
Provisions pour gestion du combustible utilisé	29.1.1	10 786	488	(986)	651	(241)	10 698
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	29.1.2	726	10	(29)	43	1	751
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	29.1.2	8 814	38	(231)	826	399	9 846
Provisions pour aval du cycle nucléaire		20 326	536	(1 246)	1 520	159	21 295
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	29.1.3	14 920	52	(138)	752	399	15 985
Provisions pour derniers cœurs	29.1.4	2 387	-	-	97	42	2 526
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		17 307	52	(138)	849	441	18 511
PROVISIONS LIEES À LA PRODUCTION NUCLEAIRE		37 633	588	(1 384)	2 369	600	39 806

(1) L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 1 534 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2018 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 835 millions d'euros (charges financières de désactualisation)

(2) Les autres mouvements comprennent notamment :

- le reclassement de la provision gestion long terme des déchets radioactifs précédemment incluse dans la provision pour gestion du combustible utilisé pour un montant de (298) millions d'euros ;
- les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2018 pour les provisions adossées à des actifs pour 718 millions d'euros.

Concernant les installations de tiers :

- EDF, la COGEMA (aujourd'hui ORANO Cycle) et le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA) ont conclu, en décembre 2004, un accord par lequel le CEA reprenait la maîtrise d'ouvrage et le financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie, EDF a versé au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage ;

- EDF, AREVA et AREVA NC (aujourd'hui ORANO Cycle) ont conclu, en décembre 2008 et juillet 2010, deux accords fixant les conditions juridiques et financières d'un transfert à AREVA NC des obligations contractuelles d'EDF relatives à sa contribution financière au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets. En application de ces accords, EDF a versé à AREVA NC une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage.

29.1.1 Provisions pour gestion du combustible utilisé

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'Oxydes de plutonium et d'uranium).

Les quantités traitées par Orano à la demande d'EDF, soit environ 1 100 tonnes par an, sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX.

En conséquence, la provision pour gestion du combustible utilisé (GCU) 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 valorisables.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision 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 évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes, et sur la base des contrats avec ORANO qui déclinent l'accord-cadre pour la période 2008-2040, et dont le dernier, signé le 5 février 2016, fixe les conditions d'application pour la période 2016-2023.

En 2018, le Conseil d'Administration a approuvé la relance de la filière de recyclage de l'uranium de retraitement (suspendue en 2013 dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel), avec des premiers chargements d'assemblages prévus à l'horizon 2023, sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'autorité de sûreté nécessaires. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2ème trimestre 2018.

La part de provision pour gestion du combustible utilisé afférente à l'uranium de retraitement pourra être reprise lorsque l'ensemble des conditions industrielles, réglementaires et économiques de reprise de la filière seront remplies, sachant que la réalisation de certaines conditions n'est pas du ressort d'EDF (pas de calendrier prédéfini à date).

Par ailleurs, la provision couvre l'entreposage de longue durée du combustible utilisé actuellement non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement enrichi, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis dans l'attente des réacteurs de quatrième génération.

Enfin, suite à la publication de l'arrêté du 28 décembre 2018 modifiant l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la provision couvrant l'entreposage des déchets issus du traitement des combustibles usés est reclassée en 2018 en provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs pour un montant de 298 millions d'euros.

29.1.2 Provision pour reprise et conditionnement des déchets – Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs

29.1.2.1 Provisions pour reprise et conditionnement des déchets

La provision pour reprise et conditionnement des déchets est identifiée séparément depuis le 1^{er} janvier 2017.

Elle concerne les charges futures des déchets radioactifs issus de l'exploitation ou de la déconstruction, (hors combustibles usés) relatives à :

- la qualification et le conditionnement des déchets ;
- leur entreposage intermédiaire.

Le montage des équipements d'ICEDA (installation d'entreposage intermédiaire construite sur le site de la centrale de Bugey) a été achevé depuis décembre 2018 et les essais en inactif sont en cours. Le DAMS (Dossier d'Autorisation de Mise en Service) a été complété sur le sujet de l'identification des Equipements Importants pour la Protection des Intérêts (EIP) et a été envoyé à l'ASN. L'objectif de mise en service d'ICEDA est en septembre 2019.

29.1.2.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Ces provisions concernent les dépenses futures relatives à :

- l'évacuation et au stockage des déchets radioactifs issus de la déconstruction des installations nucléaires de base dont EDF est l'exploitant ;
- l'entreposage (reclassement de 298 millions d'euros en 2018 en provenance de la GCU voir note 29.1.1), à l'évacuation et au stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé ;
- le stockage direct, le cas échéant, du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement enrichi, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- la quote-part EDF des charges d'études, de construction, de maintenance et d'exploitation, de fermeture et de surveillance des centres de stockage existants ou à créer.

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 usé (comportant 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.

La provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décompose comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017
Déchets TFA et FMA	1 278	1 161
Déchets FAVL	292	265
Déchets HA-MAVL	8 276	7 388
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DECHETS RADIOACTIFS	9 846	8 814

Déchets TFA et FMA

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent généralement sous forme de gravats (bétons, ferrailles, calorifuges ou tuyauteries). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, géré par l'ANDRA.

Les déchets de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires (gants, filtres, résines). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaïnes, géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base des contrats en cours avec les différents transporteurs et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockages existants.

Déchets FAVL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction en cours des centrales nucléaires UNGG (Uranium Naturel – Graphite – Gaz).

Compte tenu de leur durée de vie, mais du fait de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en sub-surface.

Après des premières investigations géologiques, l'ANDRA a remis en juillet 2015 un rapport d'étape concernant un projet d'installation de stockage à faible profondeur de déchets FA-VL situé dans la région de Soulaïnes (Aube). Ce rapport a été soumis à l'avis de l'ASN. Des incertitudes demeurent sur la capacité de ce site à accueillir l'ensemble des déchets prévus dans l'inventaire de référence du centre de stockage FAVL. Le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs 2016-2018 prévoit des études complémentaires à la fois sur la faisabilité du centre de stockage et sur la recherche de solutions complémentaires de gestion de déchets. Par ailleurs un schéma industriel global de la gestion de l'ensemble des déchets radioactifs FA-VL devra être remis avant fin 2019.

Déchets HA-MAVL

Les déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL) proviennent essentiellement du traitement des combustibles usés et dans une moindre mesure des déchets issus du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

La provision constituée pour les déchets de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Jusqu'en juin 2015, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles étaient basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par un groupe de travail constitué sous l'égide de l'État et réunissant les administrations concernées, l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, Orano, CEA). EDF avait effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus de ce groupe de travail et a abouti à un coût de référence du stockage des déchets de l'ensemble des producteurs à 14,1 milliards d'euros aux conditions économiques de 2003 (20,8 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011).

En 2012, l'ANDRA a réalisé les études d'esquisse sur le projet de stockage géologique (Cigéo), après échanges sur les optimisations techniques proposées par les producteurs de déchets.

Sur cette base, l'ANDRA a établi un dossier de chiffrage, qui a fait l'objet, conformément à la loi du 28 juin 2006, d'un processus de consultation, initié fin décembre 2014 par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) auprès des producteurs de déchets. Dans ce cadre, EDF et les autres producteurs ont transmis en avril 2015 à la DGEC leurs observations ainsi qu'une évaluation conjointe du coût objectif du stockage Cigéo du fait de divergences d'approches. Le dossier intégrant ces éléments ainsi que l'avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) a été soumis à la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie.

L'arrêté du 15 janvier 2016 pris par le Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie fixe le coût objectif au projet de stockage Cigéo à 25 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2011. Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'ANDRA, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires.

La publication de cet arrêté a entraîné l'ajustement de la provision dans les comptes du Groupe au 31 décembre 2015 à hauteur de 820 millions d'euros. Le coût du projet Cigéo fixé par cet arrêté s'est ainsi substitué à l'estimation du coût de référence de 20,8 milliards d'euros sur lequel EDF s'appuyait précédemment dans ses comptes.

En application de cet arrêté, il a été prévu que le coût du projet Cigéo serait régulièrement mis à jour et *a minima* aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire.

Les études de conception des installations futures sont en cours avec l'ANDRA et les parties prenantes. Elles intègrent des optimisations technico-économiques ainsi que les retours de l'instruction du dossier d'options de sûreté transmis par l'ANDRA à l'ASN en avril 2016. Par ailleurs la loi du 11 juillet 2016 a précisé la notion de réversibilité. Courant 2017 l'Andra a opté pour une nouvelle configuration, qui servira de base à l'avant-projet.

Selon le planning de l'ANDRA, la demande de création de Cigéo (Installation nucléaire de base) est prévue en 2019 et l'obtention d'une autorisation de création en 2022. Après une phase industrielle pilote à partir de 2026, les premiers colis de déchets devraient être réceptionnés en 2031.

Le 11 janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS Cigéo (dossier d'options de sûreté) estimant que le projet a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du dossier d'options de sûreté. Dans cet avis, l'ASN demande que pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées. En septembre 2018, dans la perspective du dépôt de la demande d'autorisation de création de Cigéo en 2019, un groupe d'expert a été mandaté par la DGEC pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes selon 3 axes : la connaissance des bitumes et de leur comportement, les procédés de neutralisation, et les dispositions liées à leur stockage.

29.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des centrales dont il est exploitant. Le processus de déconstruction est encadré réglementairement par la loi du 13 juin 2006, le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 et le Code de l'environnement (articles L. 593-25 et s.). Pour un site donné, il se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt au moins deux ans avant la date d'arrêt envisagée ;
 - depuis la loi de Transition Énergétique (LTE) du 17 août 2015, la mise à l'arrêt définitif (MAD), qui a lieu pendant la phase de fonctionnement de l'INB, est considérée séparément du démantèlement, comme une modification notable de moindre importance (nécessitant simplement une déclaration de l'exploitant au ministre et à l'ASN) ;
- une demande de démantèlement conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret d'autorisation unique, permettant la déconstruction ;
- des points d'étape clés avec l'ASN, intégrés dans un référentiel de sûreté propre aux opérations de démantèlement ;
- un processus d'autorisation interne de l'exploitant, indépendant des opérationnels et audité par l'ASN, et qui permet d'engager certains travaux en limite du référentiel autorisé ;
- enfin, une fois les opérations terminées, le déclassement de l'installation, la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est conforme au Code de l'environnement, qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-1 du Code de la santé publique (radioprotection) et au chapitre II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement (protection de l'environnement). L'état final visé est celui d'un usage industriel : les sites seront remis en état et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

Les opérations en cours concernent les centrales, qui ont été construites et exploitées avant le parc nucléaire actuel (centrales de « première génération ») ainsi que la centrale de Superphenix et l'Atelier des Matériaux Irradiés. Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphenix à Creys-Malville), réacteur modéré au graphite et refroidi au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisé (« REP » à Chooz). Ces opérations constituent des premières pour EDF et à l'exception du REP, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles, qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP à Chooz bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité) mais présente la particularité de se situer dans une caverne, ce qui en fait également une opération singulière pour laquelle le retour d'expérience n'est pas immédiatement transposable et qui comprend des aléas spécifiques.

Le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz permet toutefois de rendre robuste autant que possible les études et l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Néanmoins, EDF, ni aucun autre opérateur, n'a aujourd'hui engagé un programme de déconstruction à une échelle comparable à celle du parc REP actuel et les estimations comportent donc à la fois des opportunités et des risques notamment associés à cet effet d'échelle.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation et du stockage des déchets, qui relèvent de la provision pour gestion long terme des déchets).

Le plan de démantèlement préliminaire ainsi que les orientations pour le 4ème réexamen périodique (« RP4 ») de Fessenheim ont été transmis à l'ASN en juillet 2018 avec un objectif de dépôt des dossiers de démantèlement et de RP4 mi-2020.

L'APC (Avant-Projet Consolidé) est en cours de finalisation : études d'approfondissement de l'APS (Avant-Projet Sommaire), dérisquage, etc.

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2018
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	11 616	-	(17)	482	399	12 480
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 304	52	(121)	270	-	3 505
PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLEAIRES	14 920	52	(138)	752	399	15 985

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filère réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1300 MW et N4).

Jusqu'en 2013, les provisions ont été 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 de déconstruction exprimé en euros par mégawatt, confirmant les hypothèses de la Commission PEON de 1979. Ces évaluations avaient été confortées, à partir de 2009, par une étude détaillée des coûts de déconstruction réalisée par l'entreprise sur un site représentatif, soit le site de Dampierre (4 tranches 900 MW) et dont les résultats ont été corroborés par une inter-comparaison avec l'étude du cabinet LaGuardia, fondée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au niveau international qu'en interne, remettant en cause les chiffrages précédents. Les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation ont alors été évaluées sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre afin de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à l'international. Ce changement d'estimation n'avait pas eu d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Entre juin 2014 et juillet 2015, un audit sur les coûts du démantèlement du parc nucléaire d'EDF en exploitation, commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), a été conduit par des cabinets spécialisés. Le 15 janvier 2016, la DGEC a rendu publique la synthèse du rapport de cet audit. L'Administration a indiqué que, bien que l'estimation du coût du démantèlement de réacteurs nucléaires reste un exercice délicat, compte tenu du retour d'expérience relativement limité, des perspectives d'évolution des techniques et de l'éloignement des dépenses dans le temps, l'audit confortait globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire en exploitation. L'Administration a également formulé à EDF un certain nombre de recommandations suite à cet audit.

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part, les recommandations de l'audit, qui lui avaient été adressées, et d'autre part, le retour d'expérience des opérations de démantèlement des réacteurs de première génération (en particulier Chooz A).

Le travail de révision du devis a consisté en la mise en œuvre d'une démarche analytique détaillée, identifiant l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement des déchets liés au démantèlement futur des réacteurs en cours de fonctionnement. Il permet d'aboutir à un chiffrage reposant sur des chroniques détaillées de démantèlement des centrales. La démarche adoptée a permis d'approfondir l'évaluation des coûts propres aux têtes de série, estimés pour chaque palier à partir de coefficients de transposition appliqués au coût de référence de la tête de série 900 MW, ainsi que les effets de série et de mutualisation, ces coûts et effets étant en effet inhérents à la taille et à la configuration du parc.

Les natures des principaux effets de mutualisation et de série retenus dans les chiffrages du devis sont explicitées ci-dessous.

Les effets de mutualisation sont de différentes natures :

- certains sont liés au partage de bâtiments et d'équipements communs entre plusieurs réacteurs sur un même site, qu'il n'y a donc pas à démanteler deux fois. Ainsi, structurellement, le démantèlement d'une paire de réacteurs sur un même site coûte moins cher que le démantèlement de deux réacteurs isolés sur deux sites différents. En France, à la différence des autres pays, il n'y a pas de réacteurs isolés mais des sites avec 2, 4 et dans un cas, 6 réacteurs ;
- certains coûts ne sont pas accrus si l'on démantèle 2 ou 4 réacteurs sur un même site. C'est le cas généralement des coûts de surveillance et de maintien du site en conditions opérationnelles sûres ;

- le traitement des déchets dans des installations centralisées (par exemple pour la découpe des grands composants) est moins onéreux que la multiplication des installations de traitement sur les chantiers de démantèlement.

Les effets de série sont quant à eux essentiellement de deux natures différentes :

- un premier effet provient du fait que sur un parc de même technologie, une large part des études ne doit pas être refaite à chaque fois ;
- un second effet provient du fait que, sur un parc de même technologie, les robots et les outillages peuvent être très largement réutilisés d'un chantier à l'autre.

De tels effets de série sont de même nature que ceux observés lors de la construction du parc, que ce soit en termes d'études ou d'usines de fabrication de composants.

Par exemple, sur le palier 900 MW, entre la tête de série 2 tranches et un réacteur moyen 2 tranches, un effet de série de l'ordre de 20 % est attendu.

Les effets de série et de mutualisation notamment permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et les parcs nucléaires d'autres pays n'est pas pertinente.

A contrario, les chiffrages n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGEC sur le coût de démantèlement du parc en exploitation avait à cet égard considéré que l'effet d'apprentissage pris en compte dans le devis était prudent.

Le devis intègre également, par prudence, une évaluation des risques, aléas et incertitudes.

Le Groupe considère que le travail effectué dans le cadre de la révision du devis permet de répondre aux différentes recommandations de l'audit, qui lui ont été adressées. La démarche mise en œuvre et les résultats des travaux ont été présentés à l'autorité administrative et ont fait l'objet de questions complémentaires et d'échanges.

Par ailleurs, EDF continue à conforter ses analyses par une intercomparaison internationale prenant soin de prendre en compte un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux et réglementaires.

Les résultats de cette démarche détaillée ont conduit, au global, à des évolutions limitées du devis et des provisions associées au 31 décembre 2016 – hors conséquences de la modification de la durée d'amortissement des centrales du palier 900MW (hors Fessenheim) au 1^{er} janvier 2016 et hors effet lié à l'évolution du taux d'actualisation au 31 décembre 2016 – à savoir :

- une augmentation du devis pour déconstruction de 321 millions d'euros et une augmentation du devis pour gestion à long terme des déchets MAVL de 334 millions d'euros ;
- et une diminution de la provision pour déconstruction de (451) millions d'euros ainsi qu'une augmentation de la provision pour gestion à long terme des déchets MAVL de 162 millions d'euros, ces deux variations ayant leur contrepartie dans les actifs sous-jacents.

Après sa révision en 2016, il a été prévu que le devis ferait l'objet d'une revue annuelle. En 2017 et en 2018, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

Contrairement au parc REP en exploitation, les réacteurs de première génération à l'arrêt sont de technologies différentes : REP à Chooz A, Uranium Naturel – Graphite – Gaz (UNGG) à Bugey, St-Laurent et Chinon, eau lourde à Brennilis, et réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville.

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis, qui prennent en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles.

En 2015, la stratégie industrielle de démantèlement des centrales UNGG a été totalement revue. La stratégie précédemment retenue reposait sur un scénario de démantèlement des caissons (bâtiments réacteurs UNGG) « sous eau », pour quatre d'entre eux, avec stockage direct du graphite dans un centre en cours d'étude par l'ANDRA (voir note 29.1.2 « Déchets FAVL »). Un ensemble de faits techniques nouveaux a fait apparaître que la solution alternative d'un démantèlement « sous air » des caissons était de nature à permettre une plus grande maîtrise industrielle des opérations et se présentait plus favorablement au regard des enjeux de sécurité, de radioprotection et d'environnement. Un scénario de démantèlement de l'ensemble des six caissons « sous air » a donc été retenu comme nouvelle référence par l'entreprise. Ce scénario intègre la consolidation du retour

d'expérience après le démantèlement d'un premier caisson, avant d'engager celui des cinq autres. Il conduit au final à une phase de déconstruction plus longue que précédemment envisagée, conduisant à un renchérissement du devis du fait des coûts d'exploitation induits.

La mise à jour du scénario industriel de démantèlement des centrales de première génération, en particulier celui relatif aux UNGG, a conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

Cette évolution du scénario industriel a été présentée au collège des commissaires de l'ASN le 29 mars 2016.

À la demande de l'ASN, une revue d'experts indépendants a été mandatée au premier trimestre 2017 pour analyser les solutions retenues par EDF pour la déconstruction de ses 6 réacteurs UNGG, à l'issue de laquelle les principaux choix retenus ont été confortés. Une nouvelle audition du collège des commissaires de l'ASN a eu lieu en juin 2017 sur la base de ces conclusions et d'un dossier de justification remis par EDF en mars.

Le dossier de stratégie, celui d'options de sûreté sur la mise en configuration sécurisée ainsi que le calendrier détaillé des opérations 2017-2032 ont été transmis fin décembre 2017. En 2018, l'ASN a fait part de ses principales questions et conclusions sur le dossier de stratégie UNGG. Le démantèlement sous air de l'ensemble des réacteurs, l'intérêt d'un démonstrateur industriel, et le planning du premier réacteur démantelé « tête de série » (Chinon A2) semblent acquis. Les échanges se poursuivent en revanche sur le planning de démantèlement des 5 autres réacteurs. Le planning proposé par EDF permet de disposer d'un retour d'expérience significatif (démantèlement d'un premier réacteur) avant de démarrer les phases les plus conséquentes. Bien que reconnaissant la nécessité de prise en compte d'un retour d'expérience pour la tête de série, l'ASN n'a pas exprimé à ce stade de convergence sur le planning dans son ensemble. EDF a été auditionné le 12 février 2019 par le collège des commissaires de l'ASN afin de présenter l'ensemble des éléments soutenant le calendrier retenu par EDF. Des projets de décision de l'ASN qui seront soumis à consultation du public sont attendus pour 2019.

Compte tenu des facteurs d'incertitude associés aux opérations complexes à engager (en particulier développement de méthodes et technologies nouvelles), les provisions sont fortement sensibles au séquençement des opérations, et au planning global du programme de démantèlement des six réacteurs. Si, in fine, l'Entreprise était amenée à modifier les plannings des opérations (raccourcissement du séquençement), ceci serait de nature à entraîner une augmentation du niveau des provisions.

Après sa révision en 2015, il a été prévu que le devis ferait l'objet d'une revue annuelle. En 2016, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs, à l'exception d'une augmentation de 125 millions d'euros pour une installation particulière (Atelier des Matériaux Irradiés de Chinon). En 2018, de même qu'en 2017, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

29.1.4 Provisions 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.

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

29.1.5.1 Taux d'actualisation

Calcul du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base de séries longues d'emprunts obligataires de duration aussi proche que possible de la duration du passif. Une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions sera toutefois décaissée sur des horizons de temps, qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

Il est pris pour référence la moyenne glissante sur 10 ans du rendement de l'OAT 2055, dont la durée est proche de celle des engagements, à laquelle est ajouté le *spread* des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie.

La méthodologie retenue pour la détermination du taux d'actualisation, notamment la référence à des moyennes glissantes de taux sur 10 ans, permet de 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.

L'hypothèse d'inflation retenue est déterminée en cohérence avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation.

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 3,9 % au 31 décembre 2018, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,5 % (respectivement 4,1 % et 1,5 % au 31 décembre 2017), soit un taux d'actualisation réel de 2,4 % au 31 décembre 2018 (2,6 % au 31 décembre 2017).

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Selon le décret modifié du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 29 décembre 2017, le taux d'actualisation doit être inférieur :

- au plafond réglementaire défini jusqu'au 31 décembre 2026 comme les moyennes pondérées d'un premier terme fixé à 4,3 %, et d'un deuxième terme correspondant à la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30 ans majorée de 100 points. La pondération affectée au premier terme constant de 4,3 % décroît linéairement de 100 % à fin 2016 pour atteindre 0 % à fin 2026 ;
- au taux de rendement anticipé des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé à partir de la référence TEC 30 s'établit à 4,0 % (3,97 % arrondi à 4,0 %) au 31 décembre 2018 (4,1 % au 31 décembre 2017).

Le taux d'actualisation retenu au 31 décembre 2018 est de 3,9 %.

29.1.5.2 Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

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.

	31/12/2018		31/12/2017	
	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
<i>(en millions d'euros)</i>				
Gestion du combustible utilisé	18 737	10 698	19 058	10 786
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 194	751	1 203	726
Gestion à long terme des déchets radioactifs	30 970	9 846	29 396	8 814
AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE	50 901	21 295	49 657	20 326
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	20 755	12 480	20 563	11 616
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	6 576	3 505	6 472	3 304
Derniers cœurs	4 346	2 526	4 332	2 387
DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	31 677	18 511	31 367	17 307

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 :

Pour l'exercice 2018 :

(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
Aval du cycle nucléaire :					
- gestion du combustible utilisé	10 698	(218)	237	185	(202)
- Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	751	(23)	25	14	(15)
- gestion à long terme des déchets radioactifs	9 846	(597)	780	498	(673)
Déconstruction et derniers cœurs :					
- déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 480	(496)	520	7	(7)
- déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 505	(138)	149	138	(149)
- derniers cœurs	2 526	(88)	94	-	-
TOTAL	39 806	(1 560)	1 805	842	(1 046)

Pour l'exercice 2017 :

(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
Aval du cycle nucléaire :					
- gestion du combustible utilisé	10 786	(221)	238	190	(206)
- Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	726	(22)	24	13	(14)
- gestion à long terme des déchets radioactifs	8 814	(497)	562	407	(464)
Déconstruction et derniers cœurs :					
- déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	11 616	(477)	501	7	(7)
- déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 304	(125)	135	125	(135)
- derniers cœurs	2 387	(85)	90	-	-
TOTAL	37 633	(1 427)	1 550	742	(826)

29.2 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 10 908 millions d'euros au 31 décembre 2018 ;
- les créances représentatives des remboursements à recevoir dans le cadre des accords de restructuration de la part du NLF pour les obligations non contractualisées ou celles correspondant au démantèlement, et du gouvernement britannique 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 36.3) et s'élèvent à 9 220 millions d'euros au 31 décembre 2018 (8 650 millions d'euros au 31 décembre 2017).

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

(en millions d'euros)	31/12/2017	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres Mouvements (1)	31/12/2018
Provisions pour gestion du combustible usé	1 567	12	(218)	97	(12)	18	1 464
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	315	2	-	16	(3)	39	369
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	645	2	-	33	(6)	69	743
Provisions pour aval du cycle nucléaire	2 527	16	(218)	146	(21)	126	2 576
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	6 233	-	(24)	322	(57)	280	6 754
Provisions pour derniers cœurs	1 504	-	-	69	(13)	18	1 578
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	7 737	-	(24)	391	(70)	298	8 332
PROVISIONS LIEES À LA PRODUCTION NUCLEAIRE	10 264	16	(242)	537	(91)	424	10 908

(1) Les autres mouvements comprennent à hauteur de 404 millions d'euros la variation des passifs nucléaires liée à l'effet de la baisse du taux d'actualisation ayant pour contrepartie une variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (Nuclear Liabilities Fund) et du gouvernement britannique.

29.2.1 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 et 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. Le 1^{er} juillet 2011, British Energy Generation Limited s'est renommée EDF Energy Nuclear Generation Limited et s'est substitué à British Energy comme bénéficiaire de ces accords et avenants.

Les termes des Accords de restructuration 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 existantes 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) ;
- EDF Energy est responsable du financement de certains passifs exclus ou non éligibles (ceux définis en tant que passifs d'EDF Energy), et d'autres passifs complémentaires, qui pourraient être générés en cas d'échec par EDF Energy à atteindre les standards minimaux de performance conformément à la loi en vigueur. Les obligations d'EDF Energy à l'égard du NLF et du Secrétariat d'État sont garanties par les actifs des filiales d'EDF Energy.

EDF Energy s'est également engagé à verser :

- des contributions annuelles pour déconstruction pour une période limitée à la durée de vie des centrales à la date des Accords de restructuration ; la provision correspondante s'élève à 117 millions d'euros au 31 décembre 2018 ;

- 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium 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 AGR et du déchet radioactif associé provenant après le 15 janvier 2005 de l'exploitation des centrales autres que Sizewell B, et n'encourt aucune responsabilité au titre du combustible et du déchet 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 – plus une remise ou coût supplémentaire en fonction du prix de marché de l'électricité et de l'électricité produite dans l'année – sont comptabilisés en stocks (voir note 1.3.17.1).

29.2.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Le combustible usé provenant de la centrale de Sizewell B (de type REP – réacteur à eau pressurisée) est entreposé sur le site de la centrale. Le combustible usé provenant des autres centrales est transporté à l'usine de Sellafield pour entreposage et retraitement.

Les provisions pour aval du cycle nucléaire d'EDF Energy sont relatives aux obligations en matière de retraitement, d'entreposage du combustible usé, ainsi que de stockage de longue durée des déchets radioactifs, définies dans les réglementations existant au Royaume-Uni approuvées par la NDA. Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, en l'absence, sur les estimations techniques les plus récentes.

	31/12/2018		31/12/2017	
	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)				
Gestion du combustible usé	2 665	1 464	2 829	1 567
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 856	369	1 827	315
Gestion à long terme des déchets radioactifs	3 645	743	3 589	645
AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE	8 166	2 576	8 245	2 527

29.2.3 Provisions pour déconstruction

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 plans de base de déconstruction (« *Baseline Decommissioning Plans* ») réalisés en 2016 (révision triennale) et intègrent une hypothèse de démantèlement permettant *in fine* la réutilisation du site.

	31/12/2018		31/12/2017	
	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)				
DECONSTRUCTION DES CENTRALES	15 741	6 637	15 520	6 111

Le tableau ci-dessus porte sur les obligations de déconstruction hors montant actualisé des contributions à verser au NLF pour la déconstruction, soit 117 millions d'euros au 31 décembre 2018 (voir note 29.2.1).

29.2.4 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base d'une série moyenne de données concernant les emprunts d'État émis par le gouvernement britannique sur les durées les plus longues disponibles, à laquelle est ajouté le *spread* des obligations d'entreprises britanniques de notation A à AA, également sur la durée la plus longue disponible. Le taux d'inflation implicite utilisé pour le calcul d'un taux d'actualisation réel est déterminé sur une prévision à long terme de l'indice ajusté des prix de détail établi au Royaume-Uni (CPIH).

Le taux d'actualisation réel ainsi déterminé et retenu par EDF Energy au 31 décembre 2018 pour le calcul des passifs nucléaires est de 2,5 % (2,7 % au 31 décembre 2017).

NOTE 30 AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	Edison	Framatome ⁽¹⁾	Autres ⁽²⁾	Total
AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION AU 31/12/2018 ⁽²⁾	658	132	716	350	268	2 124
Autres Provisions pour déconstruction au 31/12/2017	626	130	692	347	262	2 057

(1) Dont 78 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base en France.

(2) Dont 46 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base de SOCODEI en France.

Les autres provisions pour déconstruction concernent principalement les centrales thermiques, les actifs de production d'hydrocarbures et les installations relatives à la production d'assemblages de combustible nucléaire.

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 2018 prend en compte les derniers éléments de devis connus et la mise en service de nouveaux actifs de production.

NOTE 31 PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL

31.1 GROUPE EDF

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Provisions pour avantages du personnel – part courante	998	1 106
Provisions pour avantages du personnel – part non courante	17 627	20 630
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	18 625	21 736

31.1.1 Décomposition de la variation du passif net

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
Soldes au 31/12/2017 ⁽¹⁾	42 721	(21 895)	20 826
Charge nette de l'exercice 2018	1 892	(475)	1 417
Écarts actuariels	(3 898)	746	(3 152)
Cotisations versées aux fonds	-	(331)	(331)
Cotisations salariales	15	(15)	-
Prestations versées	(2 194)	1 131	(1 063)
Écarts de conversion	(53)	61	8
Mouvements de périmètre	-	-	-
Autres variations	(4)	(13)	(17)
SOLDES AU 31/12/2018	38 479	(20 791)	17 688
Dont :			
Provisions pour avantages du personnel			18 625
Actifs financiers non courants			(937)

(1) Le passif net au 31 décembre 2017 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 21 736 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (910) millions d'euros soit un passif net de 20 826 millions d'euros.

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2018 s'élèvent à (3 898) millions d'euros, dont (3 323) millions d'euros en France en lien avec la variation du taux d'actualisation (2 174) millions d'euros, la mise à jour de la table

de mortalité (462) millions d'euros et la mise à jour de la loi de salaire (491) millions d'euros et (518) millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation (voir note 31.3.6).

Les écarts actuariels sur actifs générés en 2018 s'élèvent à 746 millions d'euros. Ils résultent principalement d'une évolution au Royaume-Uni de 463 millions d'euros et en France de 259 millions d'euros, due à la mauvaise tenue des marchés actions.

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2017 s'élevaient à (400) millions d'euros, composés pour l'essentiel de 194 millions d'euros au Royaume-Uni, liés aux variations de taux d'actualisation et d'inflation et (598) millions d'euros en France principalement liés à des écarts d'expérience.

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

(en millions d'euros)	2018	2017
Coût des services rendus	(1 018)	(1 010)
Coût des services passés	(19)	-
Écarts actuariels – avantages à long terme	20	(67)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(1 017)	(1 077)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(875)	(884)
Produit sur les actifs de couverture	475	470
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(400)	(414)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTREES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 417)	(1 491)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	3 898	400
Écarts actuariels sur actifs de couverture	(746)	721
Écarts actuariels	3 152	1 121
Écarts de conversion	(8)	(17)
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	3 144	1 104

31.1.3 Répartition géographique du passif net

(en millions d'euros)	France ⁽¹⁾	Royaume-Uni	Autres	Total
Engagements au 31/12/2017	32 701	8 956	1 064	42 721
Charge nette de l'exercice 2018	1 342	505	45	1 892
Écarts actuariels	(3 323)	(518)	(57)	(3 898)
Cotisations salariales	-	15	-	15
Prestations versées	(1 519)	(644)	(31)	(2 194)
Écarts de conversion	-	(66)	13	(53)
Mouvements de périmètre	-	-	-	-
Autres variations	-	-	(4)	(4)
ENGAGEMENTS AU 31/12/2018	29 201	8 248	1 030	38 479
Juste valeur des actifs de couverture	(11 165)	(9 039)	(587)	(20 791)
PASSIF NET AU 31/12/2018 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	18 036	(791)	443	17 688
Dont :				
Provisions pour avantages du personnel	18 036	146	443	18 625
Actifs financiers non courants ⁽²⁾		(937)		(937)

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 31.2).

(2) Au 31 décembre 2018, EDF Energy a constaté un surplus de financement sur ses plans de retraite EEGSG et BEGG (voir note 31.3.1).

(en millions d'euros)	France ⁽¹⁾	Royaume-Uni	Autres	Total
Engagements au 31/12/2017	32 701	8 956	1 064	42 721
Juste valeur des actifs de couverture	(11 621)	(9 684)	(588)	(21 895)
PROVISIONS AU 31/12/2017 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	21 080	(728)	474	20 826
Dont :				
Provisions pour avantages du personnel	21 080	182	474	21 736
Actifs financiers non courants	-	(910)	-	(910)

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 31.2).

31.2 FRANCE (ACTIVITÉS RÉGULÉES ET ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION)

Compte tenu de la forte similitude de leurs régimes de retraite, les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 6.1) sont regroupés ici en un sous-total « France » incluant principalement EDF et Enedis, 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 1.3.22.

31.2.1 Décomposition de la variation de la provision

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Soldes au 31/12/2017	32 701	(11 621)	21 080
Charge nette de l'exercice 2018	1 342	(221)	1 121
Écarts actuariels	(3 323)	259	(3 064)
Cotisations versées aux fonds	-	(44)	(44)
Prestations versées	(1 519)	462	(1 057)
SOLDES AU 31/12/2018	29 201	(11 165)	18 036

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

(en millions d'euros)	2018	2017
Coût des services rendus	(732)	(725)
Coût des services passés	-	-
Écarts actuariels – autres avantages à long terme	17	(68)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(715)	(793)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(627)	(634)
Produit sur les actifs de couverture	221	220
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(406)	(414)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 121)	(1 207)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	3 323	598
Écarts actuariels sur actifs de couverture	(259)	161
Écarts actuariels	3 064	759
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	3 064	759

Les écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi s'analysent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	2018	2017
Variation liée aux écarts d'expérience	(90)	462
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	462	-
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières ⁽¹⁾	2 968	68
ECARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	3 340	530
dont :		
Écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	3 323	598
Écarts actuariels sur autres avantages à long terme	17	(68)

(1) Les hypothèses financières correspondent notamment au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2018 s'élèvent à 3 340 millions d'euros et sont principalement liés aux variations de taux d'actualisation, du taux d'augmentation des salaires et à la mise à jour de la table de mortalité (voir note 31.2.7).

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2017 s'élèvent à 530 millions d'euros et sont principalement liés à des écarts d'expérience.

31.2.3 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2018 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2018	27 798	(11 165)	16 633
dont :			
Retraites	21 514	(10 416)	11 098
Avantage en nature énergie	4 233	-	4 233
Indemnités de fin de carrière	822	(734)	88
Autres	1 229	(15)	1 214
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2018	1 403		1 403
dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 177	-	1 177
Médailles du travail	197	-	197
Autres	29	-	29
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2018	29 201	(11 165)	18 036

Au 31 décembre 2017 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2017	31 214	(11 621)	19 593
dont :			
Retraites	24 266	(10 859)	13 407
Avantage en nature énergie	4 758	-	4 758
Indemnités de fin de carrière	873	(747)	126
Autres	1 317	(15)	1 302
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2017	1 487	-	1 487
dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 250	-	1 250
Médailles du travail	208	-	208
Autres	29	-	29
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2017	32 701	(11 621)	21 080

31.2.4 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017
Participants en activité	16 009	18 577
Retraités	13 192	14 124
TOTAL ENGAGEMENTS	29 201	32 701

31.2.5 Actifs de couverture

Pour la France, les actifs de couverture, constitués dans le cadre d'une gestion actif/passif, s'élèvent à 11 165 millions d'euros au 31 décembre 2018 (11 621 millions d'euros au 31 décembre 2017) et sont affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière et aux droits spécifiques du régime spécial de retraite.

Ils sont constitués de contrats d'assurance ayant le profil de risque suivant :

- 73 % dans une poche d'adossement visant à répliquer les variations des engagements provoquées par une variation des taux, composée d'obligations ;
- 27 % dans une poche d'actifs de croissance, composée d'actions internationales.

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017
ACTIFS DE COUVERTURE	11 165	11 621
<i>Actifs pour régime spécial de retraite</i>	<i>10 416</i>	<i>10 859</i>
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	27 %	31 %
Instruments de créances cotés (obligations)	73 %	69 %
<i>Actifs pour indemnités de fin de carrière</i>	<i>734</i>	<i>747</i>
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	27 %	32 %
Instruments de créances cotés (obligations)	73 %	68 %
<i>Autres actifs de couverture</i>	<i>15</i>	<i>15</i>

Au 31 décembre 2018, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 58 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 18 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 24 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Cette répartition est relativement stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2017.

Au 31 décembre 2018, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 93 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 7 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 89 % du total d'obligations souveraines émises par des États de la zone euro, le solde étant principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

Cette répartition est relativement stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2017.

La performance des actifs de couverture des retraites en France est de – 0,4 % en 2018.

31.2.6 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	1 446	1 430
De un à cinq ans	5 202	4 850
De cinq à dix ans	5 175	4 316
À plus de dix ans	39 379	18 605
FLUX DE TRESORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	51 202	29 201

Au 31 décembre 2018, la durée moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 17,8 ans.

31.2.7 Hypothèses actuarielles

<i>(en %)</i>	31/12/2018	31/12/2017
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs ⁽¹⁾	2,30 %	1,90 %
Taux d'inflation	1,50 %	1,50 %
Taux d'augmentation des salaires ⁽²⁾	2,60 %	2,70 %

(1) Le produit d'intérêts généré par les actifs est calculé grâce au taux d'actualisation. La différence entre ce produit d'intérêts et le rendement des actifs est comptabilisé en capitaux propres.

(2) Taux moyen inflation incluse et pour une projection de carrière complète.

En France, le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur durée, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements. Pour les durées les plus longues, cette estimation prend également en compte les données d'un panier élargi d'obligations d'entreprises rendues comparables à celles des obligations de première catégorie, compte tenu de la réduction depuis 2017 du panel sur ces durées.

L'évolution au 31 décembre 2018 des paramètres économiques et de marchés utilisés a conduit le Groupe à fixer le taux d'actualisation à 2,30 % au 31 décembre 2018 (1,90 % au 31 décembre 2017).

Le taux d'inflation utilisé pour le calcul des provisions pour avantages du personnel résulte de l'utilisation d'une courbe d'inflation par maturité, déterminée en interne et servant de référence dans le Groupe pour les pays de la zone euro. Le taux d'inflation ainsi déterminé au 31 décembre 2018 correspond à un taux moyen de 1,50 % (identique à celui retenu au 31 décembre 2017).

La loi de mortalité, utilisée pour le calcul des engagements, est corrigée des spécificités liées au régime des IEG ; elle a fait l'objet en 2018 d'une actualisation par l'utilisation de la table générationnelle INSEE 2013-2070 en lieu et place de la table INSEE 2007-2060.

31.2.8 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

<i>(en %)</i>	31/12/2018
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	-4,3%/+4,7%
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+4,4%/-4,1%
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+3,8%/-3,5%

31.3 ROYAUME-UNI

Le secteur Royaume-Uni comprend principalement EDF Energy, dont les principaux avantages du personnel sont décrits en note 1.3.22.

31.3.1 Décomposition de la variation du passif net

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
Soldes au 31/12/2017	8 956	(9 684)	(728)
Charge nette de l'exercice 2018	505	(248)	257
Écarts actuariels	(518)	463	(55)
Cotisations versées aux fonds	-	(271)	(271)
Cotisations salariales	15	(15)	-
Prestations versées	(644)	644	-
Écarts de conversion	(66)	72	6
SOLDES AU 31/12/2018	8 248	(9 039)	(791)
<i>Dont :</i>	-	-	-
Provisions pour avantages du personnel	-	-	146
Actifs financiers non courants	-	-	(937)

Au 31 décembre 2018, EDF Energy a constaté un surplus de financement sur ses plans de retraite EEGSG et BEGG (voir note 1.3.22.2.2) pour un montant global de 937 millions d'euros contre 910 millions d'euros au 31 décembre 2017.

Ce surplus, dont l'augmentation est due à la bonne performance des actifs de couverture, est comptabilisé à l'actif du bilan dans la rubrique « actifs financiers non courants ».

Le 26 octobre 2018, dans l'affaire opposant la Lloyds Banking Group Pensions Trustees Limited à la Lloyds Bank plc, la Haute Cour de Justice du Royaume Uni a rendu un arrêt exigeant l'égalité de pension minimale garantie entre les hommes et les femmes pour les droits acquis entre mai 1990 et avril 1997. L'application de cette décision aux régimes de retraite d'EDF Energy (BEGG et EEGSG), a eu pour conséquence une augmentation des provisions pour avantage du personnel de 15 millions d'euros sur l'exercice 2018 en contrepartie des autres produits et charges d'exploitation.

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

<i>(en millions d'euros)</i>	2018	2017
Coût des services rendus	(258)	(267)
Coût des services passés	(15)	-
Écarts actuariels – autres avantages à long terme	-	-
Charges nettes en résultat d'exploitation	(273)	(267)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(232)	(244)
Produit sur les actifs de couverture	248	249
Charge d'intérêt nette en résultat financier	16	5
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTREES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(257)	(262)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	518	(194)
Écarts actuariels sur autres actifs de couverture	(463)	558
Écarts actuariels	55	364
Écarts de conversion	(6)	(17)
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	49	347

31.3.3 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Participants en activité	4 948	5 412
Retraités	3 300	3 544
TOTAL ENGAGEMENTS	8 248	8 956

31.3.4 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 9 039 millions d'euros au 31 décembre 2018 (9 684 millions d'euros au 31 décembre 2017).

La stratégie d'investissement mise en œuvre dans ces fonds est une stratégie d'adossement du passif – *Liability Driven Investments*. La répartition entre actifs de croissance et actifs d'adossement est revue périodiquement par les *trustees* et *a minima* après chaque valorisation actuarielle, afin de s'assurer que la stratégie d'investissement globale des plans reste cohérente pour atteindre les objectifs de niveau de couverture requis.

Les actifs de ces fonds de placement se décomposent de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Actifs pour plan de retraite BEGG	6 963	7 597
Actifs pour plan de retraite EEGSG	1 267	1 283
Actifs pour plan de retraite EEPS	809	804
ACTIFS DE COUVERTURE	9 039	9 684
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	9 %	27 %
Instruments de créances cotés (obligations)	61 %	50 %
Biens immobiliers	8 %	7 %
Trésorerie et équivalent de trésorerie	3 %	1 %
Autres	19 %	15 %

Au 31 décembre 2018, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 40 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 37 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 23 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Au 31 décembre 2018, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 64 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 36 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 61 % du total d'obligations souveraines émises principalement par le Royaume-Uni. Le solde est principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

La part des obligations souveraines émises par le Royaume-Uni a baissé de 2 points de pourcentage par rapport au 31 décembre 2017.

31.3.5 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	253	250
De un à cinq ans	1 030	975
De cinq à dix ans	1 460	1 241
À plus de dix ans	13 179	5 782
FLUX DE TRESORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	15 922	8 248

Par ailleurs, la contribution aux plans est estimée à environ 282 millions d'euros pour l'exercice 2019 (267 millions d'euros employeur et 15 millions d'euros employés).

La durée moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 19,6 ans au 31 décembre 2018.

31.3.6 Hypothèses actuarielles

<i>(en %)</i>	31/12/2018	31/12/2017
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs ⁽¹⁾	2,86 %	2,56 %
Taux d'inflation	2,99 %	3,00 %
Taux d'augmentation des salaires	2,39 %	2,40 %

(1) Le produit d'intérêts généré par les actifs est calculé grâce au taux d'actualisation. La différence entre ce produit d'intérêt et le rendement des actifs est comptabilisé en capitaux propres.

Au Royaume-Uni, le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur durée, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements.

31.3.7 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

<i>(en %)</i>	31/12/2018
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	-4,7 %/+4,9 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+3,5 %/-3,3 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+0,5 %/-0,5 %

NOTE 32 AUTRES PROVISIONS

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

	31/12/2017	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2018
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	913	184	(38)	(1)	-	(124)	934
Provisions pour risques fiscaux	573	36	(126)	(43)	-	8	448
Provisions pour litiges	589	43	(34)	(40)	-	4	562
Provisions pour contrats onéreux ⁽¹⁾	273	923	(94)	(47)	-	153	1 208
Provisions liées aux dispositifs environnementaux ⁽²⁾	901	1 448	(1 200)	(3)	-	(9)	1 137
Autres provisions pour risques et charges ⁽³⁾	1 636	730	(459)	(183)	4	(5)	1 723
TOTAL	4 885	3 364	(1 951)	(317)	4	27	6 012

(1) L'augmentation des provisions pour contrats onéreux provient principalement du contrat long-terme avec Dunkerque LNG (voir note 3.3).

(2) Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour droits d'émission de gaz à effet de serre et pour certificats d'énergie renouvelable (voir note 49).

(3) Ces provisions couvrent divers risques et charges liés à l'exploitation (abondements sur intéressement, restructurations, obligations contractuelles d'entretien, ...). Aucune provision n'est individuellement significative.

NOTE 33 PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

Les passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler se décomposent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017
Contre-valeur des biens ⁽¹⁾	49 327	47 813
Financement concessionnaire non amorti	(25 669)	(24 172)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	23 658	23 641
Amortissement du financement du concédant	13 792	13 149
Provisions pour renouvellement	9 474	9 533
Droits sur biens à renouveler	23 266	22 682
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	46 924	46 323

(1) Incluant les participations reçues sur le financement d'immobilisations en concessions pour 131 millions d'euros (144 millions d'euros en 2017).

NOTE 34 FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	11 177	10 738
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	2 244	3 256
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	13 421	13 994

Le Groupe dispose d'un programme d'affacturage inversé offrant aux fournisseurs la possibilité (à leur main) de transférer leurs créances détenues sur EDF à une société d'affacturage.

Pour le Groupe, ce programme n'implique aucune modification de la substance et des caractéristiques des créances que les fournisseurs ont sur EDF, et notamment n'entraîne aucune modification des séquences des flux de trésorerie opérationnels. Les dettes relatives sont en conséquence comptabilisées en « Dettes fournisseurs » dans les comptes du Groupe.

NOTE 35 AUTRES CRÉDITEURS

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017 retraité ⁽¹⁾
Avances et acomptes reçus	1 920	1 819
Fournisseurs d'immobilisations	3 757	3 711
Dettes fiscales	4 624	4 672
Dettes sociales	4 388	4 171
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 413	3 606
Autres produits constatés d'avance	609	499
Autres dettes	2 198	2 436
AUTRES CRÉDITEURS	20 908	20 914
dont part non courante	4 896	4 864
dont part courante	16 012	16 050

(1) Les comptes consolidés du 31 décembre 2017 ont été retraités de la norme IFRS 15 (voir note 2.1.3.2)

35.1 AVANCES ET ACOMPTES REÇUS

Les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients des contrats long terme de Framatome pour 679 millions d'euros (738 millions d'euros au 31 décembre 2017).

35.2 DETTES FISCALES

Au 31 décembre 2018, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 659 millions d'euros au titre de la CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée minorée de la CSPE collectée sur avances versées par les clients mensualisés (711 millions d'euros au 31 décembre 2017).

35.3 PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE SUR CONTRATS LONG TERME

Au 31 décembre 2018, les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 1 663 millions d'euros (1 711 millions d'euros au 31 décembre 2017).

Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également l'avance de 1,7 milliard d'euros versée en 2010 au Groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Cette avance est reprise au compte de résultat linéairement sur la durée du contrat (24 ans).

35.4 AUTRES DETTES

Les autres dettes incluent des subventions d'investissements reçues sur l'année 2018 pour 351 millions d'euros (348 millions d'euros sur l'année 2017).

35.5 INFORMATION SUR LES PASSIFS SUR CONTRATS

Les passifs sur contrat représentent les obligations de l'entité de fournir à ses clients des biens ou services pour lesquels elle a déjà reçu un règlement ou que celui-ci est exigible.

Ils sont constitués de la quasi-totalité des avances et acomptes reçus pour 1 858 millions d'euros (principalement pour les segments Framatome, Royaume-Uni et France – Activités régulées) et de la quasi-totalité des produits constatés d'avance (contrats long terme et autres) pour 3 990 millions d'euros (principalement pour le segment France – Activités de production et de commercialisation), soit un total de 5 848 millions d'euros au 31 décembre 2018 (contre 5 876 millions d'euros au 31 décembre 2017).

Les contrats à plus d'un an dont les obligations sont non remplies ou partiellement remplies à la date de clôture devraient générer un chiffre d'affaires restant à comptabiliser, d'environ 12 852 millions d'euros. Il sera reconnu jusqu'en 2034 pour le contrat Exeltium pour un montant de 1 400 millions d'euros, et, pour le solde, jusqu'à la fin d'exploitation de chaque centrale pour les centrales en participation, et sur la durée des contrats pour les autres contrats de ventes fermes hors énergie.

ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

NOTE 36 ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

36.1 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)	31/12/2018			31/12/2017		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	17 659	5 279	22 938	-	-	-
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	6	407	413	-	-	-
Titres en juste valeur en résultat	3 175	16 985	20 160	-	-	-
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	-	19 312	21 612	40 924
Titres de dettes ou de capitaux propres	20 840	22 671	43 511	19 312	21 612	40 924
Dérivés de transaction – Juste valeur positive en résultat	6 404	-	6 404	2 614	-	2 614
Dérivés de couverture – Juste valeur positive en résultat	1 646	2 737	4 383	837	2 743	3 580
Prêts et créances financières ⁽¹⁾	2 253	11 696	13 949	2 190	12 432	14 622
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	31 143	37 104	68 247	24 953	36 787	61 740

(1) Dont dépréciation pour (281) millions d'euros au 31 décembre 2018 ((189) millions d'euros au 31 décembre 2017).

36.2 TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES

La répartition des titres de dettes ou de capitaux propres se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018				31/12/2017
	Juste valeur par OCI recyclable	Juste valeur par OCI non recyclable (IFRS 9)	Juste valeur par résultat	Total	Juste valeur par OCI recyclable (IAS 39)
Titres de dettes ou de capitaux propres					
Actifs dédiés d'EDF	5 292	-	16 528	21 820	20 848
Actifs liquides	17 575	-	2 963	20 538	18 963
Autres actifs ⁽¹⁾	71	413	669	1 153	1 113
TOTAL	22 938	413	20 160	43 511	40 924

(1) Participations détenues dans des entreprises non consolidées, principalement d'EDF Invest.

Des informations relatives aux actifs dédiés d'EDF sont présentées en note 45.

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

	2018 (IFRS 9)			2017 (IAS 39)	
	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable ⁽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⁾
<i>(en millions d'euros)</i>					
Actifs dédiés d'EDF	-	(72)	(12)	807	673
Actifs liquides	-	(43)	12	22	34
Autres titres	(37)	-	-	(5)	10
TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES ⁽³⁾	(37)	(115)	-	824	717

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

(2) +/() : augmentation / (diminution) du résultat – part du Groupe.

(3) Hors coentreprises et entreprises associées.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable sur l'exercice 2018 concernent principalement EDF pour (115) millions d'euros dont (60) millions d'euros au titre des actifs dédiés.

Les variations brutes de juste valeur sur l'exercice 2017 concernent principalement EDF pour 107 millions d'euros dont 134 millions d'euros au titre des actifs dédiés.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2018.

36.2.1 Actifs dédiés

Les placements diversifiés obligataires et les actions portés par les actifs dédiés d'EDF sont comptabilisés en « titres de dettes ou de capitaux propres ». La politique générale de gestion des actifs dédiés est présentée en note 45.

36.2.2 Actifs liquides

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

Au sein de ce poste, les OPCVM monétaires d'EDF représentent 2 863 millions d'euros au 31 décembre 2018 (2 646 millions d'euros au 31 décembre 2017).

36.3 PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	9 220	8 650
Prêts et créances financières – CSPE ⁽¹⁾	2 060	3 294
Autres prêts et créances financières	2 669	2 678
PRETS ET CREANCES FINANCIERES	13 949	14 622

(1) Dont 2 060 millions d'euros affectés aux actifs dédiés au 31 décembre 2018 (3 294 millions d'euros au 31 décembre 2017).

Au 31 décembre 2018, les prêts et créances financières intègrent notamment :

- 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 9 220 millions d'euros au 31 décembre 2018 (8 650 millions d'euros au 31 décembre 2017), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent ;
- la créance constituée du déficit de la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE), accumulé au 31 décembre 2017 et des coûts de portage associés. Les remboursements reçus au cours de l'exercice 2018 s'élèvent à 1 281 millions d'euros et sont conformes à l'échéancier publié dans les arrêtés

du 13 mai 2016 et du 2 décembre 2016 pris en application de l'article R. 121-31 du Code de l'énergie.
Cette créance CSPE est entièrement affectée aux actifs dédiés.

36.4 VARIATION DES ACTIFS FINANCIERS HORS DÉRIVÉS

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

36.4.1 Au 31 décembre 2018

(en millions d'euros)	31/12/2017 retraité	Changement de méthode	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2018
Actifs disponibles à la vente	40 924	(40 924)	-	-	-	-	-	-	-
Titres en juste valeur en OCI recyclable	-	20 828	2 060	(102)	-	-	112	40	22 938
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	-	444	(9)	(37)	-	7	-	8	413
Titres en juste valeur en résultat	-	19 652	1 489	(847)	-	(6)	-	(128)	20 160
Prêts et créances financières	14 622	-	(1 362)	-	460	(34)	(96)	359	13 949

Les diminutions nettes relatives aux prêts et créances financières incluent à hauteur de (1 234) millions d'euros la variation de la créance CSPE.

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 404 millions d'euros et à la variation de l'actif financier relatif au surplus de financement des plans de retraite EEGSG et BEGG d'EDF Energy (937 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre 916 millions d'euros au 31 décembre 2017).

36.4.2 Au 31 décembre 2017

(en millions d'euros)	31/12/2016	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2017
Actifs disponibles à la vente	40 290	344	588	-	144	(137)	(305)	40 924
Prêts et créances financières	14 956	(979)	-	442	174	(377)	406	14 622

NOTE 37 TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se composent des disponibilités bancaires et des placements dans des instruments du marché monétaire et des fonds en caisse. 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)	31/12/2018	31/12/2017
Disponibilités	2 855	3 328
Équivalents de trésorerie ⁽¹⁾	435	364
Comptes courants financiers	-	-
TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE	3 290	3 692

(1) Dont part à la juste valeur pour 435 millions d'euros au 31 décembre 2018 (364 millions d'euros au 31 décembre 2017).

Restrictions de trésorerie

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restrictions de 235 millions d'euros au 31 décembre 2018 (298 millions d'euros au 31 décembre 2017) (voir note 1.3.26).

NOTE 38 PASSIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

38.1 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)	31/12/2018			31/12/2017		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	50 901	8 287	59 188	49 734	7 112	56 846
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	7 160	7 160	-	2 787	2 787
Juste valeur négative des dérivés de couverture	1 228	1 720	2 948	1 631	1 243	2 874
PASSIFS FINANCIERS	52 129	17 167	69 296	51 365	11 142	62 507

38.2 EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES

38.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
Soldes au 31/12/2017	47 325	3 094	4 725	368	1 334	56 846
Augmentations	4 259	1 269	183	-	179	5 890
Diminutions	(1 621)	(265)	(989)	(55)	(154)	(3 084)
Écarts de conversion	(47)	(28)	48	-	1	(26)
Mouvements de périmètre	(49)	(976)	(41)	7	(11)	(1 070)
Variations de juste valeur	534	-	161	2	-	697
Autres mouvements	-	4	(61)	2	(10)	(65)
SOLDES AU 31/12/2018	50 401	3 098	4 026	324	1 339	59 188

Les augmentations / diminutions des emprunts et autres dettes financières (hors intérêts courus) du tableau ci-dessus ne comprennent pas les variations monétaires liées aux dénouements d'instruments de couverture (incluses dans le tableau de flux de trésorerie) pour un montant de 86 millions d'euros.

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

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
EDF et autres filiales liées ⁽¹⁾	48 650	44 367
EDF Energy ⁽²⁾	3 345	6 118
EDF Renouvelables	5 741	5 276
Edison ⁽³⁾	549	241
Autres entités	903	844
TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	59 188	56 846

(1) Enedis, EDF PEI, EDF International, EDF Holding SAS, C3 et EDF Investissements Groupe.

(2) Y compris les holdings.

(3) Edison hors TdE SpA.

Au 31 décembre 2018, 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 2018, les principaux emprunts du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission ⁽¹⁾	Echéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Obligataire	EDF	01/2009	01/2019	2 000	USD	6,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2019	1 250	USD	2,15 %
Obligataire	EDF	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,60 %
Euro MTN	EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,38 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2020	1 500	USD	2,35 %
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,25 %
Euro MTN (<i>green bond</i>)	EDF	11/2013	04/2021	1 400	EUR	2,25 %
Euro MTN	EDF	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,88 %
Euro MTN	EDF	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75 %
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63 %
Obligataire (<i>green bond</i>)	EDF	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Euro MTN (<i>green bond</i>)	EDF	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00 %
Obligataire	EDF	01/2017	01/2027	107 900	JPY	1,09 %
Euro MTN	EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2028	1 800	USD	4,50 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	10/2018	10/2030	1 000	EUR	2,00 %
Euro MTN	EDF	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63 %
Euro MTN	EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2036	750	EUR	1,88 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2038	650	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
Euro MTN	EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 500	USD	4,75 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 150	USD	4,95 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2048	1 300	USD	5,00 %
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

(1) Date de réception des fonds.

Les 19 et 25 septembre 2018, EDF a levé respectivement 3,75 milliards de dollars américains, à travers une obligation senior multi-tranches en dollars et 1 milliard d'euros via une émission obligataire senior (voir note 3.4).

Au 31 décembre 2018, le plafond total du programme EMTN d'EDF, permettant d'émettre des emprunts au titre de ce programme, s'élève à 45 milliards d'euros.

38.2.2 Échéancier des emprunts et dettes financières

Au 31 décembre 2018 :

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	3 316	464	3 382	45	1 080	8 287
Entre un et cinq ans	11 908	650	81	111	39	12 789
À plus de cinq ans	35 177	1 984	563	168	220	38 112
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2018	50 401	3 098	4 026	324	1 339	59 188

Au 31 décembre 2017 :

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	1 557	549	3 881	52	1 073	7 112
Entre un et cinq ans	13 021	653	50	147	71	13 942
À plus de cinq ans	32 747	1 892	794	169	190	35 792
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2017	47 325	3 094	4 725	368	1 334	56 846

38.2.3 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

(en millions d'euros)	31/12/2018			31/12/2017		
	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
Emprunts libellés en euro (EUR)	26 783	21 438	48 221	27 609	18 454	46 063
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	20 546	(17 564)	2 982	17 224	(14 752)	2 472
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	9 250	(2 414)	6 836	9 495	(2 331)	7 164
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 609	(1 460)	1 149	2 518	(1 371)	1 147
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	59 188	-	59 188	56 846	-	56 846

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

38.2.4 Ventilation des emprunts et dettes financières par taux

(en millions d'euros)	31/12/2018			31/12/2017		
	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
Emprunts à taux fixe	55 810	(21 949)	33 861	52 900	(21 469)	31 431
Emprunts à taux variable	3 378	21 949	25 327	3 946	21 469	25 415
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	59 188	-	59 188	56 846	-	56 846

La répartition des emprunts par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IFRS 9.

Une part importante des emprunts à taux fixe du groupe EDF est variabilisée au moyen de *swaps* de taux.

38.2.5 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 11 393 millions d'euros au 31 décembre 2018 (11 943 millions d'euros au 31 décembre 2017). Ces montants incluent un crédit syndiqué de 4 milliards d'euros, qui a été modifié et renouvelé le 14 décembre 2018 (voir note 3.7).

(en millions d'euros)	31/12/2018				31/12/2017
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
LIGNES DE CREDIT CONFIRMÉES	11 393	3 166	8 142	85	11 943

38.2.6 Clauses de remboursement anticipé des emprunts

Les emprunts souscrits par EDF Renouvelables 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.

Dans d'autres entités du Groupe, certaines clauses contractuelles figurant dans des contrats de financement ou d'engagements peuvent faire référence à la notation du Groupe, mais ne sont pas qualifiées de covenants.

Deux emprunts d'un montant total de 725 millions d'euros contiennent une clause de rendez-vous prévoyant, en cas de passage de l'emprunteur en dessous d'une certaine notation, une concertation de l'emprunteur et du prêteur, pouvant amener à une renégociation des conditions d'octroi du prêt, et éventuellement un remboursement anticipé volontaire de la part de l'emprunteur.

Aucun remboursement anticipé n'est intervenu en 2018 du fait du non-respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

38.3 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 taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2018	31/12/2017
Emprunts et dettes financières	38.2.1	59 188	56 846
Dérivés de couvertures des dettes	41	(1 972)	(1 176)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	(3 290)	(3 692)
Titres de dettes et de capitaux propres – Actifs liquides	36.2.2	(20 538)	(18 963)
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés		-	-
ENDETTEMENT FINANCIER NET		33 388	33 015

NOTE 39 AUTRES INFORMATIONS SUR LES ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

39.1 JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

La répartition par niveau des actifs et passifs financiers au bilan est la suivante.

39.1.1 Au 31 décembre 2018

<i>(en millions d'euros)</i>	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ⁽¹⁾	6 404	6 404	569	5 497	338
Titres de dettes ou de capitaux propres	43 511	43 511	2 442	40 470	599
Juste valeur positive des dérivés de couverture	4 383	4 383	68	4 315	-
Equivalents de trésorerie – part à la juste valeur	435	435	181	254	-
Instruments financiers actifs à la juste valeur au bilan	54 733	54 733	3 260	50 536	937
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	9 220	9 220	-	9 220	-
Prêts et créances financières – CSPE	2 060	2 080	-	2 080	-
Autres prêts et créances financières	2 669	2 669	-	2 669	-
Instruments financiers actifs évalués au coût amorti	13 949	13 969	-	13 969	-
Juste valeur négative des dérivés de couverture	2 948	2 948	96	2 852	-
Juste valeur négative des dérivés de transaction	7 160	7 160	554	6 274	332
Instruments financiers passifs à la juste valeur au bilan	10 108	10 108	650	9 126	332
Emprunts et dettes financières ⁽²⁾	59 188	63 772	-	63 772	-
Instruments financiers passifs évalués au coût amorti	59 188	63 772	-	63 772	-

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 6 404 millions d'euros.

(2) Les emprunts et dettes financières comptabilisés au bilan sont évalués au coût amorti ajusté de la variation de juste valeur au titre des risques couverts, pour ceux faisant l'objet d'une couverture de juste valeur.

Les titres de dettes ou de capitaux propres en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés.

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

39.1.2 Au 31 décembre 2017

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ⁽¹⁾	2 614	2 614	233	2 252	129
Titres de dettes ou de capitaux propres	40 924	40 924	2 499	37 792	633
Juste valeur positive des dérivés de couverture	3 580	3 580	21	3 559	-
Equivalents de trésorerie – part à la juste valeur	364	364	198	166	-
Instruments financiers actifs à la juste valeur au bilan	47 482	47 482	2 951	43 769	762
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	8 650	8 650	-	8 650	-
Prêts et créances financières – CSPE	3 294	3 349	-	3 349	-
Autres prêts et créances financières	2 678	2 678	-	2 678	-
Instruments financiers actifs évalués au coût amorti	14 622	14 677	-	14 677	-
Juste valeur négative des dérivés de couverture	2 874	2 874	75	2 799	-
Juste valeur négative des dérivés de transaction	2 787	2 787	200	2 467	120
Instruments financiers passifs à la juste valeur au bilan	5 661	5 661	275	5 266	120
Emprunts et dettes financières ⁽²⁾	56 846	63 334	-	63 334	-
Instruments financiers passifs évalués au coût amorti	56 846	63 334	-	63 334	-

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 2 614 millions d'euros.

(2) Les emprunts et dettes financières comptabilisés au bilan sont évalués au coût amorti ajusté de la variation de juste valeur au titre des risques couverts, pour ceux faisant l'objet d'une couverture de juste valeur.

39.2 COMPENSATION D'ACTIFS ET DE PASSIFS FINANCIERS

39.2.1 Au 31 décembre 2018

(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
			Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant net comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés – actif	10 787	218	16 481	(5 912)	10 569	(1 711)	(960)	7 898
Juste valeur des dérivés – passif	(10 108)	(848)	(15 172)	5 912	(9 260)	1 711	959	(6 590)

39.2.2 Au 31 décembre 2017

(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
			Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant net comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés – actif	6 194	234	11 067	(5 107)	5 960	(1 652)	(1 073)	3 235
Juste valeur des dérivés – passif	(5 661)	(844)	(9 924)	5 107	(4 817)	1 652	768	(2 397)

NOTE 40 GESTION DES RISQUES MARCHÉS ET DE CONTREPARTIE

Le groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé aux risques des marchés financiers, marchés énergies et de contrepartie. Ces risques pourraient générer de la volatilité sur les états financiers.

■ Risques marchés financiers

Les principaux risques des marchés financiers auxquels le Groupe est exposé sont le risque de liquidité, le risque de change, le risque de taux et le risque actions.

La gestion du risque de liquidité par le Groupe a pour objectif de rechercher des ressources au meilleur coût et de s'assurer de leur obtention à tout instant.

Le risque de change est lié à la diversification des activités du Groupe et de son implantation géographique et résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des parités de change. Ces fluctuations peuvent ainsi avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières, les capitaux propres et les résultats du Groupe.

Le risque taux résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des taux d'intérêt pouvant impacter la valeur des actifs placés par le Groupe, la valeur des passifs provisionnés, ou ses charges financières.

Le Groupe est exposé au risque actions notamment au travers des titres détenus dans le cadre des actifs dédiés constitués pour sécuriser le financement des engagements de long terme liés au nucléaire, dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites, et dans une moindre mesure, dans le cadre de ses actifs de trésorerie et de participations détenues en direct.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au chapitre 5.1.6.1 « Gestion et contrôle des risques financiers » du document de référence.

■ Risques marchés énergies

En lien avec l'ouverture à la concurrence du marché des clients finals, le développement des marchés de gros et le développement à l'international, le groupe EDF opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production et de commercialisation. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émissions de CO₂, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au niveau du chapitre 5.1.6.2 « Gestion et contrôle des risques marchés énergies » du document de référence.

■ Risques de contrepartie

Il se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le Groupe sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au chapitre 5.1.6.1.7 « Gestion du risque de contrepartie/crédit » du document de référence.

Concernant le risque clients – autre composante du risque de contrepartie – une balance des créances échues et non échues est présentée en note 25.

Les analyses de sensibilité exigées par la norme IFRS 7 sont présentées au chapitre 5.1.6.1 « Gestion et contrôle des risques financiers » du document de référence :

- Risques de change : chapitre 5.1.6.1.3,
- Risques de taux d'intérêt : chapitre 5.1.6.1.4,
- Risques actions sur les actifs financiers : chapitres 5.1.6.1.5 et 5.1.6.1.6.

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 consolidés – note 38.2.2,

- lignes de crédit : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.5,
- clauses de remboursement anticipé des emprunts : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.6,
- engagements hors bilan : annexe aux comptes consolidés – note 46 ;
- Risques de change :
 - ventilation des emprunts par devises et taux : annexe aux comptes consolidés – notes 38.2.3 et 38.2.4 ;
- Risques actions (chapitres 5.1.6.1.5 et 5.1.6.1.6 « Gestion du risque actions/Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA » du document de référence) :
 - couverture des engagements nucléaires : annexe aux comptes consolidés – notes 46 et 29.1.5,
 - couverture des engagements sociaux : annexe aux comptes consolidés – notes 31.2.5 et 31.3.4,
 - 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 consolidés – note 29.1.5.2,
 - taux d'actualisation utilisé pour les avantages du personnel : annexe aux comptes consolidés – notes 31.2.7 et 31.3.6,
 - ventilation des emprunts par devises et taux : annexe aux comptes consolidés – notes 38.2.3 et 38.2.4 ;
- Traitement au bilan des risques financiers et des risques marchés :
 - Instruments dérivés et comptabilité de couverture : annexe aux comptes consolidés – note 41 et tableau de variations des capitaux propres,
 - Instruments dérivés non qualifiés de couverture : annexe aux comptes consolidés – note 42.

NOTE 41 INSTRUMENTS DÉRIVÉS ET COMPTABILITÉ DE COUVERTURE

La comptabilité de couverture est appliquée en conformité avec les principes de la norme IFRS 9 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 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2018	31/12/2017
Juste valeur positive des dérivés de couverture	36.1	4 383	3 580
Juste valeur négative des dérivés de couverture	38.1	(2 948)	(2 874)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		1 435	706
Instruments dérivés de couverture de taux	41.4.1	1 550	1 689
Instruments dérivés de couverture de change	41.4.2	582	(606)
Contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie	41.4.3	(645)	(411)
Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	41.5	(52)	34

La juste valeur des dérivés de couverture se répartit comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2018	31/12/2017
Juste valeur des dérivés de couverture de dettes	38.3	1 972	1 176
Juste valeur des dérivés de couverture de situation nette à l'étranger		106	90
Juste valeur des autres dérivés de couverture (matières premières)		(643)	(560)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		1 435	706

41.1 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'intérêt 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.

En 2018, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente une perte de (3) millions d'euros incluse dans le résultat financier (gain de 37 millions d'euros en 2017).

41.2 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'intérêt 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'achats 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 combustibles.

En 2018, la partie inefficace de la couverture de flux de trésorerie représente un gain de 5 millions d'euros inclus dans le résultat financier (montant nul en 2017).

41.3 COUVERTURE D'INVESTISSEMENTS NETS À L'ÉTRANGER

La couverture d'investissements nets à l'étranger correspond à la couverture de l'exposition du Groupe au risque de change associée aux investissements nets dans des sociétés étrangères.

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 recours à des *swaps* de change et du change à terme.

41.4 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 :

	2018			2017		
	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
<i>(en millions d'euros)</i>						
Couverture de taux	(73)	-	1	31	-	-
Couverture de change	890	443	(5)	(1 588)	(1 331)	(3)
Couverture d'investissement net à l'étranger	(85)	-	-	518	(120)	-
Couverture de matières premières	(1 043)	(788)	(9)	(613)	(1 714)	5
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE ⁽³⁾	(311)	(345)	(13)	(1 652)	(3 165)	2

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

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

(3) Hors entreprises associées et coentreprises.

41.4.1 Dérivés de couverture de taux

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

	Notionnel au 31/12/2018				Notionnel au 31/12/2017	Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2018	31/12/2017
<i>(en millions d'euros)</i>							
Payeur fixe/receveur variable	118	815	235	1 168	1 148	(75)	(75)
Payeur variable/receveur fixe	-	5 634	17 509	23 143	22 740	1 619	1 928
Variable/variable	-	1 415	1 616	3 031	1 252	56	(9)
Fixe/fixe	4 901	1 654	7 498	14 053	10 062	(50)	(155)
Swaps de taux	5 019	9 518	26 858	41 395	35 202	1 550	1 689
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	5 019	9 518	26 858	41 395	35 202	1 550	1 689

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 41.4.2).

Une part importante des emprunts à taux fixe du groupe EDF est variabilisée au moyen de *swaps* de taux.

41.4.2 Dérivés de couverture de change

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

Au 31 décembre 2018 :

	Notionnel à recevoir au 31/12/2018				Notionnel à livrer au 31/12/2018				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2018
<i>(en millions d'euros)</i>									
Change à terme	1 550	393	-	1 943	1 540	387	-	1 927	17
Swaps	17 085	9 543	16 884	43 512	16 791	9 163	16 785	42 739	565
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	18 635	9 936	16 884	45 455	18 331	9 550	16 785	44 666	582

Au 31 décembre 2017 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2017				Notionnel à livrer au 31/12/2017				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2017
Change à terme	2 478	518	-	2 996	2 475	514	-	2 989	-
Swaps	12 469	10 614	12 724	35 807	12 592	10 384	13 155	36 131	(606)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	14 947	11 132	12 724	38 803	15 067	10 898	13 155	39 120	(606)

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 41.4.1).

41.4.3 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)	31/12/2018	31/12/2017
Contrats de couverture d'électricité	(629)	(916)
Contrats de couverture de gaz	(231)	69
Contrats de couverture de charbon	(107)	36
Contrats de couverture des produits pétroliers	(446)	149
Contrats de couverture de droits d'émission CO ₂	370	49
VARIATIONS DE JUSTE VALEUR AVANT IMPÔTS	(1 043)	(613)

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

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Contrats de couverture d'électricité	(388)	(1 744)
Contrats de couverture de gaz	(280)	50
Contrats de couverture de charbon	(109)	31
Contrats de couverture des produits pétroliers	(194)	(66)
Contrats de couverture de droits d'émission CO ₂	183	15
MONTANTS TRANSFÉRÉS EN RÉSULTAT AVANT IMPÔTS	(788)	(1 714)

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

31/12/2018						31/12/2017		
(en millions d'euros)	Unités de mesure	Notionnels nets				Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total			
Swaps		(4)	-	-	(4)	50	2	58
Forwards/futures		(4)	(47)	-	(51)	(859)	(72)	(688)
Électricité	Térawattheures	(8)	(47)	-	(55)	(809)	(70)	(630)
Swaps		(205)	15	-	(190)	9	(233)	(16)
Forwards/futures		1 049	455	-	1 504	25	1 451	65
Gaz	Millions de therms	844	470	-	1 314	34	1 218	49
Swaps		4 180	6 222	-	10 402	(53)	14 175	109
Options		180	-	-	180	-	379	2
Produits pétroliers	Milliers de barils	4 360	6 222	-	10 582	(53)	14 554	111
Swaps		-	-	-	-	-	-	40
Charbon	Millions de tonnes	-	-	-	-	-	-	40
Swaps		-	-	-	-	-	-	-
Forwards/futures		4 500	8 988	-	13 488	183	19 576	19
CO ₂	Milliers de tonnes	4 500	8 988	-	13 488	183	19 576	19
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE						(645)	(411)	

41.5 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	31/12/2018		31/12/2017	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Charbon et fret	Millions de tonnes	(3)	2	4	3
Produits pétroliers	Milliers de barils	5 136	(23)	-	-
Gaz	Millions de therms	(93)	(31)	(583)	31
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE JUSTE VALEUR			(52)		34

NOTE 42 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	31/12/2018	31/12/2017
Juste valeur positive des dérivés de transaction	36.1	6 404	2 614
Juste valeur négative des dérivés de transaction	38.1	(7 160)	(2 787)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		(756)	(173)
Instrument dérivé de taux détenus à des fins de transaction	42.1	(60)	(33)
Instrument dérivé de change détenus à des fins de transaction	42.2	(96)	73
Contrats de matières premières non qualifiés de couverture	42.3	(641)	(213)
Autres contrats		41	-

42.1 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 31/12/2018				Notionnel au 31/12/2017	Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2018	31/12/2017
Achats d'options	-	-	516	516	519	7	15
Opérations sur taux d'intérêt	-	-	516	516	519	7	15
Payeur fixe/receveur variable	1 517	1 247	1 121	3 885	2 978	(64)	(42)
Payeur variable/receveur fixe	-	122	-	122	416	(4)	(8)
Variable/variable	-	5	-	5	351	-	1
Fixe/fixe	28	42	70	140	338	1	1
Swaps de taux	1 545	1 416	1 191	4 152	4 083	(67)	(48)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	1 545	1 416	1 707	4 668	4 602	(60)	(33)

42.2 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 2018 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2018				Notionnel à livrer au 31/12/2018				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2018
Change à terme	3 223	2 017	4	5 244	3 215	1 989	5	5 209	2
Swaps	11 885	6 570	70	18 525	11 981	6 689	69	18 739	(98)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	15 108	8 587	74	23 769	15 196	8 678	74	23 948	(96)

Au 31 décembre 2017 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2017				Notionnel à livrer au 31/12/2017				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2017
Change à terme	2 438	1 079	8	3 525	2 443	1 089	9	3 541	(23)
Swaps	11 986	4 823	74	16 883	11 960	4 764	73	16 797	96
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	14 424	5 902	82	20 408	14 403	5 853	82	20 338	73

42.3 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	31/12/2018		31/12/2017	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
<i>Swaps</i>		3	502	(5)	479
<i>Options</i>		4	(22)	4	106
<i>Forwards/futures</i>		(50)	(123)	(54)	(403)
Électricité	Térawattheures	(43)	357	(55)	182
<i>Swaps</i>		(510)	(515)	894	(132)
<i>Options</i>		32	185	(68)	171
<i>Forwards/futures</i>		16 323	80	19 784	57
Gaz	Millions de therms	15 845	(250)	20 610	96
<i>Swaps</i>		27 715	(82)	3 400	94
<i>Options</i>		500	1	1 920	3
<i>Forwards/futures</i>		(360)	(3)	108	(3)
Produits pétroliers	Milliers de barils	27 855	(84)	5 428	94
<i>Swaps</i>		(2 521)	6	(1)	(151)
<i>Options</i>		-	(14)	3	(1)
<i>Forwards/futures</i>		-	-	4	9
<i>Fret</i>		3 232	(2)	(4)	17
Charbon et fret	Millions de tonnes	711	(10)	2	(126)
<i>Swaps</i>		-	-	43	-
<i>Options</i>		(5 000)	(150)	-	-
<i>Forwards/futures</i>		(56 433)	(446)	35 583	(57)
CO₂	Milliers de tonnes	(61 433)	(596)	35 626	(57)
<i>Swaps / Options</i>			29		(56)
<i>Forwards/futures</i>			(87)		(346)
Autres matières premières			(58)		(402)
Dérivés incorporés de matières			-		-
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE			(641)		(213)

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

ACTIFS ET PASSIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE

NOTE 43 ACTIFS ET PASSIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	-	-
PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	-	-

FLUX DE TRÉSORERIE ET AUTRES INFORMATIONS

NOTE 44 FLUX DE TRÉSORERIE

44.1 VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT

<i>(en millions d'euros)</i>	2018	2017 retraité ⁽¹⁾
Variation des stocks	(18)	543
Variation de la créance de Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE)	357	499
Variation des créances clients et comptes rattachés	1 259	376
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	(707)	550
Variation des autres débiteurs et autres créditeurs (hors CSPE)	(429)	(492)
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	462	1 476

(1) Les comptes consolidés du 31 décembre 2017 ont été retraités de la norme IFRS 15 (voir note 2.1.3.2)

44.2 INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS

<i>(en millions d'euros)</i>	2018	2017
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(1 828)	(1 165)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(13 990)	(14 329)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	(368)	747
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	(16 186)	(14 747)

NOTE 45 ACTIFS DEDIEÉS D'EDF

45.1 RÉGLEMENTATION

L'article L. 594 du Code de l'environnement 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. 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.

La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondant au coût actualisé des obligations nucléaires de long terme telles que définies ci-dessus.

Le décret du 29 décembre 2010 a rendu les actions de RTE éligibles aux actifs dédiés sous certaines conditions et après autorisation administrative. En complément, le décret du 24 juillet 2013 a revu la liste des actifs éligibles en s'inspirant du Code des assurances. Il rend notamment admissibles sous certaines conditions les actifs non cotés.

Le décret du 24 mars 2015, contient deux dispositions relatives aux actifs dédiés :

- la dotation annuelle aux actifs de couverture, nette des dotations complémentaires éventuelles aux provisions, doit être positive ou nulle tant que leur valeur de réalisation est inférieure à 110 % du montant des provisions concernées ;

- les biens fonciers des exploitants d'installations nucléaires peuvent, sous certaines conditions, être affectés à la couverture de ces provisions.

Le décret du 19 décembre 2016 autorise, sous certaines conditions, l'affectation aux actifs dédiés de titres de la société CTE, qui détient 100 % du capital de RTE au 31 décembre 2017 (voir note 45.2.2 ci-après).

Par ailleurs, EDF a obtenu une dérogation ministérielle le 31 mai 2018, lui permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés (hors notamment les titres CTE et les actifs immobiliers) dans les actifs dédiés de 10 % à 15 %.

45.2 COMPOSITION ET ÉVALUATION DES ACTIFS DÉDIÉS

Par la réglementation, qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les 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 en compte dans sa détermination les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Dans le cadre de la révision de l'allocation stratégique, et afin de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés engagée depuis 2010 avec les titres RTE, le Conseil d'administration a approuvé en 2013 la mise en place, à côté des placements diversifiés actions et taux, d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par la Division EDF Invest, créée suite au décret relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires du 24 juillet 2013. EDF Invest cible les classes d'actifs suivantes : infrastructures, immobilier, fonds d'investissement investis en actions ou en dette.

Par ailleurs, suite à l'autorisation délivrée par l'État le 8 février 2013 et compte tenu de l'avis positif du Comité de suivi des engagements nucléaires et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a affecté aux actifs dédiés la totalité de la créance reconnue par l'État français, représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012.

Cette créance financière a été augmentée dans les comptes au 31 décembre 2015 d'un supplément de créance, estimé alors à 644 millions d'euros, non affecté aux actifs dédiés, correspondant aux déficits de compensation de début 2013 à fin 2015, reconnu par l'État par un courrier ministériel du 26 janvier 2016. Conformément à ce courrier, la créance financière totale porte intérêt à 1,72 % et doit être remboursée selon un échéancier révisé s'étalant jusqu'à fin 2020, qui a été fixé par un arrêté du 2 décembre 2016, sur la base de la confirmation par la Commission de régulation de l'énergie du déficit de compensation au titre de 2015.

Le 22 décembre 2016, EDF a cédé une quote-part de 26,4 % de cette créance financière, dont le supplément de créance correspondant aux déficits de compensation de début 2013 à fin 2015, à un pool d'investisseurs.

En conséquence, la valeur de réalisation de la créance conservée, affectée dans sa totalité aux actifs dédiés est calculée à cette date sur la base du prix de cession constaté.

Le montant reçu lié à la cession de la partie de la créance CSPE affectée aux actifs dédiés à hauteur de 894 millions d'euros, a été réinvesti au sein de ces actifs, de même que les flux de remboursement de la créance (voir note 3.11.3).

Suite à la dérogation ministérielle du 31 mai 2018 reçue par EDF lui permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés dans les actifs dédiés, le Conseil d'Administration du 29 juin 2018 a validé une nouvelle allocation stratégique des actifs dédiés composée de la façon suivante :

- actifs de rendement (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ;
- actifs de croissance (cible de 40 % des actifs dédiés), composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ;
- actifs de taux (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Ces cibles doivent être progressivement atteintes notamment en réinvestissant des actifs de taux en actifs de rendement et en actifs de croissance.

45.2.1 Actifs de croissance et actifs de taux

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. Une 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 de FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

Ainsi, les fonds d'actions cotées sont composés de titres internationaux (majoritairement Amérique du Nord mais aussi Europe, Asie-Pacifique et pays-émergents). Les obligations cotées et fonds d'obligations cotées sont composées d'obligations souveraines et d'obligations d'entreprises.

Ces placements sont organisés et gérés conformément à l'allocation stratégique, qui prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des différents marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir une politique d'investissement à long terme avec une répartition adaptée entre actifs de croissance et actifs de taux.

Dans le cadre de la nouvelle allocation stratégique, pour des poids minoritaires, les actifs de croissance incluent également des fonds investis dans des actions non cotées, et les actifs de taux incluent également des fonds investis en dette non cotée. Ces fonds sont gérés par EDF Invest (voir note 45.2.2).

Depuis la mise en œuvre de la norme IFRS 9 à compter du 1er janvier 2018, l'ensemble de ces actifs est comptabilisé en titres de dettes et de capitaux propres.

En date de clôture, ces placements sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des titres de dettes ou de capitaux propres.

Dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, le Groupe suit des 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).

45.2.2 Actifs de rendement

Les actifs de rendement gérés par EDF Invest sont composés d'actifs liés à des investissements dans les infrastructures et l'immobilier.

Par ailleurs, EDF Invest gère également, au travers de fonds d'investissement, des actifs de croissance et des actifs de taux (voir note 45.2.1).

Au total, au 31 décembre 2018, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 5 680 millions d'euros, dont 5 356 millions d'euros d'actifs de rendement. Les actifs de rendement incluent notamment :

- 50,1 % de la participation du Groupe dans CTE, coentreprise détenant RTE, conformément au décret n° 2016-1781 du 19 décembre 2016 modifiant le décret du 23 février 2007, pour une valeur de 2 738 millions d'euros au 31 décembre 2018 (2 705 millions d'euros au 31 décembre 2017) (voir note 3.11.3) ;
- les participations du Groupe dans Terega, Porterbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park et des sociétés détenant des parcs éoliens au Royaume-Uni (Bicker Fen, Glass Moor II, Green Rigg, Rusholme), présentées au bilan consolidé au niveau des titres de dettes ou de capitaux propres ;
- les participations du Groupe dans Madrileña Red de Gas (MRG), Géosel, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Central Sicaf, Fallago Rig, Fenland, Ecowest SCI A et B et Nam Theun Power Company, présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées.

45.3 VALORISATION DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

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

(en millions d'euros)	Présentation au bilan consolidé	31/12/2018		31/12/2017	
		Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
Actifs de rendement (EDF Invest)		3 919	5 356	3 652	5 210
CTE	Participations dans les entreprises associées ⁽¹⁾	1 406	2 738	1 241	2 705
Autres entreprises associées	Participations dans les entreprises associées ⁽²⁾	1 167	1 234	893	944
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets ⁽³⁾	1 346	1 384	1 518	1 561
Actifs de croissance		10 108	10 108	10 099	10 099
Actions ⁽⁴⁾	Titres de dettes	9 844	9 844	9 942	9 942
Fonds actions non cotées (EDF Invest)	Titres de dettes	219	219	127	127
Dérivés	Juste valeur des dérivés	45	45	30	30
Actifs de taux		12 205	12 225	12 751	12 806
Obligations	Titres de dettes	10 010	10 010	9 282	9 282
Fonds de dette non cotée (EDF Invest)	Titres de dettes	105	105	71	71
Portefeuille de trésorerie ⁽⁵⁾	Titres de dettes	30	30	104	104
Créance de CSPE ⁽⁶⁾	Prêts et créances financières	2 060	2 080	3 294	3 349
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS D'EDF		26 232	27 689	26 502	28 115

(1) Participation du Groupe de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres de RTE. Les titres CTE sont pris en compte pour leur valeur d'équivalence dans les comptes consolidés (valeur comptable du tableau). Au 31 décembre 2018, la valeur de réalisation de CTE présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant, comme les autres actifs d'EDF Invest. Au 31 décembre 2017, la valeur de réalisation s'appuyait sur le prix de la transaction réalisée le 31 mars 2017.

(2) Incluant une valorisation de la quote-part de capitaux propres des sociétés contrôlées détenant ces participations.

(3) Incluant des titres de dettes et de capitaux propres pour 1 221 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

(4) Dont 391 millions d'euros de titres acquis fin décembre 2018 pour lesquels le paiement est intervenu début janvier 2019.

(5) Après déduction des 391 millions d'euros de dettes sur titres acquis fin décembre 2018 dont le paiement est intervenu début janvier 2019.

(6) Il s'agit de la créance constituée des déficits de compensation accumulés au 31 décembre 2015 déduction faite de la quote-part cédée le 22 décembre 2016 et des remboursements reçus depuis, conformément à l'échéancier. La valeur de réalisation de la créance CSPE tient compte du niveau des taux de marché.

Entités structurées – Fonds Communs de Placement

Les Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) détenus par le Groupe (voir note 1.3.2.9) et présentés sur la ligne Titres de dettes ou de capitaux propres du tableau sont localisés en France et détenus par EDF. Le Groupe n'a pas accordé de soutien financier à ces FCPR.

La valeur des actifs de ces FCPR s'élève à 4 898 millions d'euros au 31 décembre 2018 (3 294 millions d'euros au 31 décembre 2017). Ces FCPR sont constitués principalement de 11 fonds cotés pour 4 340 millions d'euros (au 31 décembre 2017, 12 FCPR cotés pour 2 906 millions d'euros).

45.4 SITUATION DE COUVERTURE DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME

Au 31 décembre 2018, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 98,3 %. Le plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation de certains investissements (décret n° 2007-243) n'a pas d'effet au 31 décembre 2018.

Au 31 décembre 2017, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 108,5 %. Le plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation de certains investissements (décret n° 2007-243) n'avait pas non plus d'effet au 31 décembre 2017.

Le taux de couverture des provisions nucléaires au 31 décembre 2018 prend en compte l'arrêté du 28 décembre 2018 qui a étendu le périmètre des provisions devant faire l'objet d'une couverture par des actifs dédiés, ce qui s'est traduit par un transfert de provisions considérées précédemment comme relevant du cycle d'exploitation au sens de la réglementation, vers les provisions de long terme, à hauteur de 298 millions d'euros, soit un effet de – 1,05 % sur le taux de couverture.

Des retraits pour un montant de 403 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2018 (378 millions d'euros en 2017).

A horizon de 10 ans les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période i.e. en euros₂₀₁₈) :

- à 14 % pour la Gestion à Long Terme des Déchets radioactifs ;
- à 11 % pour la Déconstruction.

A horizon de 50 ans les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période i.e. en euros₂₀₁₈) :

- à 35 % pour la Gestion à Long Terme des Déchets radioactifs ;
- à 93 % pour la Déconstruction.

Les obligations nucléaires de long terme en France visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, pour leur part liée à la production nucléaire, figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 067	983
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	9 846	8 814
Provision pour reprise conditionnement déchets (RCD)	751	726
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	15 985	14 920
Provisions pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	518	467
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	28 167	25 910

Compte tenu des modifications d'hypothèses de calcul des provisions nucléaires de long terme (hors modification réglementaire), en particulier le changement de taux d'actualisation, l'obligation au titre de 2018 de dotation aux actifs dédiés s'élève à 1 337 millions d'euros. L'autorité administrative a autorisé EDF à étaler cette dotation à hauteur de 540 millions d'euros en 2019 ainsi qu'en 2020 et 257 millions d'euros en 2021. En tenant compte de la dotation en 2019 au titre de 2018, toutes choses égales par ailleurs, le taux de couverture résultant au 31 décembre 2018 s'établirait ainsi à 100,2 %.

45.5 ÉVOLUTIONS DES ACTIFS DÉDIÉS SUR L'EXERCICE 2018

Suite à un courrier ministériel du 31 mai 2018 reçu par EDF autorisant une augmentation sous conditions de la part des actifs non cotés dans les actifs dédiés, le Conseil d'administration du 29 juin 2018 a validé une nouvelle allocation stratégique des actifs dédiés (voir note 45.2).

Au titre de 2017, l'obligation réglementaire de dotations aux actifs dédiés s'élevait à 386 millions d'euros et a été réalisée courant 2018.

EDF Invest a poursuivi en 2018 la constitution de son portefeuille en infrastructures, immobilier et fonds d'investissement. Notamment, en novembre 2018, EDF Invest a clos l'acquisition d'une participation minoritaire dans 6 sociétés au Royaume-Uni (Bicker Fen, Fallago Rig, Fenland, Glass Moor II, Green Rigg, Rusholme) auprès d'EDF Renewables.

En décembre 2018, EDF Invest a acquis la participation minoritaire détenue par EDF International dans Nam Theun Power Company (NTPC), barrage hydro-électrique situé au Laos, dont une partie a été dotée aux actifs dédiés à cette date, le reste sera doté en 2019.

Ces nouvelles participations complètent les actifs d'infrastructures au sein des actifs de rendement d'EDF Invest, aux côtés notamment des participations dans CTE (société détenant les titres de RTE), Terega (ex TIGF), Porterbrook, Madrileña Red de Gas, Géosel, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Autostrade per l'Italia et Q-Park.

Des variations de juste valeur négatives du portefeuille d'actifs dédiés (OPC, actions) ont été enregistrées en 2018 dans le résultat financier à hauteur de 989 millions d'euros (voir note 15.3) en application d'IFRS 9.

Des variations de juste valeur négatives sur le portefeuille d'actifs dédiés obligations ont été enregistrées en 2018 en OCI à hauteur de 60 millions d'euros en application d'IFRS 9 (voir note 36.2).

45.6 ACTIFS DEDIES DE FRAMATOME ET SOCODEI

Les actifs dédiés de Framatome et SOCODEI relatifs à des Installations Nucléaires de Base (INB) en France s'élèvent respectivement à 72 millions d'euros et 47 millions d'euros en valeur de réalisation avec un taux de couverture réglementaire de 92,8 % pour Framatome et de 103,5 % pour SOCODEI (calcul effectué avec les taux d'actualisation et d'inflation du groupe EDF pour les provisions nucléaires en France – voir note 30).

Les obligations nucléaires de long terme en France visées par la réglementation relative aux actifs dédiés s'agissant de Framatome et SOCODEI figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour des montants de respectivement 78 millions d'euros et 46 millions d'euros (voir note 30).

NOTE 46 ENGAGEMENTS HORS BILAN

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2018. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

46.1 ENGAGEMENTS DONNES

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan donnés du Groupe qui sont valorisés. Il est complété par des engagements décrits séparément dans les notes détaillées.

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2018	31/12/2017
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	46.1.1	45 370	44 705
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	46.1.2	17 572	17 222
Engagements donnés liés aux opérations de financement	46.1.3	5 494	5 123
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNES		68 436	67 050

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir au Groupe des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

46.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations d'exploitation sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Engagements d'achats de combustible et d'énergie ⁽¹⁾	26 878	26 728
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	14 117	13 739
Engagements de location simple en tant que preneur	4 375	4 238
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	45 370	44 705

(1) Hors achats de gaz et services associés.

46.1.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

Le Groupe a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achats 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.

Le Groupe 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 2018, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2018				31/12/2017
		Échéances				Total
		< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	
Achats d'électricité et services associés ⁽¹⁾	10 368	2 077	3 571	2 319	2 401	9 767
Achats d'autres énergies et de matières premières ⁽²⁾	377	94	194	89	-	391
Achats de combustible nucléaire	16 133	1 469	6 232	5 148	3 284	16 570
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	26 878	3 640	9 997	7 556	5 685	26 728

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 604 millions d'euros au 31 décembre 2018 (606 millions d'euros au 31 décembre 2017).

(2) Hors achats de gaz et services associés (voir note 46.1.1.1.4).

46.1.1.1.1 Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité proviennent principalement d'EDF et d'EDF Energy. Pour EDF, ils sont notamment portés par les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI), qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et aux termes 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 cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éolienne, petite hydraulique, photovoltaïque, etc.). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la CSPE. Ces obligations d'achat s'élèvent à 53 TWh pour l'exercice 2018 (47 TWh pour l'exercice 2017), dont 7 TWh au titre de la cogénération (6 TWh pour 2017), 26 TWh au titre de l'éolien (23 TWh pour 2017), 9 TWh au titre du photovoltaïque (9 TWh pour 2017) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2017).

46.1.1.1.2 Achats d'autres énergies et de 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 et des achats de combustible biomasse utilisé par Dalkia dans le cadre de ses activités.

46.1.1.1.3 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 uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

46.1.1.1.4 Achats de gaz et services associés

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2018, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités.

(en milliards de mètres cubes)	Total	31/12/2018			31/12/2017
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Edison	140	13	40	87	154
EDF	22	1	5	16	24

Contrats d'achat de gaz

Edison a conclu des contrats d'importation de gaz naturel en provenance de Russie, de Libye, d'Algérie et du Qatar, pour une fourniture totale d'un volume maximum de 14,4 milliards de mètres cubes par an. La durée de ces contrats varie entre 3 et 18 ans, sauf pour les contrats avec l'Algérie et la Russie qui se terminent fin 2019.

Contrats de services associés à l'activité gaz

Edison, dans le cadre du contrat avec Terminale GNL Adriatico, bénéficie d'environ 80 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2034 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 100 millions d'euros.

EDF, dans le cadre du contrat avec le terminal méthanier de Dunkerque LNG, bénéficie d'environ 61 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2037 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 150 millions d'euros. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux a été comptabilisée – voir note 3.3.

46.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 31 décembre 2018, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2018			31/12/2017
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Garanties données liées aux activités opérationnelles	7 047	3 185	2 124	1 738	7 074
Engagements sur achats d'exploitation ⁽¹⁾	6 898	3 960	2 352	586	6 460
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	172	64	95	13	205
ENGAGEMENTS DONNES LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION ⁽²⁾	14 117	7 209	4 571	2 337	13 739

(1) Hors énergies et combustibles.

(2) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 982 millions d'euros au 31 décembre 2018 (835 millions d'euros au 31 décembre 2017).

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 2018 les garanties données liées aux activités opérationnelles concernent principalement les garanties données par EDF, Edison et EDF Renouvelables dans le cadre de ses projets de développement.

46.1.1.2.1 Garanties données liées aux activités opérationnelles

Les garanties liées aux activités opérationnelles se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017
EDF	2 038	2 270
EDF Renouvelables	1 677	1 363
Edison	1 262	1 215
EDF Energy	795	732
Framatome	517	714
Autres entités	758	780
TOTAL	7 047	7 074

46.1.1.2.2 Engagements sur achats d'exploitation

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017
EDF	2 533	2 480
Framatome	2 024	1 878
EDF Energy	524	627
Enedis	764	601
Autres entités	1 053	874
TOTAL	6 898	6 460

46.1.1.3 Engagements de location simple en tant que preneur

Au 31 décembre 2018, les éléments constitutifs des engagements de location simple en tant que preneur sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017		
		Échéances		
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans
ENGAGEMENTS DE LOCATION SIMPLE EN TANT QUE PRENEUR	4 375	728	2 019	1 628
				4 238

Le Groupe est engagé en tant que preneur par des contrats de location simple non résiliables portant principalement sur des locaux, des équipements, des terrains ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale ainsi que par des contrats de fret maritime dans le cadre des activités de *trading*. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles. Ils concernent principalement EDF, EDF Renouvelables et Enedis.

La norme IFRS 16 « Contrats de location », sera d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019 (voir note 1.2.4.1).

46.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2018, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2018			31/12/2017
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	16 545	8 138	7 674	733	15 827
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	746	219	429	98	1 013
Autres engagements donnés liés aux investissements	281	238	43	-	382
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT ⁽¹⁾	17 572	8 595	8 146	831	17 222

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 399 millions d'euros au 31 décembre 2018 (428 millions d'euros au 31 décembre 2017).

46.1.2.1 Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels

Les engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
EDF	4 715	4 689
EDF Energy	6 082	6 428
Enedis	3 092	2 383
EDF Renouvelables	1 622	1 242
Framatome	587	562
Autres entités	447	523
TOTAL	16 545	15 827

L'augmentation des engagements donnés sur acquisitions d'actifs corporels et incorporels s'explique principalement par les contrats liés au déploiement des compteurs Linky chez Enedis et par le développement de nouveaux projets aux Etats-Unis chez EDF Renouvelables. La baisse des engagements chez EDF Energy s'explique par l'avancement du projet HPC.

46.1.2.2 Engagements sur acquisition d'actifs financiers

Les engagements sur acquisition d'actifs financiers en 2017 comprenaient 193 millions d'euros au titre de l'acquisition de Gas Natural Vendita Italia (Edison Energie), finalisée le 22 février 2018 (voir note 5.3).

Les principaux engagements relatifs aux titres de participations non valorisables concernent EDF Luminus.

EDF Luminus a signé le 26 octobre 2015 un avenant à la convention d'actionnaires, qui définit une clause de liquidité pour la participation de ses actionnaires minoritaires, pouvant se traduire sous certaines conditions à la main d'EDF, soit par une cession de leurs titres *via* une introduction en Bourse, soit par un rachat de leurs titres par le Groupe sur base d'une valeur de marché. Cette clause de liquidité est valable à tout moment du 1^{er} juillet 2018 au 31 décembre 2025.

Enfin, concernant la participation dans EDF Investissements Groupe (EIG), la société C3 (filiale à 100 % d'EDF) et la société NBI (Natixis Belgique Investissement, filiale du groupe Natixis) ont fait évoluer, le 19 décembre 2018, les accords autour de leur participation dans EIG.

Dans ce cadre, C3 dispose désormais d'une promesse unilatérale de vente des titres EIG détenus par NBI à prix fixe et exerçable à tout moment jusqu'en mai 2026. De son côté, NBI bénéficie d'une option de vente à EDF prenant la forme d'un *put* à règlement en espèces, pour la totalité de ses titres EIG, à prix fixe et exerçable sous certaines conditions entre février 2024 et mai 2025.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 32, l'option de vente de NBI et la promesse unilatérale de vente de C3 sont considérées comme des instruments dérivés dont la valeur nette est présentée en

juste valeur positive ou négative des dérivés de transaction. Au 31 décembre 2018, la juste valeur de ces dérivés de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est non significative.

46.1.2.3 Autres engagements donnés liés aux investissements

Les autres engagements donnés liés aux investissements comprennent notamment au 31 décembre 2018 des garanties octroyées par EDF Norte Fluminense dans le cadre de sa participation à hauteur de 51 % dans CES, société en charge de la construction et de l'exploitation d'un projet d'aménagement hydroélectrique sur la rivière Teles Pires au Brésil.

46.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 31 décembre 2018 sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2018			31/12/2017
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	4 226	31	1 805	2 390	4 250
Garanties financières données	974	138	335	501	613
Autres engagements donnés liés au financement	294	271	23	-	260
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT ⁽¹⁾	5 494	440	2 163	2 891	5 123

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 917 millions d'euros au 31 décembre 2018 (692 millions d'euros au 31 décembre 2017). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent principalement EDF Renouvelables.

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 d'EDF Renouvelables.

46.2 ENGAGEMENTS REÇUS

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan reçus par le Groupe qui sont valorisés. Il est complété par des engagements reçus décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2018	31/12/2017 retraité ⁽¹⁾
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation ⁽²⁾	46.2.1	9 539	9 057
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	46.2.2	183	214
Engagements reçus liés aux opérations de financement	46.2.3	31	72
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS ⁽³⁾		9 753	9 343

(1) Les engagements présentés au titre du 31 décembre 2017, ont été retraités de l'application de la norme IFRS 15 pour un montant de 5 422 millions d'euros et concernent principalement les autres engagements de ventes de biens et services de Framatome et d'EDF Renouvelables.

(2) Hors engagements de livraison d'énergie et services associés (voir note 46.2.1.4).

(3) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 38.2.5.

46.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2018 sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2018			31/12/2017
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements de location simple en tant que bailleur	678	124	399	154	780
Engagements sur ventes d'exploitation ⁽¹⁾	7 004	1 745	4 224	1 035	6 748
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 791	1 014	591	186	1 483
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	66	17	35	14	46
ENGAGEMENTS RECUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	9 539	2 900	5 249	1 389	9 057

(1) Les engagements présentés au titre du 31 décembre 2017, ont été retraités de l'application de la norme IFRS 15 pour un montant de 5 422 millions d'euros et concernent principalement les engagements de ventes de biens et services de Framatome et d'EDF Renouvelables.

46.2.1.1 Engagements de location simple en tant que bailleur

Le Groupe bénéficie à hauteur de 678 millions d'euros d'engagements de location simple en tant que bailleur.

Ces engagements sont principalement issus de contrats de location simple, reconnus comme tels en vertu de l'interprétation IFRIC 4 « Déterminer si un accord contient un contrat de location ». Ils portent principalement sur des projets de production indépendante (IPP) asiatiques et sur des locations immobilières.

46.2.1.2 Engagements sur ventes d'exploitation

Les engagements reçus sur ventes d'exploitation sont hors livraison d'énergie et concernent principalement les commandes fermes dans le cadre des contrats à l'avancement chez Framatome (contrats de construction et d'ingénierie) et chez EDF Renouvelables (contrats de prestations d'exploitation, de maintenance et de développement-vente d'actifs structurés).

46.2.1.3 Garanties reçues liées aux activités opérationnelles

Les garanties reçues liées aux activités opérationnelles concernent principalement EDF et sont relatives à des garanties reçues de la part de fournisseurs, notamment dans le cadre des livraisons ARENH.

46.2.1.4 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de son activité normale, le groupe EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci-après :

- contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3,5 GW ;
- dans le cadre de la loi NOME, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit « historique » pouvant aller jusqu'à 100 TWh.

46.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

(en millions d'euros)	Total	31/12/2018			31/12/2017
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS RECUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	183	49	16	118	214

Aux termes de l'accord signé avec Exelon le 29 juillet 2013 et finalisé le 1er avril 2014, EDF dispose d'une option de vente de sa participation dans CENG à Exelon, à la juste valeur, exerçable entre janvier 2016 et juin 2022. Du fait de ses caractéristiques, cet engagement a une valeur nulle au 31 décembre 2018.

46.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

(en millions d'euros)	Total	31/12/2018			31/12/2017
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS RECUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	30	6	4	20	72

NOTE 47 PASSIFS ÉVENTUELS

À l'exception des éléments mentionnés en note 4.3, les principaux passifs éventuels au 31 décembre 2018 sont les suivants :

47.1 CONTRÔLES FISCAUX

EDF

Pour la période 2008 à 2015, EDF a reçu des propositions de rectifications relatives notamment à la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme. Ce redressement réitéré chaque année représente un risque financier cumulé d'impôt sur les sociétés de l'ordre de 563 millions d'euros à fin 2018. Par deux jugements intervenus en septembre 2017, le Tribunal Administratif de Montreuil a reconnu la déductibilité fiscale de ces passifs et validé la position retenue par la Société.

Pour les exercices 2012 à 2015, l'Administration fiscale a notifié à la Société certains des redressements récurrents en matière de Contribution sur la Valeur ajoutée des Entreprises et remis en cause la déductibilité de provisions à long terme.

EDF International

Les contrôles fiscaux d'EDF International sur les exercices 2009 à 2014 se sont traduits par la remise en cause de la valorisation des obligations convertibles en actions mises en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy pour un enjeu total d'environ 310 millions d'euros. EDF International a contesté ce chef de redressements à l'encontre duquel elle estime ses chances de succès probables en contentieux.

47.2 LITIGES EN MATIÈRE SOCIALE

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale concernant notamment le temps de travail. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF en France, une multiplication de ces litiges pourrait potentiellement avoir un effet négatif sur la situation financière du Groupe, même si ce risque est atténué par la signature en 2016 de l'accord relatif aux forfaits jours.

47.3 ENEDIS – CONTENTIEUX AVEC DES PRODUCTEURS PHOTOVOLTAÏQUES

L'annonce par les pouvoirs publics à l'automne 2010 d'une prochaine révision à la baisse des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque a provoqué une augmentation massive des dépôts de demandes de raccordements (cet afflux s'expliquant par le fait que la date de dépôt de la demande complète de raccordement déterminait alors le tarif applicable). Plusieurs arrêtés ministériels successifs ont ainsi baissé les tarifs d'achat.

Ces baisses n'ayant pas été suffisantes pour enrayer l'afflux de demandes de contrats, le Gouvernement a, par décret du 9 décembre 2010, décidé de la suspension de la conclusion de nouveaux contrats pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas reçu une acceptation de leur proposition technique et financière de raccordement avant le 2 décembre 2010 devaient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement à l'issue de ce délai de trois mois.

Dans ce contexte, un certain nombre de producteurs, ayant perdu le droit au tarif d'obligation d'achat en vigueur avant le moratoire, ont intenté des procédures indemnitaires contre EDF, gestionnaire de réseau de distribution (GRD) dans les zones non interconnectées (ZNI) et Enedis, GRD en métropole, au motif que les GRD n'auraient pas émis les propositions techniques et financières relatives au raccordement dans un délai qui aurait permis à ces producteurs de bénéficier des conditions de rachat de l'électricité plus avantageuses.

Par ordonnance du 15 mars 2017, la CJUE a confirmé que les arrêtés des 10 juillet 2006 et 12 janvier 2010 fixant les tarifs d'achat d'électricité d'origine photovoltaïque constituent une « *intervention de l'État ou aux moyens de ressources d'État* », l'un des 4 critères permettant de qualifier une aide d'État. Elle rappelle qu'une telle mesure d'aide mise à exécution sans avoir été préalablement notifiée à la Commission est illégale. Il revient désormais aux juridictions nationales d'en tirer toutes les conséquences, en particulier en écartant l'application de ces arrêtés illégaux.

Plusieurs décisions favorables à Enedis ont été rendues depuis le début de l'année 2018 sur ce sujet. La Cour d'Appel de Versailles a notamment débouté, début juillet 2018, 150 producteurs, soit parce que la faute d'Enedis n'est pas établie, soit en l'absence de lien de causalité entre la faute d'Enedis et le préjudice des producteurs, soit en considérant que le préjudice n'est pas indemnisable dans la mesure où les arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 sont illégaux, faute de notification à la Commission européenne au titre du contrôle des aides d'État. Une large majorité d'arrêts ont fait l'objet d'un pourvoi en cassation.

De la même façon, EDF a obtenu depuis quelques mois un certain nombre de décisions favorables considérant le préjudice des producteurs non réparable car illicite.

En parallèle des contentieux indemnitaires pendants devant les juridictions civiles EDF et Enedis ont souhaité faire application de leur police d'assurance Responsabilité Civile. Les assureurs ont opposé un refus de garantie. La Cour de Cassation a considéré dans un arrêt du 9 juin 2015 (Green Yellow) que la garantie des assureurs était due, en même temps qu'elle a reconnu la faute du GRD. Suite à cet arrêt, Enedis et EDF ont assigné en avril 2017 les assureurs en vue de voir reconnaître par les tribunaux l'existence de deux sinistres sériels partiels. Ainsi, si les tribunaux constataient l'existence de deux sinistres sériels partiels, il y aurait application pour chacun d'eux d'une seule franchise et d'un seul plafond de garantie pour les réclamations ayant la même cause technique.

47.3.1 SUN'R

La société SUN'R a déposé une plainte devant l'Autorité de la concurrence (ADLC), le 21 juin 2012, contre EDF et Enedis, assortie d'une demande de mesures conservatoires. La société SUN'R reprochait à Enedis des retards dans la procédure de raccordement de ses installations photovoltaïques et à EDF des retards dans la mise en œuvre des contrats d'obligation d'achat et le paiement des factures afférentes. En outre, selon SUN'R, EDF ENR aurait bénéficié d'un traitement privilégié pour le raccordement de ses installations par Enedis et le paiement de ses factures par EDF.

Par une décision du 14 février 2013, l'ADLC a rejeté toutes les demandes de mesures conservatoires de SUN'R, mais a décidé de poursuivre l'instruction au fond.

Les services d'instruction de l'ADLC ont adressé aux parties le 12 janvier 2018 une proposition de non-lieu concluant à l'absence de pratiques anticoncurrentielles de la part d'EDF, d'Enedis et de RTE. Le 4 juillet 2018, l'ADLC a clôturé la procédure par une décision de non-lieu. Parallèlement à sa plainte devant l'ADLC en 2012, SUN'R a formé le 29 août 2012 une requête en référé-expertise et provision devant le Tribunal administratif de Paris, assortie d'une demande d'indemnité provisionnelle de 1 million d'euros concernant EDF et 2,5 millions

d'euros concernant Enedis. Par une ordonnance du 27 novembre 2012, le juge des référés du Tribunal administratif de Paris a rejeté cette requête.

Le 30 avril 2015, SUN'R a assigné Enedis et EDF devant le Tribunal de commerce de Paris, afin d'obtenir l'indemnisation du préjudice que lui auraient causé les retards dans le processus de raccordement au réseau de distribution d'électricité de ses projets de centrales de production d'énergie d'origine solaire. Elle demande au Tribunal de surseoir à statuer et réclame, dans l'attente de la décision au fond de l'Autorité de la concurrence, le paiement d'une somme provisionnelle de 10 millions d'euros à valoir sur son préjudice. Par un jugement du 7 novembre 2016, le Tribunal de commerce de Paris a débouté SUN'R de sa demande de provision et prononcé un sursis à statuer jusqu'à ce que l'ADLC rende une décision au fond.

Le 24 novembre 2015, les sociétés Sun West, Azimut 56 et JB Solar ont assigné Enedis et EDF devant le Tribunal de commerce de Paris sur le même fondement. Elles sollicitent à ce jour près de 4 millions d'euros au titre du préjudice allégué mais demandent au Tribunal de surseoir à statuer jusqu'à la décision au fond de l'Autorité de la concurrence. Par un jugement en date du 4 décembre 2017, le Tribunal de commerce de Paris a débouté les sociétés Sun West, Azimut 56 et JB Solar de leur demande de provision et prononcé un sursis à statuer jusqu'à ce que l'ADLC rende une décision au fond.

Cette décision est intervenue le 4 juillet 2018, date à laquelle l'ADLC a adopté une décision de non-lieu (définitive). Les comportements dénoncés par la saisissante sont donc réputés ne pas avoir été mis en œuvre.

Le Tribunal de commerce de Paris a, par jugement en date du 10 décembre 2018, pris acte du désistement de la société SUN'R de son action indemnitaire et par jugement en date du 12 décembre 2018, pris acte du désistement des sociétés Sun West, Azimut 56 et JB Solar. Ce dossier est donc définitivement clos.

NOTE 48 PARTIES LIÉES

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

	Entreprises associées et coentreprises		Activités conjointes		État ou participations de l'État ⁽¹⁾		Total Groupe	
<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Chiffre d'affaires	560	580	-	-	1 708	1 549	2 268	2 129
Achats d'énergie	4 071	3 817	5	4	2 031	2 313	6 107	6 134
Achats externes	4	9	3	4	251	1 163	258	1 176
Actifs financiers	294	238	-	-	-	-	294	238
Autres actifs	730	729	-	-	486	596	1 216	1 325
Passifs financiers	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres passifs	1 162	1 282	1	1	631	552	1 794	1 835

(1) Ne comprend pas les dettes fiscales et sociales ainsi que la créance CSPE.

48.1 TRANSACTIONS AVEC LES SOCIÉTÉS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Les transactions avec les principales entreprises associées (CTE (société détentrice de RTE), CENG, Taishan et Alpiq) sont présentées en note 23.

Les transactions avec les autres entreprises associées, les coentreprises et les sociétés, qui ont une activité conjointe avec le Groupe sont principalement constituées de ventes et d'achats d'énergie.

48.2 RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT

48.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 83,67 % du capital d'EDF au 31 décembre 2018. 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.

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 mise en œuvre de la programmation pluriannuelle de l'énergie fixée par décret du 27 octobre 2016, qui définit notamment les objectifs en matière de production et d'effacement.

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 au Code de l'énergie – ainsi que pour la compensation des charges de service public.

48.2.2 Relations avec Engie

Le service commun à Enedis et GRDF, défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie, a pour missions, dans le secteur de la distribution de l'électricité et du gaz, la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux, et les opérations de comptage. Il n'est pas doté de la personnalité morale.

Enedis et GRDF sont liés par une convention définissant leurs relations dans ce service commun, les compétences de ce dernier et le partage des coûts en résultant. Conclue pour une durée indéterminée, celle-ci peut être résiliée à tout moment, moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à la renégocier. Elle est régulièrement mise à jour.

En juillet 2014, Enedis et GRDF ont signé un communiqué commun prenant acte de la disparition programmée des activités mixtes de relevé de compteurs et d'interventions sur les panneaux de comptages. À ce jour, Enedis a privilégié une organisation par directions régionales intégratrices de l'ensemble de ses missions opérationnelles à l'échelle locale. Un maillage plus fin est réservé aux activités de proximité.

En mars 2018, Enedis et GRDF ont décidé la création de deux entités mixtes : l'UONRH-MS regroupant les activités de contrat de travail, études et médico-social et l'OIT, l'opérateur Informatique & télécom regroupant toutes les activités de téléphonie et de bureautique. La mise en place de ces deux entités mixtes prend effet au 1^{er} janvier 2019.

Pour Enedis, les autres activités supports (des domaines Véhicules & Engins, Contentieux et Assurance, Formation et Recrutement, et Achats tertiaires) sont regroupées au sein d'une direction des Services Supports.

48.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations du groupe EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement deux entités de l'ex groupe AREVA (Orano et Areva SA).

Les transactions avec Orano portent sur :

- l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, les services de conversion et d'enrichissement) ;
- l'aval du cycle (prestations de transport, entreposage, traitement et recyclage du combustible usé).

Sur l'amont du cycle

Plusieurs accords importants ont été négociés entre EDF et Orano :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats Orano Mining couvrant la période 2021-2030 ;
- fluoration : contrat sur la période 2019-2030 ;
- enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat Orano Cycle pour la période 2019-2030.

Dans le cadre du projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni sur le site d'Hinkley Point, EDF et Orano ont signé le 29 septembre 2016 : un contrat d'uranium avec Orano Mining, un contrat de conversion et un contrat d'enrichissement avec Orano Cycle.

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et Orano relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 29.1.1.

48.3 RÉMUNÉRATION DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

Les principaux dirigeants du Groupe sont : le Président-Directeur Général, les membres du Comité exécutif (pour la totalité de l'exercice 2018 ou, le cas échéant, à compter de leur date de nomination au Comité exécutif si celle-ci est intervenue sur l'exercice), et les administrateurs. Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit.

La rémunération attribuée à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 12,4 millions d'euros en 2018 (12,2 millions d'euros en 2017). 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 le cas échéant.

Les dirigeants ne bénéficient d'aucun 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. Le Président-Directeur Général d'EDF pourrait bénéficier d'une indemnité de rupture en cas de révocation de son mandat de Président-Directeur Général.

NOTE 49 ENVIRONNEMENT

49.1 DROITS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE

En ratifiant le protocole de Kyoto, l'Europe s'est engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre. Dans ce cadre, la directive européenne 2003/87/CE a établi, depuis le 1^{er} janvier 2005, un système de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union européenne.

Ce dispositif, décliné au niveau national, prévoit notamment que les acteurs obligés, dont EDF fait partie, doivent restituer annuellement à l'État un nombre de droits d'émission de gaz à effet de serre correspondant à leurs émissions de l'année. Cette directive est entrée en vigueur en 2005 pour une première période de trois ans, puis une deuxième période de 2008 à 2012 avec une réduction progressive des droits d'émission attribués.

La troisième période, de 2013 à 2020, est notamment caractérisée par la suppression de l'attribution gratuite des droits d'émission aux producteurs d'électricité dans certains pays, dont la France et le Royaume-Uni.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de cette directive sont : EDF, EDF Energy, Edison, Dalkia, et EDF Luminus.

En 2018, le Groupe a restitué 30 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2017. En 2017, le Groupe avait restitué 38 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2016.

Pour l'année 2018, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 1 million de tonnes (3 millions de tonnes pour l'année 2017).

Au 31 décembre 2018, le volume des émissions s'élève à 24 millions de tonnes (40 millions de tonnes pour l'année 2017). La provision qui résulte des excédents d'émissions par rapport à ces droits d'émission s'élève à 175 millions d'euros au 31 décembre 2018 (120 millions d'euros au 31 décembre 2017).

49.2 CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

Le Groupe est engagé dans toutes ses filiales dans un processus de maîtrise de la consommation d'énergie au travers de différentes mesures développées par les législations nationales, sous l'égide de directives communautaires.

La loi française du 13 juillet 2005 instaure un système de certificats d'économies d'énergie (CEE). Les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excèdent un seuil sont soumis sur une période triennale à des obligations d'économies d'énergie dont ils se libèrent en réalisant directement ou indirectement des économies d'énergie ou en acquérant des certificats d'économies d'énergie. À l'issue de la période considérée, les sociétés concernées justifient de l'accomplissement de leurs obligations en restituant des certificats. À défaut, une pénalité libératoire est acquittée au Trésor.

En application de l'article 30 de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, une nouvelle obligation d'économies d'énergie au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique est mise en place à compter du 1^{er} janvier 2016 pour les exercices 2016 et 2017. Cette nouvelle obligation vient s'ajouter aux objectifs d'économies d'énergie de la troisième période. Le volume annuel de cette obligation est défini proportionnellement à l'obligation annuelle d'économies d'énergie.

Une quatrième période triennale d'obligations s'est ouverte à compter du 1^{er} janvier 2018 (voir note 4.6).

49.3 CERTIFICATS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

En application de la directive européenne n° 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, chaque État membre s'est fixé des objectifs nationaux de consommation d'électricité produite à partir de ces sources d'énergie.

Deux mécanismes peuvent être mis en place par les États pour atteindre ces objectifs :

- l'intégration des coûts liés à la production de cette électricité dans le prix de vente de l'électricité (dispositif en vigueur en France) ;
- la mise en place d'un dispositif de certificats d'énergie renouvelable (dispositif en vigueur au Royaume-Uni et en Belgique).

Le mécanisme des certificats d'énergie renouvelable peut s'appliquer :

- aux producteurs d'électricité non contraints lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Renouvelables) ;
- aux producteurs d'électricité contraints lorsque l'obligation porte sur la production ;
- aux producteurs d'électricité qui sont aussi commercialisateurs lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Energy, EDF Luminus).

Dans le cadre du dispositif de certificats d'énergie renouvelable, le groupe EDF est soumis à une obligation de restitution de certificats d'énergie renouvelable, notamment au Royaume-Uni et en Belgique.

Au 31 décembre 2018, une provision de 962 millions d'euros a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et EDF Luminus (Belgique) au titre de leurs obligations de restitution de certificats d'énergie

renouvelable à cette date. Une grande partie de ces obligations est couverte par les certificats acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles.

NOTE 50 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Aucun développement postérieur à la clôture n'est survenu, hormis ceux présentés dans les autres notes des comptes consolidés.

NOTE 51 PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU 31 DÉCEMBRE 2018

Les activités du Groupe sont définies comme suit :

- « **Production – Commercialisation** » (P) : 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 d'EDF ;
- « **Distribution** » (D) : gestion de réseaux publics de distribution d'électricité transport basse et moyenne tension ;
- « **Transport** » (T) : exploitation, entretien et développement de réseaux de transport d'électricité haute tension et très haute tension ;
- « **Réacteurs et Services (Framatome)** » (R) : services et fabrication d'équipements et de combustibles pour les réacteurs nucléaires ;
- « **Autres** » (A) : les services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques...) aux entreprises et aux collectivités ainsi que les nouveaux métiers, qui ont notamment pour objet le développement de la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, photovoltaïque,...). Cette activité comprend également les holdings et entités d'EDF Invest qualifiées d'actifs dédiés.

51.1 SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES PAR INTÉGRATION GLOBALE

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2018	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2017	Activité
France – Activités de production et commercialisation				
Électricité de France – Société mère		100,00	100,00	P, D, A
Group Support Services (G2S)		100,00	100,00	A
Edvance		95,10	95,10	A
Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels (SOCODEI)		100,00	100,00	A
CHAM SAS		100,00	100,00	A
Sowee		100,00	100,00	A
Immo C47		51,00	100,00	A
Autres holdings (EDF Invest)		100,00	100,00	A
France – Activités régulées				
Enedis		100,00	100,00	D
Électricité de Strasbourg		88,64	88,64	P, D
EDF Production Electrique Insulaire (EDF PEI)		100,00	100,00	P
Framatome				
Framatome	France	75,50	75,50	R
Royaume-Uni				
EDF Energy Holdings Limited (EDF Energy)		100,00	100,00	P, A
EDF Energy UK Ltd		100,00	100,00	A
EDF Development Company Ltd		100,00	100,00	A
Italie				
Edison SpA (Edison)		97,45	97,45	P, A
Transalpina di Energia SpA (TdE SpA)		100,00	100,00	A
Autre international				
EDF International SAS	France	100,00	100,00	A
EDF Belgium SA	Belgique	100,00	100,00	P
EDF Luminus SA	Belgique	68,63	68,63	P, A
EDF Norte Fluminense SA	Brésil	100,00	100,00	P
Ute Paracambi SA	Brésil	100,00	100,00	P
French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co, Ltd (Figlec)	Chine	100,00	100,00	P
EDF (China) Holding Ltd	Chine	100,00	100,00	A
EDF Inc.	États-Unis	100,00	100,00	A
Unistar Nuclear Energy LLC ⁽¹⁾	États-Unis	-	100,00	P
EDF Alpes Investissements SARL	Suisse	100,00	100,00	A
Mekong Energy Company Ltd (MECO)	Vietnam	56,25	56,25	P
EDF Chile Spa	Chili	100,00	100,00	P

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

(1) Unistar a été fusionnée dans EDF Inc.

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2018	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2017	Activité
EDF Renouvelables				
EDF Renouvelables (ex EDF Énergies Nouvelles)	France	100,00	100,00	P, A
Dalkia				
Dalkia	France	99,94	99,94	A
Autres métiers				
EDF Développement Environnement SA	France	100,00	100,00	A
Société Française d'Ingénierie Electronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	France	88,98	88,98	A
Dunkerque LNG ⁽¹⁾	France	-	65,01	A
EDF IMMO et filiales immobilières	France	100,00	100,00	A
Société C2	France	100,00	100,00	A
Société C3	France	100,00	100,00	A
EDF Holding SAS	France	100,00	100,00	A
Citelum	France	100,00	100,00	A
EDF Trading Ltd	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
EDF DIN UK Ltd ⁽²⁾	Royaume-Uni	-	100,00	A
Wagram Insurance Company DAC	Irlande	100,00	100,00	A
EDF Investissements Groupe SA	Belgique	93,89	93,89	A
Océane Re	Luxembourg	99,98	99,98	A
EDF Gas Deutschland GmbH	Allemagne	100,00	100,00	A

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

(1) Dunkerque LNG a été cédée le 30 octobre (voir note 3.3).

(2) EDF DIN UK Ltd a été liquidée.

51.2 SOCIÉTÉ DÉTENUE SOUS FORME D'ACTIVITÉS CONJOINTES

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2018	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2017	Activité
Autres métiers				
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

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

51.3 SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES PAR MISE EN ÉQUIVALENCE

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2018	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2017	Activité
France – Activités de production et commercialisation				
Domofinance	France	45,00	45,00	A
CTE (EDF Invest) ⁽¹⁾	France	50,10	50,10	A
Elisandra IV (<i>Holding</i> Madrileña Red de Gas) (EDF Invest)	Espagne	20,00	20,00	A
Alba Real Estate SCS (EDF Invest)	Luxembourg	46,50	46,50	A
Géosel Manosque (EDF Invest)	France	38,35	38,35	A
Transport Stockage Hydrocarbures (TSH) (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Central Sicaf (EDF Invest)	Italie	24,50	20,00	A
Thyssengaz (EDF Invest)	Allemagne	50,00	50,00	A
Aéroports Côte d'Azur (EDF Invest)	France	19,40	19,40	A
Ecwest SCI A et B (EDF Invest)	France	50,00	-	A
Fallago Rig (EDF Invest)	Royaume-Uni	20,00	-	P
Fenland Wind Farm (EDF Invest)	Royaume-Uni	20,00	-	P
Autre international				
Compagnie Énergétique de Sinop (CES)	Brésil	51,00	51,00	P
Constellation Energy Nuclear Group LLC (CENG)	États-Unis	49,99	49,99	P
SLOE Centrale Holding BV	Pays-Bas	50,00	50,00	P
Shandong Zhonghua Power Company, Ltd	Chine	19,60	19,60	P
Datang Sanmenxia Power Generation Co, Ltd	Chine	35,00	35,00	P
Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd (TNPJVC)	Chine	30,00	30,00	P
Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd	Chine	49,00	49,00	P
Nam Theun 2 Power Company (NTPC) (EDF Invest) ⁽²⁾	Laos	40,00	40,00	P
Alpiq	Suisse	25,04	25,04	P, D, T, A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.
n.a : non applicable

(1) La Coentreprise de Transport d'Électricité « CTE », société détenant la société RTE à 100 %.

(2) NPTC a été partiellement affectée aux actifs dédiés en 2018.

51.4 SOCIÉTÉS POUR LESQUELLES LES DROITS DE VOTE DIFFÈRENT DU POURCENTAGE D'INTÉRÊT

Le pourcentage de droits de vote, déterminant pour le contrôle, diffère du pourcentage d'intérêt du Groupe pour les entités suivantes :

	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2018	Pourcentage de droits de votes détenus au 31/12/2018
Edison SpA	97,45	99,48
EDF Investissements Groupe SA	93,89	50,00

NOTE 52 HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Le tableau ci-dessous présente les honoraires au titre des travaux menés par les Commissaires aux comptes et leur réseau, au cours de l'exercice 2018 :

(en milliers d'euros)

	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit – Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 133	21,1	2 954	18,2
Entités contrôlées ⁽¹⁾	7 249	48,8	10 839	66,9
Sous-total	10 382	69,9	13 793	85,1
Services autres que la certification des comptes ⁽²⁾				
EDF	397	2,7	772	4,8
Entités contrôlées ⁽¹⁾	4 071	27,4	1 640	10,1
Sous-total	4 468	30,1	2 412	14,9
TOTAL	14 850	100	16 204	100

(1) Les entités contrôlées prises en compte sont les filiales intégrées globalement ainsi que les entités contrôlées conjointement dès lors que les honoraires sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé.

(2) Les prestations fournies couvrent les SACC requis par les textes légaux et réglementaires ainsi que les SACC fournis à la demande du Groupe. Elles correspondent principalement à (i) l'émission d'attestations portant sur des informations comptables et financières ou du rapport de l'Organisme Tiers Indépendant sur les informations sociales, environnementales et sociétales prévu par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce (ii) des prestations rendues lors de cessions d'entités (iii) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (iv) des services de revue de processus opérationnels et de conseil en implémentation de systèmes d'information sans lien avec la production de l'information comptable et financière.

Rappel des informations relatives à l'exercice 2017

Le tableau ci-dessous rappelle les honoraires au titre des travaux menés par les Commissaires aux comptes et leur réseau, au cours de l'exercice 2017 :

(en milliers d'euros)

	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit – Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 103	22,1	3 012	19,7
Entités contrôlées	5 133	36,4	10 024	65,6
Sous-total	8 236	58,5	13 036	85,3
Services autres que la certification des comptes				
EDF	906	6,4	778	5,1
Entités contrôlées	4 944	35,1	1 473	9,6
Sous-total	5 850	41,5	2 251	14,7
TOTAL	14 086	100	15 287	100