COMPTES CONSOLIDÉS
AU 31 DÉCEMBRE 2019

Compte de résultat consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2019 (1)	2018 (2)
Chiffre d'affaires	7	71 317	68 546
Achats de combustible et d'énergie	8	(35 091)	(33 056)
Autres consommations externes	9	(8 619)	(9 262)
Charges de personnel	10	(13 793)	(13 642)
Impôts et taxes	11	(3 798)	(3 690)
Autres produits et charges opérationnels	12	6 692	6 002
Excédent brut d'exploitation		**16 708**	**14 898**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*	13	642	(224)
Dotations aux amortissements		(9 994)	(8 775)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(8)	(50)
(Pertes de valeur)/reprises	14	(403)	(290)
Autres produits et charges d'exploitation	15	(185)	(105)
Résultat d'exploitation		**6 760**	**5 454**
Coût de l'endettement financier brut	16.1	(1 806)	(1 712)
Effet de l'actualisation	16.2	(3 161)	(3 464)
Autres produits et charges financiers	16.3	4 606	378
Résultat financier	16	**(361)**	**(4 798)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		**6 399**	**656**
Impôts sur les résultats	17	(1 581)	178
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	26	818	569
Résultat net des activités en cours de cession	19	(454)	(212)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		5 182	1 191
Dont résultat net - part du Groupe		**5 155**	**1 177**
Résultat net des activités poursuivies		5 597	1 384
Résultat net des activités en cours de cession		(442)	(207)
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		**27**	**14**
Activités poursuivies		39	19
Activités en cours de cession		(12)	(5)
Résultat net part du Groupe par action en euros :	20		
Résultat par action		1,50	0,20
Résultat dilué par action		1,50	0,20
Résultat par action des activités poursuivies		1,65	0,27
Résultat dilué par action des activités poursuivies		1,65	0,27

(1) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019 (utilisation de la méthode rétrospective modifiée). Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme (voir note 2.1).

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession (voir note 2.3).

En application de la norme IFRS 5, le résultat net des activités abandonnées est présenté sur la ligne distincte du compte de résultat « résultat net des activités en cours de cession » pour les exercices présentés. L'impact de l'application d'IFRS 5 sur les données publiées en 2018 est présenté en note 2.3.

État du résultat global consolidé

(en millions d'euros)	2019 (1)			2018		
	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
Résultat net consolidé	**5 155**	**27**	**5 182**	**1 177**	**14**	**1 191**
Juste valeur des instruments de couverture – variation brute (2)	818	(55)	763	34	(19)	15
Juste valeur des instruments de couverture – effets d'impôt	(367)	2	(365)	(89)	-	(89)
Juste valeur des instruments de couverture – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	2	-	2	(7)	-	(7)
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	***453***	***(53)***	***400***	***(62)***	***(19)***	***(81)***
Écarts de conversion des entités contrôlées	732	357	1 089	(38)	(79)	(117)
Écarts de conversion des entreprises associées et des coentreprises	90	-	90	117	-	117
Écarts de conversion	***822***	***357***	***1 179***	***79***	***(79)***	**-**
Juste valeur des titres de dettes – variation brute (2)	293	-	293	(115)	-	(115)
Juste valeur des titres de dettes – effets d'impôt	(93)	-	(93)	42	-	42
Juste valeur des titres de dettes – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	5	-	5	(1)	-	(1)
Variation de juste valeur des titres de dettes	***205***	**-**	***205***	***(74)***	**-**	***(74)***
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat	**1 480**	**304**	**1 784**	**(57)**	**(98)**	**(155)**
Juste valeur des titres de capitaux propres – variation brute	(22)	-	(22)	(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	***(22)***	**-**	***(22)***	***(37)***	**-**	***(37)***
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – variation brute (3)	(2 501)	39	(2 462)	3 141	11	3 152
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – effets d'impôt	(62)	(7)	(69)	(309)	(1)	(310)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(153)	-	(153)	69	-	69
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	***(2 716)***	***32***	***(2 684)***	***2 901***	***10***	***2 911***
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat	**(2 738)**	**32**	**(2 706)**	**2 864**	**10**	**2 874**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	**(1 258)**	**336**	**(922)**	**2 807**	**(88)**	**2 719**
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ	**3 897**	**363**	**4 260**	**3 984**	**(74)**	**3 910**
Dont résultat global des activités poursuivies	4 337	375	4 712	4 191	(69)	4 122
Dont résultat global des activités en cours de cession	(440)	(12)	(452)	(207)	(5)	(212)

(1) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019 (utilisation de la méthode rétrospective modifiée). Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme (voir note 2.1).

(2) 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 39.2 et 44.4.

(3) Les variations brutes des écarts actuariels sont présentées en note 34.1.2.

Bilan consolidé

ACTIF *(en millions d'euros)*	Notes	31/12/2019 (1)	31/12/2018
Goodwill	21	10 623	10 195
Autres actifs incorporels	22	9 350	9 918
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	23	58 413	56 515
Immobilisations en concessions des autres activités	24	6 860	7 339
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre et actifs au titre du droit d'utilisation	25	89 099	78 252
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	26	6 414	8 287
Actifs financiers non courants	39	46 219	37 104
Autres débiteurs non courants	29	1 930	1 796
Impôts différés actifs	17.3	557	978
Actif non courant		**229 465**	**210 384**
Stocks	27	14 049	14 227
Clients et comptes rattachés	28	15 606	15 910
Actifs financiers courants	39	29 401	31 143
Actifs d'impôts courants		286	869
Autres débiteurs courants	29	6 881	7 346
Trésorerie et équivalents de trésorerie	40	3 934	3 290
Actif courant		**70 157**	**72 785**
Actifs détenus en vue de leur vente	46	3 662	-
TOTAL DE L'ACTIF		303 284	283 169

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF *(en millions d'euros)*	Notes	31/12/2019 (1)	31/12/2018
Capital	30	1 552	1 505
Réserves et résultats consolidés		44 914	42 964
Capitaux propres – part du Groupe		***46 466***	***44 469***
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	30.5	9 324	8 177
Total des capitaux propres	30	**55 790**	**52 646**
Provisions liées à la production nucléaire – Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	31	55 583	49 204
Autres provisions pour déconstruction	31	1 573	2 033
Provisions pour avantages du personnel	34	20 539	17 627
Autres provisions	31	3 065	2 908
Provisions non courantes	31	***80 760***	***71 772***
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	36	47 465	46 924
Passifs financiers non courants	41	57 002	52 129
Autres créditeurs non courants	38	4 928	4 896
Impôts différés passifs	17.3	2 295	1 987
Passif non courant		**192 450**	**177 708**
Provisions courantes	31	5 556	6 010
Fournisseurs et comptes rattachés	37	12 867	13 421
Passifs financiers courants	41	18 535	17 167
Dettes d'impôts courants		433	205
Autres créditeurs courants	38	16 610	16 012
Passif courant		**54 001**	**52 815**
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	46	1 043	-
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		303 284	283 169

(1) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019 (utilisation de la méthode rétrospective modifiée). Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme (voir note 2.1).

Tableau de flux de trésorerie consolidé

(en millions d'euros)	Notes	**2019** [1]	2018 [2]
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt		**5 983**	**473**
Résultat avant impôt des sociétés en cours de cession		**(416)**	**(183)**
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		**6 399**	**656**
Pertes de valeur / (reprises)		403	290
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		8 328	12 957
Produits et charges financiers		97	718
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		349	387
Plus ou moins-values de cession		(508)	(1 014)
Variation du besoin en fonds de roulement	47.1	452	470
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		***15 520***	***14 464***
Frais financiers nets décaissés		(798)	(1 048)
Impôts sur le résultat payés		(922)	(309)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies		**13 800**	**13 107**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession		**222**	**257**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		**14 022**	**13 364**
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(456)	(484)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée		293	1 261
Investissements incorporels et corporels	47.2	(16 709)	(16 016)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		94	577
Variations d'actifs financiers		1 294	(2 367)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies		**(15 484)**	**(17 029)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession		**(166)**	**(136)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		**(15 650)**	**(17 165)**
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle [3]		1 055	1 548
Dividendes versés par EDF	30.3	(58)	(511)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(155)	(183)
Achats/ventes d'actions propres		(14)	(3)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		***828***	***851***
Émissions d'emprunts		9 080	5 711
Remboursements d'emprunts		(6 976)	(2 724)
Emissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	3.3.2	493	1 243
Rachats de titres subordonnés à durée indéterminée	3.3.3	(1 280)	(1 329)
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	30.4	(589)	(584)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		143	131
Subventions d'investissement reçues		543	351
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		***1 414***	***2 799***
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies		**2 242**	**3 650**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession		**(19)**	**(120)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		**2 223**	**3 530**
Flux de trésorerie des activités poursuivies		558	(272)
Flux de trésorerie des activités en cours de cession		37	1
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		**595**	**(271)**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		3 290	3 692
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		595	(271)
Incidence des variations de change		(5)	(95)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		17	13
Incidence des reclassements		37	(49)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLOTURE	40	3 934	3 290

(1) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019 (utilisation de la méthode rétrospective modifiée). Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme (voir note 2.1).

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession (voir note 2.3).

(3) Apports par augmentations de capital, ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires ou cessions d'intérêts dans des sociétés contrôlées. Comprend en 2019, un montant de 968 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. (743 millions d'euros au 31 décembre 2018). Comprend également 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 3.5.1).

Variation des capitaux propres consolidés

La variation des capitaux propres du 1er janvier au 31 décembre 2019 se présente comme suit :

(en millions d'euros)	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**
Capitaux propres retraités d'IFRS 9 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 titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	(584)	**(584)**	-	**(584)**
Emissions / rachats TSDI	-	-	-	-	(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 [4]	41	-	-	-	806	**847**	-	**847**
Autres variations [5]	-	-	-	-	327	**327**	1 093	**1 420**
Capitaux propres publiés au 31/12/2018	**1 505**	**(56)**	**215**	**(1 856)**	**44 661**	**44 469**	**8 177**	**52 646**
Retraitements IFRIC 23 (voir note 2.2)	-	-	-	-	(10)	**(10)**	-	**(10)**
Capitaux propres retraités au 01/01/2019	**1 505**	**(56)**	**215**	**(1 856)**	**44 651**	**44 459**	**8 177**	**52 636**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	822	658	(2 738)	**(1 258)**	336	(922)
Résultat net	-	-	-	-	5 155	**5 155**	27	5 182
Résultat global consolidé	**-**	**-**	**822**	**658**	**2 417**	**3 897**	**363**	**4 260**
Rémunération des TSDI	-	-	-	-	(589)	**(589)**	-	(589)
Emissions / rachats TSDI (voir notes 3.3.2 et 3.3.3)	-	-	-	-	(1 125)	**(1 125)**	-	(1 125)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(941)	**(941)**	(155)	(1 096)
Achats/ventes d'actions propres	-	(8)	-	-	-	**(8)**	-	(8)
Augmentation de capital d'EDF [6]	47	-	-	-	834	**881**	-	881
Autres variations [7]	-	-	-	-	(108)	**(108)**	939	831
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2019	**1 552**	**(64)**	**1 037**	**(1 198)**	**45 139**	**46 466**	**9 324**	**55 790**

(1) Les écarts de conversion varient de 822 millions d'euros au 31 décembre 2019 et sont principalement liés au GBP et au recyclage en résultat des réserves de conversion d'Alpiq à la suite de la cession du 28 mai 2019.

(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 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.

(5) 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. 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.

(6) En 2019, 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 2018 et de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2019 pour un montant de 881 millions d'euros (voir note 30.1).

(7) En 2019, 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 967 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 13

NOTE 2 COMPARABILITÉ DES EXERCICES 43

2.1 IFRS 16 - CONTRATS DE LOCATION 43
2.2 IFRIC 23 - INCERTITUDE RELATIVE AU TRAITEMENT DES IMPOTS SUR LE RESULTAT 44
2.3 IFRS 5 - PROJET DE CESSION DE L'ACTIVITE E&P 44

NOTE 3 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS 48

3.1 DÉVELOPPEMENTS DANS LE NUCLÉAIRE 48
3.2 PLANS DE CESSION 51
3.3 OPÉRATIONS DE FINANCEMENT 52
3.4 ÉNERGIES RENOUVELABLES 53
3.5 OPÉRATIONS ET ÉVÉNEMENTS MAJEURS DE L'EXERCICE 2018 55

NOTE 4 ÉVOLUTIONS RÉGLEMENTAIRES EN FRANCE 58

4.1 PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE (PPE) ET LOI ENERGIE CLIMAT 58
4.2 TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTES D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (TRV – TARIFS BLEUS) 61
4.3 TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE (TURPE) 62
4.4 COMPENSATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE (CSPE) 64
4.5 MECANISME DE CAPACITE 65
4.6 CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE (CEE) 66
4.7 ARENH 66

NOTE 5 ÉVOLUTIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION 67

NOTE 6 INFORMATIONS SECTORIELLES 67

6.1 INFORMATIONS PAR SECTEUR OPÉRATIONNEL 67
6.2 CHIFFRE D'AFFAIRES EN PROVENANCE DE CLIENTS TIERS VENTILÉ PAR GROUPES DE PRODUITS OU SERVICES 70

COMPTE DE RÉSULTAT 71

NOTE 7 CHIFFRE D'AFFAIRES 71

NOTE 8 ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE 72

NOTE 9 AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES 72

NOTE 10 CHARGES DE PERSONNEL 73

10.1 CHARGES DE PERSONNEL 73
10.1 EFFECTIFS MOYENS 73

NOTE 11 IMPÔTS ET TAXES 73

NOTE 12 AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS 74

12.1 SUBVENTIONS D'EXPLOITATION 74
12.2 RESULTATS DE DÉCONSOLIDATION ET DE CESSION D'IMMOBILISATIONS 74
12.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES 74

NOTE 13 VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DERIVES ENERGIE ET MATIERES PREMIERES HORS ACTIVITES DE TRADING 75

NOTE 14 PERTES DE VALEUR / REPRISES 75

14.1 PERTES DE VALEUR PAR CATÉGORIE D'IMMOBILISATIONS 75
14.2 TESTS DE PERTE DE VALEUR SUR LES GOODWILL, ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS 76

NOTE 15 AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION 81

NOTE 16 RÉSULTAT FINANCIER 82

16.1 COUT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT 82
16.2 EFFET DE L'ACTUALISATION 82
16.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS 82

NOTE 17 IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS 83
17.1 VENTILATION DE LA CHARGE D'IMPÔT 83
17.2 RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE ET DE LA CHARGE D'IMPÔT EFFECTIVE (PREUVE D'IMPOT) 83
17.3 VARIATION DES ACTIFS ET PASSIFS D'IMPOTS DIFFÉRÉS 84
17.4 VENTILATION DES IMPÔTS DIFFÉRÉS PAR NATURE 85
NOTE 18 CONTRATS DE LOCATION 85
NOTE 19 RESULTAT DES ACTIVITES EN COURS DE CESSION 86
NOTE 20 RÉSULTAT NET ET RÉSULTAT NET DILUÉ PAR ACTION 87
ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES 88
NOTE 21 GOODWILL 88
21.1 VARIATION DES GOODWILL 88
21.2 RÉPARTITION DES GOODWILL PAR SECTEUR OPÉRATIONNEL 89
NOTE 22 AUTRES ACTIFS INCORPORELS 89
NOTE 23 IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE 90
23.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE 90
23.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS) 90
NOTE 24 IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS 91
24.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS 91
24.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS) 91
NOTE 25 IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION, AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE ET ACTIFS AU TITRE DU DROIT D'UTILISATION 92
25.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION, AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE ET ACTIFS AU TITRE DU DROIT D'UTILISATION 92
25.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS ET ACTIFS AU TITRE DU DROIT D'UTILISATION) 93
25.3 ACTIFS AU TITRE DU DROIT D'UTILISATION 94
NOTE 26 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES CO-ENTREPRISES 95
26.1 COENTREPRISE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (CTE) 96
26.2 TAISHAN 96
NOTE 27 STOCKS 97
NOTE 28 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS 97
28.1 CREANCES ÉCHUES/NON ÉCHUES 98
28.2 OPÉRATIONS DE MOBILISATION DE CRÉANCES 98
28.3 INFORMATION SUR LES ACTIFS SUR CONTRAT 98
NOTE 29 AUTRES DÉBITEURS 99
NOTE 30 CAPITAUX PROPRES 99
30.1 CAPITAL SOCIAL 99
30.2 ACTIONS PROPRES 99
30.3 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES 100
30.4 INSTRUMENTS DE CAPITAUX PROPRES 100
30.5 PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE (INTÉRETS MINORITAIRES) 101
NOTE 31 PROVISIONS 102
NOTE 32 PROVISIONS LIÉES A LA PRODUCTION NUCLEAIRE – AVAL DU CYCLE, DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES ET DERNIERS CŒURS 103
32.1 PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE 104

32.2 PROVISIONS NUCLÉAIRES D'EDF ENERGY ... 114
NOTE 33 AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ... 117
NOTE 34 PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL ... 118
34.1 GROUPE EDF ... 118
34.2 FRANCE (ACTIVITÉS RÉGULÉES ET ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION) ... 120
34.3 ROYAUME-UNI ... 124
NOTE 35 AUTRES PROVISIONS ... 127
NOTE 36 PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE ... 128
NOTE 37 FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS ... 128
NOTE 38 AUTRES CRÉDITEURS ... 129
38.1 AVANCES ET ACOMPTES REÇUS ... 129
38.2 DETTES FISCALES ... 129
38.3 PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE SUR CONTRATS LONG TERME ... 129
38.4 AUTRES DETTES ... 129
38.5 INFORMATION SUR LES PASSIFS SUR CONTRAT ... 130
ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS ... 131
NOTE 39 ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS ... 131
39.1 RÉPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS ... 131
39.2 TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES ... 131
39.3 PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES ... 132
39.4 VARIATION DES ACTIFS FINANCIERS HORS DÉRIVÉS ... 133
NOTE 40 TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE ... 134
NOTE 41 PASSIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS ... 134
41.1 RÉPARTITION COURANT/NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS ... 134
41.2 EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES ... 135
41.3 ENDETTEMENT FINANCIER NET ... 138
NOTE 42 AUTRES INFORMATIONS SUR LES ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS ... 139
42.1 JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS ... 139
42.2 COMPENSATION D'ACTIFS ET DE PASSIFS FINANCIERS ... 140
NOTE 43 GESTION DES RISQUES MARCHÉS ET DE CONTREPARTIE ... 141
NOTE 44 INSTRUMENTS DERIVÉS ET COMPTABILITÉ DE COUVERTURE ... 142
44.1 COUVERTURE DE JUSTE VALEUR ... 143
44.2 COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE ... 143
44.3 COUVERTURE D'INVESTISSEMENTS NETS À L'ÉTRANGER ... 143
44.4 IMPACT DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE EN CAPITAUX PROPRES ... 144
44.5 COUVERTURES DE JUSTE VALEUR LIÉES AUX MATIÈRES PREMIÈRES ... 146
NOTE 45 INSTRUMENTS DÉRIVÉS NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE ... 146
45.1 DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION ... 147
45.2 DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION ... 147
45.3 CONTRATS DÉRIVÉS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE ... 148
ACTIFS ET PASSIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE ... 149
NOTE 46 ACTIFS ET PASSIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE ... 149
FLUX DE TRÉSORERIE ET AUTRES INFORMATIONS ... 151
NOTE 47 FLUX DE TRÉSORERIE ... 151
47.1 VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT ... 151
47.2 INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS ... 151
47.3 DECAISSEMENTS RELATIFS AUX CONTRATS DE LOCATION ... 151
NOTE 48 ACTIFS DEDIÉS D'EDF ... 151

48.1 RÉGLEMENTATION 151
48.2 COMPOSITION ET ÉVALUATION DES ACTIFS DÉDIÉS 152
48.3 VALORISATION DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF 154
48.4 SITUATION DE COUVERTURE DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME 155
48.5 ÉVOLUTIONS DES ACTIFS DÉDIÉS SUR L'EXERCICE 2019 155
48.6 ACTIFS DEDIÉS DE FRAMATOME ET CYCLIFE FRANCE (EX SOCODEI) 156

NOTE 49 ENGAGEMENTS HORS BILAN 156

49.1 ENGAGEMENTS DONNÉS 156
49.2 ENGAGEMENTS REÇUS 161

NOTE 50 PASSIFS ÉVENTUELS 163

50.1 CONTRÔLES FISCAUX 163
50.2 LITIGES EN MATIÈRE SOCIALE 163
50.3 CONTENTIEUX AVEC DES PRODUCTEURS PHOTOVOLTAÏQUES 163
50.4 EDISON – VENTE D'AUSIMONT (SITE DE BUSSI) 164
50.5 ENEDIS – QUADLOGIC 165

NOTE 51 PARTIES LIÉES 165

51.1 TRANSACTIONS AVEC LES SOCIÉTÉS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION 165
51.2 RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT 166
51.3 RÉMUNERATION DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION 167

NOTE 52 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE 167

NOTE 53 PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU 31 DÉCEMBRE 2019 167

53.1 SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES PAR INTÉGRATION GLOBALE 168
53.2 SOCIÉTÉ DÉTENUE SOUS FORME D'ACTIVITÉS CONJOINTES 169
53.3 SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES PAR MISE EN ÉQUIVALENCE 170
53.4 SOCIÉTÉS POUR LESQUELLES LES DROITS DE VOTE DIFFÈRENT DU POURCENTAGE D'INTÉRÊT 170

NOTE 54 HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES 171

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 2019.

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, les services énergétiques, la fabrication d'équipements et d'assemblages de combustibles nucléaires ainsi que les prestations de services pour les réacteurs.

Les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2019 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 13 février 2020. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale, qui se tiendra le 7 mai 2020.

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 2019 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 2019. 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 2019.

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 2019 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2018 à l'exception des changements ci-après :

1.2.1 IFRS 16 « Contrats de location »

La norme IFRS 16 « Contrats de location », applicable pour les exercices ouverts à partir du 1er janvier 2019, a été adoptée par l'Union européenne le 31 octobre 2017. Les principes de comptabilisation et d'évaluation désormais applicables aux contrats de location sont précisés dans la note 1.3.13 et les informations requises par la norme IAS 8 et la norme IFRS 16 sur les effets de son application par le Groupe sont détaillées en note 2.1.

1.2.2 IFRIC 23 Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat

Cette interprétation, adoptée le 23 octobre 2018 par l'Union européenne, est applicable aux exercices ouverts à compter du 1er 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. Les méthodes applicables sont présentées en note 1.3.8 et les impacts sont décrits dans la note 2.2.

1.2.3 Améliorations annuelles des IFRS cycle 2015 - 2017

Ces améliorations, adoptées le 14 mars 2019 par l'Union européenne, contiennent des amendements à :

- IAS 23 « Coûts d'emprunt » : les emprunts spécifiques correspondants à un actif qualifié doivent être intégrés dans la base des emprunts généraux une fois que la construction de l'actif qualifié est achevée ;
- IFRS 3 et IFRS 11 : évaluation des intérêts détenus antérieurement dans une entreprise commune lors d'une prise de contrôle ;
- IAS 12 « Impôts sur le résultat » : comptabilisation de l'effet d'impôts sur les dividendes en résultat.

Ces amendements n'ont pas d'impact sur les comptes du Groupe.

1.2.4 Amendements à IAS 19 « Modification, réduction ou liquidation d'un régime »

Ces amendements ont été adoptés le 13 mars 2019 par l'Union européenne. Ils clarifient le fait qu'en cas de modification, réduction ou liquidation de régime intervenant en cours d'exercice, une société doit mettre à jour ses hypothèses actuarielles à la date du changement, pour évaluer et comptabiliser le coût des services rendus et l'intérêt net au titre des prestations définies à compter de la date du changement pour la portion restante de l'exercice.

Les dispositions de ces amendements ont été mises en œuvre par le Groupe dans le cadre de la liquidation du plan de retraite américain du secteur Framatome et n'ont pas entraîné d'impact significatif sur les comptes du Groupe (voir note 34.1.1).

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

Ces amendements ont été adoptés le 8 février 2019 par l'Union européenne. Ils précisent que l'entité doit appliquer en premier lieu IFRS 9 « Instruments financiers » pour la dépréciation des 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.

Ces amendements n'ont pas d'impact sur les comptes du Groupe.

1.2.6 Amendements à IFRS 9 « Caractéristiques de remboursement anticipé avec rémunération négative »

Ces amendements, adoptés le 22 mars 2018 par l'Union européenne, permettent, sous conditions, que des actifs financiers remboursables sur option par anticipation et entraînant alors une rémunération négative puissent être évalués au coût amorti.

Ces amendements n'ont pas d'impact sur les comptes du Groupe.

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

Amendements à IFRS 3 « Regroupement d'entreprises : Définition d'une entreprise » publié le 22 octobre 2018

Ces textes seraient applicables aux regroupements réalisés à compter du 1er janvier 2020. Ils visent à clarifier la distinction entre une acquisition d'entreprises et une acquisition d'actifs.

A date, le Groupe n'anticipe pas d'impact pouvant résulter de l'application de ces amendements.

1.2.8 Autres décisions : règlement physique des contrats pour acheter ou vendre un élément non-financier (IFRS 9 Instruments financiers)

L'IFRS Interpretations Committee a publié en mars 2019 une décision qui traite du mode de comptabilisation des contrats particuliers d'achat ou de vente futurs d'un élément non financier à un prix fixe. Cette décision n'a pas d'impact sur la pratique actuelle du Groupe, ni sur la présentation de ses états financiers.

1.2.9 Textes adoptés par l'Union Européenne et applicables à compter du 1er janvier 2020

Réforme des taux interbancaires de référence – amendements à IFRS 9, IAS 39 et IFRS 7

Le Groupe s'est organisé pour une transition progressive vers les taux sans risque (RFR alternatifs[1]), en associant les fonctions finance, juridique, risques et informatique ainsi que l'ensemble des entités. En parallèle, le Groupe reste attentif aux travaux de place et publications des différentes instances et plus particulièrement au niveau de l'IFRIC et de l'IASB concernant les potentiels effets sur la comptabilité de couverture.

A date, le Groupe n'anticipe pas d'impact matériel pouvant résulter de l'application de ces amendements.

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.

Le réacteur 1 de la centrale de Tricastin a été recouplé au réseau le 23 décembre 2019, après sa quatrième visite décennale. Il s'agit de la première tranche du palier 900 MW à franchir cette étape au-delà de 40 ans.

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.

[1] *Les risk-free rates ou RFR alternatifs ont vocation à devenir les nouveaux indices de référence standards pour pallier la disparition des indices de référence critiques.*

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 2019 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 32.1.5.

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 usé.

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 2019 sont détaillées en note 34. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2019 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 34.

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 révise ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour.

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

1.3.2.5 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'arrêté 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'arrêté 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 1.3.12.2.1). 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 1.3.22. 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 48.3). 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, 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 53.

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 influer 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.

Les principales activités conjointes du Groupe correspondent aux activités d'optimisation de LNG de Jera Global Market, co-détenue par EDF Trading, et d'exploitation de stockage de gaz de Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (FSG).

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.

Des opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et de gaz sont réalisées par certaines entités du Groupe, dans le but d'équilibrer l'offre et la demande, dans le respect de sa politique de gestion des risques. Les ventes réalisées dans ce cadre sont comptabilisées nettes des achats. Lorsque la position nette en euros d'une entité est vendeuse, celle-ci est présentée dans les « ventes d'énergie ». Si la position nette en euros est acheteuse, elle est présentée dans les « achats de combustible et d'énergie ».

Conformément aux dispositions d'IFRS 15 relatives à la distinction agent/principal, les prestations d'acheminement sont reconnues en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'énergie aux clients :

- 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 prestations de raccordement au réseau d'électricité en France sont reconnues en chiffre d'affaires à la date de mise en exploitation des ouvrages de raccordement.

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.

Par ailleurs, le chiffre d'affaires inclut les opérations de négoce sur le marché de l'énergie (*trading*) qui entrent dans le champ de la norme IFRS 9 et sont comptabilisées pour le montant de la marge réalisée.

Mécanisme de capacité

Des mécanismes de capacité ont été mis en place en France, au Royaume-Uni et en Italie 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 1er 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) 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, instauré en 2014, repose sur un système d'enchères organisé par le gestionnaire de réseau « National Grid » 4 ans avant l'année de livraison et auxquelles les exploitants peuvent participer. L'année de livraison couvre la période du 1er octobre au 30 septembre. 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'était pas conforme aux dispositions européennes en matière d'aides d'Etat. Aucun chiffre d'affaires n'avait ainsi été reconnu à ce titre sur la période de suspension relative à 2018.

  Le 24 octobre 2019, à l'issue d'une enquête approfondie, la Commission européenne a de nouveau approuvé, au regard des règles de l'UE en matière d'aides d'État, le mécanisme de capacité britannique. Cette décision a autorisé la reprise des paiements en suspens depuis novembre 2018. En 2019, les fournisseurs d'électricité ont dû procéder au paiement rétroactif de leur obligation de capacité et les producteurs d'électricité ont reconnu en chiffre d'affaires l'intégralité des revenus relatifs à la période suspendue dont l'encaissement est intervenu en janvier et février 2020.

- Dispositif italien : Un mécanisme de capacité a été mis en place en 2019 dont les règles ont été approuvées par un décret du ministère du Développement Économique du 28 juin 2019.

  Ce mécanisme repose sur un système d'enchères par année de livraison organisé par TERNA, le gestionnaire du réseau de transport italien. Les exploitants d'installations de production et de stockage, existantes ou à venir, peuvent participer à ces enchères. Les opérateurs dont les installations sont sélectionnées sont rémunérés par une prime fixe durant un an pour les capacités existantes et 15 ans pour les capacités à venir. La prime fixe est versée l'année de livraison.

  L'opérateur sélectionné a l'obligation de mettre à disposition ses capacités sur le marché *day-ahead* (*Mercato del Giorno Prima*) et sur le marché d'ajustement (*Mercato per il Servizo di Dispacciamento*). Dans l'hypothèse où le prix de vente sur ces marchés s'établit à un prix supérieur à un prix cible défini par l'autorité de régulation pour l'énergie (ARERA), la différence positive doit être reversée par l'opérateur à TERNA.

  Deux enchères ont été organisées en 2019 pour les années de livraison 2022 et 2023 et EDISON a été retenu à hauteur de 3,8 GW pour 2022 et 3,3 GW pour 2023 à un prix annuel de 75 000€/MW pour les nouvelles installations et 33 000€/MW pour les capacités existantes.

  La prime fixe sera reconnue en chiffre d'affaires sur l'année de livraison correspondante et sera minorée le cas échéant des reversements à TERNA ou en cas d'indisponibilité de la capacité.

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.

En application de l'interprétation IFRIC 23, un actif ou un passif d'impôt est comptabilisé en présence d'un traitement fiscal incertain. Si le Groupe estime probable que l'administration fiscale n'acceptera pas ce traitement, il comptabilise un passif d'impôt ou, s'il estime probable que l'administration lui remboursera un impôt déjà acquitté, il comptabilise un actif d'impôt. L'actif et le passif d'impôt relatifs à ces incertitudes sont évalués, au cas par cas, au montant le plus probable ou à la moyenne pondérée des différents scenarii envisagés. Les actifs et passifs d'impôts liés à un traitement fiscal incertain sont présentés au sein des rubriques d'impôts différés.

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 Regroupements d'entreprises

En application de la norme IFRS 3, les regroupements d'entreprises intervenus à compter du 1er 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 1er 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 comptabilisée en capitaux propres.

1.3.10 Goodwill et autres actifs incorporels

1.3.10.1 Goodwill

1.3.10.1.1 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.

1.3.10.1.2 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 1.3.14.

1.3.10.2 Autres actifs incorporels

1.3.10.2.1 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.

1.3.10.2.2 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 1.3.10.2.3) ;
- 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 1.3.26) ;
- 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 1.3.12.2.4) ;
- 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.

1.3.10.2.3 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).

Ces activités concernent les activités E&P en cours de cession (voir note 2.3).

1.3.11 Immobilisations en concessions, immobilisations de production et autres immobilisations corporelles

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

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

1.3.11.1 Évaluation initiale

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

- Le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif.
- Les 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 1.3.20).
- Pour les installations de production nucléaire, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers cœurs (voir note 1.3.20).

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 opérations nécessaires à la poursuite de l'exploitation des installations de production réalisées lors des programmes d'arrêt, en particulier pendant les inspections dites majeures, 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.

1.3.11.2 Mode et durées d'amortissement

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

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 60 ans
- installations éoliennes et photovoltaïques — 20 à 25 ans
- autres installations générales — 10 à 20 ans

1.3.12 Contrats de concession

1.3.12.1 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.

1.3.12.2 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.

1.3.12.2.1 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 le régime de la concession de service public. A cet effet, les autorités concédantes (collectivités territoriales ou établissements publics de coopération agissant en qualité d'Autorité Organisatrice de la Distribution d'Energie - AODE) 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 des parties. Enedis dessert ainsi 95 % de la population métropolitaine continentale. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD) (dont Electricité de Strasbourg).

Modèles de contrat

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

Modèle de contrat 1992

Le modèle de cahier des charges de concessions de 1992 (mis à jour en 2007), négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) et EDF a été 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, la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis ont signé un accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession, 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, portant sur une sélection d'investissements quantifiés et localisés. Ces investissements font l'objet d'une évaluation financière pour la durée du programme.

Les PPI sont actualisés en tant que de besoin, après concertation entre Enedis et l'autorité concédante, afin de tenir compte de l'évolution des orientations en matière d'investissements et de ressources financières de chacun.

S'il était constaté à l'issue d'un PPI un non-respect des investissements faisant l'objet de l'engagement financier d'Enedis, l'autorité concédante pourrait enjoindre à 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.

Traitement comptable

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 et d'Enedis en particulier, puisse un jour être remis en cause.

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 (concédant ou concessionnaire), pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant.

1.3.12.2.2 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).

1.3.12.2.3 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, actionnaire à 100 % de RTE.

1.3.12.2.4 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 ».

1.3.12.3 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 réseaux de distribution locale de gaz, de sites de production hydraulique et de services énergétiques. 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.

1.3.13 Contrats de location

A compter du 1er janvier 2019, les règles et méthodes comptables du Groupe ont fait l'objet de modifications présentées ci-après. Ces règles comptables ne s'appliquent qu'à la comptabilisation des contrats de location sur l'exercice 2019, étant donné que sur l'exercice comparatif 2018, les dispositions de la norme IAS 17 restent en vigueur.

Selon la norme IFRS 16, un contrat est ou contient un contrat de location s'il confère le droit de contrôler l'utilisation d'un actif identifié pour un certain temps, moyennant une contrepartie.

Les accords identifiés 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, sont qualifiés de contrats de location au regard des dispositions de la norme IFRS 16.

1.3.13.1 Comptabilisation d'un contrat de location en tant que preneur selon IFRS 16

Les contrats de location du Groupe en tant que preneur 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 et industriels.

Selon la norme IFRS 16, lors de la mise à disposition d'un bien en location, celui-ci est comptabilisé au bilan du preneur, sous la forme d'un actif au titre du droit d'utilisation, présenté au sein des « Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre et actifs au titre du droit d'utilisation » en contrepartie d'une dette liée à l'obligation locative, présentée parmi les « Passifs financiers courants et non courants ».

Lors de la comptabilisation initiale d'un contrat, le droit d'usage et la dette de location sont évalués par actualisation des loyers futurs, sur la durée du contrat de location en prenant en compte les hypothèses de renouvellement des baux ou de résiliation anticipée si ces options sont raisonnablement certaines d'être exercées.

En règle générale, le taux implicite étant difficilement déterminable, c'est le taux d'endettement marginal du preneur qui est utilisé pour le calcul de l'actualisation de la dette locative. Celui-ci est 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 à cette date ou, dans certains cas, sur la base de celui spécifique à une filiale.

Ultérieurement, le droit d'utilisation est amorti sur la durée attendue de location. La dette est, quant à elle, évaluée au coût amorti ; c'est-à-dire augmentée des intérêts calculés comptabilisés en résultat financier, et réduite du montant des loyers versés.

Le Groupe a choisi d'appliquer les exemptions de comptabilisation permises par la norme : les contrats ayant une durée inférieure ou égale à 12 mois ou portant sur des biens dont la valeur à neuf individuelle est inférieure à 5 000 dollars ne sont pas comptabilisés au bilan. En conséquence, les loyers afférents à ces contrats sont enregistrés au compte de résultat de manière linéaire sur la durée de location.

Si le Groupe réalise une opération de cession-bail – consistant à vendre un bien à un tiers pour le reprendre en location en tant que preneur – qualifiée de vente au sens de la norme IFRS 15, l'actif au titre du droit d'utilisation consécutif au bail est évalué sur la base de la valeur comptable antérieure du bien, à laquelle s'applique le ratio représentant la proportion du droit d'utilisation conservée par le Groupe. De même, le produit de cession résultant de la vente du bien par le Groupe se rapporte uniquement à la proportion du droit d'utilisation effectivement cédée au tiers. La dette locative n'est quant à elle ajustée que si les conditions de vente ou de prise à bail ne reflètent pas les valeurs de marché.

Les engagements hors bilan de location, présentés dans la note 49.1.1, portent sur :

- Les contrats de location de courte durée (inférieure ou égale à 12 mois) ;
- Les contrats de location sur des actifs de faible valeur (valeur à neuf < 5 000 dollars) ;
- Les contrats de location signés mais pour lesquels les biens loués n'ont pas encore été mis à disposition (par exemple les biens en cours de construction).

1.3.13.2 Comptabilisation d'un contrat de location en tant que bailleur

Les dispositions de comptabilisation d'un contrat de location dans lequel le Groupe est bailleur dépendent de la qualification du contrat. Si celui-ci représente une location-financement suite au transfert au preneur de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété du bien, le Groupe constate un actif financier à son bilan en lieu et place de l'immobilisation initiale ; la créance est alors égale à la valeur actualisée des loyers à recevoir.

1.3.14 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 CO_2, la demande en électricité, les interconnections, 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 CO_2, 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.

1.3.15 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 48.

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

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

1.3.15.1 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.

1.3.15.1.1 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.

1.3.15.1.2 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 1.3.15.3).

1.3.15.1.3 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 ».

1.3.15.1.4 Emprunts et dettes financières

En dehors des modalités spécifiques liées à la comptabilité de couverture (voir note 1.3.15.3.3 (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.

1.3.15.2 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.

1.3.15.3 Instruments financiers dérivés

1.3.15.3.1 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.

1.3.15.3.2 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 1.3.15.3.3).

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.

1.3.15.3.3 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.

1.3.15.4 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.

1.3.15.5 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.

1.3.16 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.

1.3.16.1 Combustible nucléaire

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 usé 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 usé 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.

1.3.16.2 Autres stocks

Sont enregistrés dans les autres comptes de stocks :

- les autres combustibles, qui comprennent les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ainsi que les stocks de gaz ;
- les autres approvisionnements destinés à l'exploitation, ils sont constitués des 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 en-cours de production de biens et de services, liés notamment aux activités d'EDF Renouvelables, de Dalkia et de Framatome ;
- d'autres stocks, qui comprennent notamment les certificats relatifs aux différents dispositifs environnementaux (voir note 1.3.26) et aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France voir note 1.3.7).

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.

1.3.17 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 présentés 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.

1.3.18 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 ».

1.3.19 Capitaux propres

1.3.19.1 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.

1.3.19.2 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.

1.3.19.3 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.

1.3.19.4 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 confère 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 3.3.2, 3.3.3 et 30.4).

1.3.20 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.

1.3.20.1 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 usé, 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 32.

1.3.20.2 Autres provisions

Les autres provisions concernent notamment :

- les risques liés aux filiales et participations ;
- les risques fiscaux hors impôt sur les sociétés ;
- 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 et de prestations de service :

- 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 ;
- les pertes sur contrats de prestations de service liés à l'activité gaz sont évaluées en comparant les coûts liés à l'exécution du contrat et les avantages économiques en découlant basés sur les hypothèses de marché et de commercialisation.

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 1.3.26).

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.

1.3.21 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.).

1.3.21.1 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 duration 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 duration 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 et aux excédents de rendement des actifs de couverture par rapport aux taux d'actualisation appliqués,
  - l'effet de la limitation au plafonnement de l'actif dans les cas où il trouverait à s'appliquer.

1.3.21.2 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.

1.3.21.2.1 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 1er 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 1er 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.

1.3.21.2.2 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 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.

1.3.21.3 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.

1.3.22 Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité en France se décomposent de la façon suivante :

- les droits de l'autorité concédante sur les biens existants (droit de l'autorité concédante de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés) constitués par la contre-valeur en nature des ouvrages (soit la valeur nette comptable des ouvrages concédés), déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- les droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler (obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler). Ces passifs non financiers recouvrent :
    - l'amortissement constitué sur la partie des biens réputés financés par le concédant ;

- la provision pour renouvellement pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession, (modèle de cahier des charges de 1992). Elle est constituée sur la durée de vie de l'ouvrage et est assise sur la différence entre la valeur de remplacement à capacité et fonctionnalités identiques et la valeur d'origine. A chaque arrêté, la valeur de remplacement fait l'objet d'une revalorisation sur la base d'indices issus de publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés.

Lors du renouvellement des biens, les amortissements constitués sur la partie des biens réputée financée par l'autorité concédante et la provision pour renouvellement constituée au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants. 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 1,4 % 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 3,7 % (taux d'inflation de 1,6 % et taux d'actualisation de 4,00 % au 31 décembre 2018) ;
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 3,7 %.

Le tableau qui suit donne les impacts d'Enedis d'une telle simulation pour l'exercice 2019 :

- Impacts sur le compte de résultat

(en millions d'euros et avant impôt)	2019
Résultat d'exploitation	2 388
Résultat financier	(637)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	1 751

- Impacts bilan – capitaux propres

(en millions d'euros et avant impôt)	2019
À l'ouverture	1 251
À la clôture	3 003

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.

1.3.23 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.

1.3.24 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.

1.3.25 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 1.3.21) et des charges relatives aux passifs nucléaires (principalement en France – voir note 48 – et au Royaume-Uni – voir note 32.2) ;
- les actifs corporels et incorporels, ainsi que les passifs associés relatifs à des contrats de concession, soumis ou non à des mécanismes régulatoires (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, Electricité de Strasbourg et Dalkia), et dans une moindre mesure en Italie (voir notes 1.3.12 et 1.3.22) ;
- 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 41.2.6) et certaines disponibilités et équivalents de trésorerie font l'objet de restrictions (voir note 40).

1.3.26 Environnement

1.3.26.1 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 n° 2003/87/CE a établi, depuis le 1er 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. Les droits et les obligations rattachés à ce dispositif sont revus périodiquement.

La troisième période, du 1er janvier 2013 à 31 décembre 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 Luminus (ex EDF Luminus).

Le traitement comptable des droits d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques, coexistent dans le Groupe :

- Les droits détenus dans le cadre du modèle « Négoce » sont comptabilisés en « Autres 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 « Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts » :
  - 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.

1.3.26.2 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 à restituer (dispositif en vigueur au Royaume-Uni, en Italie 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, Edison et Luminus).

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.

1.3.26.3 Certificats d'Économies d'Énergie (CEE)

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 la législation, sous l'égide de directives communautaires.

La loi française du 13 juillet 2005, instaurant un système de Certificats d'Économies d'Énergie (CEE), soumet les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excédent un seuil, à des obligations d'économie d'énergie sur une période initialement triennale.

Pour satisfaire cette obligation, le Groupe EDF dispose de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par l'État et les achats de certificats à des acteurs éligibles.

Les dépenses réalisées dans ce cadre sont comptabilisées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues, dans le poste « Autres produits et charges opérationnels ». Les dépenses excédant l'obligation cumulée à la date d'arrêté sont comptabilisées en stocks. Ces derniers pourront être utilisés pour éteindre l'obligation des exercices ultérieurs.

Le cas échéant, une provision est comptabilisée si les économies d'énergie réalisées sont inférieures à l'obligation cumulée à la date d'arrêté. Elle correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées. A défaut de pouvoir engager ces actions, la provision est évaluée au coût des pénalités.

1.3.26.4 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 (ouvrages pour faciliter le passage des poissons migrateurs, installations de traitements des effluents…) ;
- 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 16 - CONTRATS DE LOCATION

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

Le Groupe a opté pour la méthode rétrospective dite « modifiée » qui consiste à comptabiliser l'effet cumulé de la première application de la norme comme un ajustement des capitaux propres à la date de première application, à savoir au 1er janvier 2019. Cette méthode prévoit la comptabilisation d'un passif égal aux loyers résiduels actualisés, en contrepartie d'un actif au titre du droit d'utilisation ajusté du montant des loyers payés d'avance ou à payer. Le Groupe a choisi la méthode d'évaluation de l'actif au titre du droit d'utilisation à un montant égal à celui du passif de loyers.

L'information comparative présentée dans les états primaires et dans les notes annexes n'est pas retraitée des impacts de la mise en place de la norme.

Le taux d'actualisation moyen pondéré appliqué par le Groupe pour le calcul de la dette locative au 1er janvier 2019 sur la durée résiduelle des contrats ressort à 1,61 % (voir note 1.3.13).

Le Groupe a choisi d'appliquer les exemptions de comptabilisation permises par la norme et mentionnées dans la note 1.3.13.1 et de ne pas réapprécier les accords précédemment qualifiés de contrats de location ou de prestation de services en application d'IFRIC 4 à la date de première application.

2.1.1 Impact à la transition au 1er janvier 2019

En application de la méthode rétrospective modifiée, la mise en œuvre de la norme à la date de transition se traduit par un impact sur l'endettement financier net et par la reconnaissance d'un actif au titre du droit d'utilisation de 4 492 millions d'euros.

Les écarts entre les engagements de location simple présentés en application d'IAS 17 au 31 décembre 2018 et la dette locative estimée selon IFRS 16 concernant ces mêmes contrats au 1er janvier 2019 s'expliquent de la manière suivante :

(en millions d'euros)	01/01/2019
Engagements de location simple en tant que preneur au 31/12/2018 (note 49.1.1.3)	4 375
Contrats non comptabilisés en application des exemptions d'IFRS 16 et autres	(105)
Différences dans les durées retenues liées aux options de résiliation et de prolongation dont l'exercice est raisonnablement certain	1 125
Contrats signés en 2018 pour un actif disponible après le 1er janvier 2019	(329)
Dette locative non actualisée au titre d'IFRS 16 au 01/01/2019	5 066
Effet de l'actualisation	(574)
Dette locative actualisée au titre d'IFRS 16 au 01/01/2019	4 492

Ce montant de droit d'utilisation et de dette locative vient s'ajouter aux immobilisations financées par location financement au 31 décembre 2018 de 96 millions d'euros (voir note 25) et à la dette de location financement de 324 millions d'euros (voir note 41.2.1).

2.1.2 Impacts sur les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2019

Au 31 décembre 2019, la valeur nette de l'actif au titre du droit d'utilisation s'élève à 4 333 millions d'euros et le montant de la dette liée à l'obligation locative à 4 510 millions d'euros. En 2019, la charge d'amortissement de l'actif au titre du droit d'utilisation s'élève à (660) millions d'euros et les intérêts de la dette liés à l'obligation locative à (85) millions d'euros.

Pour information, sur la base des calculs effectués par le Groupe, la mise en œuvre d'IFRS 16 selon la méthode rétrospective modifiée aurait eu un impact positif de l'ordre de 517 millions d'euros sur l'excédent brut d'exploitation au titre de l'exercice 2018 (incluant une annulation partielle de plus-value de cessions réalisées pour (166) millions d'euros). Le résultat net consolidé n'aurait pas été modifié de manière significative.

2.2 IFRIC 23 - INCERTITUDE RELATIVE AU TRAITEMENT DES IMPOTS SUR LE RESULTAT

En application de la méthode partiellement rétrospective, la mise en œuvre de l'interprétation IFRIC 23 à la date de transition se traduit par un impact non significatif sur les passifs d'impôt (10 millions d'euros) en contrepartie des capitaux propres, sans retraitement de l'information comparative.

Par ailleurs, suite à la décision de l'IFRIC de septembre 2019 relative à la présentation des positions fiscales incertaines, le Groupe a reclassé en impôt différé passif les montants précédemment présentés en provision pour risques fiscaux.

2.3 IFRS 5 - PROJET DE CESSION DE L'ACTIVITE E&P

Le Conseil d'administration d'EDF du 28 juin 2019 et le Conseil d'administration d'Edison du 3 juillet ont validé l'offre de rachat de la participation du Groupe dans l'activité « Exploration et Production » (E&P) d'Edison. Ainsi, le 4 juillet 2019, Edison a annoncé la signature de l'accord avec la société Energean Oil and Gas portant sur la cession de 100 % des activités Exploration et Production (E&P) d'Edison ainsi que de ses filiales spécialisées dans l'exploration et la production d'hydrocarbures (pétrole et gaz naturel).

Dans l'accord, le prix de cession se base sur une valeur d'entreprise de 750 millions de dollars, avec un versement supplémentaire de 100 millions de dollars qui s'appliquera à la mise en service du projet gazier Cassiopea en Italie. Edison aura également droit à des redevances liées aux futurs développements en Égypte, ce qui porterait le cas échéant la valeur totale à près de 1 milliard de dollars. L'accord prévoit le transfert de toutes les obligations de déconstruction à l'acheteur.

Edison Exploration and Production gère toutes les activités, les titres miniers et les participations d'Edison dans le secteur des hydrocarbures en Italie et à l'international. Edison E&P possède notamment un portefeuille d'environ 90 licences dans 9 pays de la Méditerranée et du nord de l'Europe, ce qui correspond à une production sous quota de 49 000 barils par jour à fin décembre 2018.

Le 23 décembre 2019, Edison a communiqué que l'opération de cession à Energean Oil and Gas annoncée le 4 juillet 2019 restait en attente d'obtention des autorisations gouvernementales. Edison a également précisé avoir été invité par les autorités algériennes à discuter un accord avec Sonatrach pour ce qui concerne les actifs E&P localisés en Algérie.

Edison and Energean collaborent et confirment l'objectif de conclure la transaction au plus tôt en 2020.

2.3.1 Présentation dans les comptes consolidés de l'activité E&P

Edison étant la seule entité du Groupe à exercer cette activité, qui constitue, par ailleurs, une part importante du secteur opérationnel « Italie », la cession de l'activité « E&P » est qualifiée d'activité abandonnée au sens de la norme IFRS 5 à compter du 1er janvier 2019.

Ainsi, le résultat net des activités en cours de cession est présenté sur une ligne distincte du compte de résultat pour les périodes publiées. De la même manière, au niveau du tableau de flux de trésorerie, la variation nette de trésorerie des activités en cours de cession est inscrite sur une ligne distincte pour les périodes publiées.

Suite à l'application d'IFRS 5 et sur la base des conditions de l'offre, les montants des actifs et passifs de l'activité E&P d'Edison, arrêtés au 31 décembre 2019, sont présentés sur une ligne distincte du bilan consolidé. Une présentation détaillée des postes composant les actifs et passifs de cette activité en cours de cession figure en note 46. Les effets sur le compte de résultat et le tableau de flux de trésorerie du Groupe de l'application d'IFRS 5 au 31 décembre 2018 sont présentés ci-dessous.

Sur la base de la valeur nette consolidée de l'activité E&P au 31 décembre 2019 et d'un prix de cession de l'offre indicative de rachat, une perte de valeur d'un montant de (513) millions d'euros a été constatée sur l'exercice (voir note 19), intégrée sur la ligne « résultat net des activités en cours de cession ».

2.3.2 Impacts sur le compte de résultat 2018

(en millions d'euros)	2018 publié	Impact IFRS 5	**2018 retraité**
Chiffre d'affaires	68 976	(430)	68 546
Achats de combustible et d'énergie	(33 012)	(44)	(33 056)
Autres consommations externes	(9 364)	102	(9 262)
Charges de personnel	(13 690)	48	(13 642)
Impôts et taxes	(3 697)	7	(3 690)
Autres produits et charges opérationnels	6 052	(50)	6 002
Excédent brut d'exploitation	**15 265**	**(367)**	**14 898**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*	(224)	-	(224)
Dotations aux amortissements	(9 006)	231	(8 775)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(50)	-	(50)
(Pertes de valeur)/reprises	(598)	308	(290)
Autres produits et charges d'exploitation	(105)	-	(105)
Résultat d'exploitation	**5 282**	**172**	**5 454**
Coût de l'endettement financier brut	(1 716)	4	(1 712)
Effet de l'actualisation	(3 486)	22	(3 464)
Autres produits et charges financiers	393	(15)	378
Résultat financier	**(4 809)**	**11**	**(4 798)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**473**	**183**	**656**
Impôts sur les résultats	149	29	178
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	569	-	569
Résultat net des activités en cours de cession	-	(212)	(212)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	1 191	-	1 191
Dont résultat net - part du Groupe	**1 177**	**-**	**1 177**
Résultat net des activités poursuivies	1 177	207	1 384
Résultat net des activités en cours de cession	-	(207)	(207)
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	**14**	**-**	**14**
Activités poursuivies	14	5	19
Activités en cours de cession	-	(5)	(5)

2.3.3 Impacts sur le tableau de flux de trésorerie 2018

(en millions d'euros)	2018 publié	Impact IFRS 5	2018 retraité
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôts	**473**	**-**	**473**
Résultat avant impôt des sociétés en cours de cession	**-**	**(183)**	**(183)**
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	**473**	**183**	**656**
Pertes de valeur / (reprises)	598	(308)	290
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	13 180	(223)	12 957
Produits et charges financiers	729	(11)	718
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	387	-	387
Plus ou moins-values de cession	(1 014)	-	(1 014)
Variation du besoin en fonds de roulement	462	8	470
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation des activités poursuivies	***14 815***	***(351)***	***14 464***
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation des activités en cours de cession	***-***	***351***	***351***
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	***14 815***	***-***	***14 815***
Frais financiers nets décaissés	(1 062)	14	(1 048)
Impôts sur le résultat payés	(389)	80	(309)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies	**13 364**	**(257)**	**13 107**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession	**-**	**257**	**257**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	**13 364**	**-**	**13 364**
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise	(484)	-	(484)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée	1 261	-	1 261
Investissements incorporels et corporels	(16 186)	170	(16 016)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	611	(34)	577
Variations d'actifs financiers	(2 367)	-	(2 367)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies	**(17 165)**	**136**	**(17 029)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession	**-**	**(136)**	**(136)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	**(17 165)**	**-**	**(17 165)**
Opérations de financement :			
Augmentation de capital EDF	-	-	-
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	1 548	-	1 548
Dividendes versés par EDF	(511)	-	(511)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(183)	-	(183)
Achats/ventes d'actions propres	(3)	-	(3)
Flux de trésorerie avec les actionnaires	***851***	***-***	***851***
Émissions d'emprunts	5 711	-	5 711
Remboursements d'emprunts	(2 844)	120	(2 724)
Emissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	1 243	-	1 243
Rachats de titres subordonnés à durée indéterminée	(1 329)	-	(1 329)
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	(584)	-	(584)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession	131	-	131
Subventions d'investissement reçues	351	-	351
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement	***2 679***	***120***	***2 799***
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies	**3 530**	**120**	**3 650**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession	**-**	**(120)**	**(120)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	**3 530**	**-**	**3 530**
Flux de trésorerie des activités poursuivies	(271)	(1)	(272)
Flux de trésorerie des activités en cours de cession	-	1	1
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**(271)**	**-**	**(271)**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	3 692	-	3 692
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(271)	-	(271)
Incidence des variations de change	(95)	-	(95)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	13	-	13
Incidence des reclassements	(49)	-	(49)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLOTURE	3 290	-	3 290

NOTE 3 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS

En complément du projet de cession de l'activité E&P présentée en note 2.3, les autres principaux évènements et transactions significatifs sont les suivants :

3.1 DÉVELOPPEMENTS DANS LE NUCLÉAIRE

3.1.1 EPR de Flamanville 3

Préambule : Les développements ci-dessous doivent être lus de façon conjointe avec les rappels au titre de 2018 présentés en note 3.5.3.

Le 11 avril 2019, EDF[1] a annoncé prendre connaissance de l'avis du Groupe Permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires (GP ESPN) au sujet des écarts affectant les soudures des tuyauteries vapeur principales en exclusion de rupture[2] de l'EPR de Flamanville, émis le 11 avril 2019.

L'ASN avait en effet réuni le 9 avril 2019 le Groupe Permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires (GP ESPN) dans le cadre de son instruction de ces écarts :

- EDF avait remis à l'ASN le 3 décembre 2018 un dossier technique sur les modalités de réparation et de remise à niveau des soudures du circuit secondaire principal qui présentaient des écarts vis-à-vis de l'exigence d'exclusion de rupture ainsi que sur la démarche de justification spécifique pour les 8 soudures dites de traversées de l'enceinte du bâtiment réacteur.
- Ce dossier a fait l'objet d'une instruction par l'ASN, avec l'appui technique de l'IRSN.
- C'est sur cette base que les discussions ont été menées en réunion du GP ESPN, en présence d'EDF qui a présenté l'historique des faits, leur analyse et les modalités de traitement des écarts. EDF s'est attachée à répondre à toutes les questions du Groupe Permanent pour l'instruction technique de ce dossier.

EDF a alors indiqué que les recommandations formulées et les pistes de solution suggérées par le Groupe Permanent pourraient impacter le calendrier de mise en service et le coût de construction et que le Groupe poursuivrait ses échanges avec l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) qui devait se prononcer quelques semaines plus tard sur la suite donnée à l'instruction de ce dossier.

En conséquence le Groupe avait indiqué qu'un point précis sur le calendrier et le coût de construction de l'EPR de Flamanville serait effectué après la publication de l'avis de l'ASN.

Le 20 juin 2019[3], EDF a annoncé prendre connaissance de la décision de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) dans son courrier daté du 19 juin 2019 relatif aux écarts affectant les soudures des tuyauteries vapeur principales en exclusion de rupture de l'EPR de Flamanville.

Dans ce courrier, l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) demandait à EDF de reprendre les huit soudures de traversées de l'enceinte de confinement du réacteur EPR de Flamanville en écart par rapport au référentiel d'exclusion de rupture.

Le 26 juillet 2019[4], EDF a annoncé que trois scénarios de remise à niveau des soudures de traversée étaient à l'étude et qu'après instruction détaillée des trois scénarios et échanges avec l'ASN, le Groupe communiquerait dans les prochains mois sur les implications du scénario retenu en termes de planning et de coût. Le Groupe a alors indiqué que la mise en service ne pouvait être envisagée avant fin 2022.

Ces travaux ont donné lieu à des échanges avec l'ASN, qui a transmis le 4 octobre à EDF[5] une lettre relative à la faisabilité technique de ces trois scénarios.

Le scénario de reprise des soudures de traversées privilégié par EDF est l'utilisation de robots télé-opérés, conçus pour mener des opérations de grande précision à l'intérieur des tuyauteries concernées. Cette technologie a été développée pour le parc en exploitation et doit être qualifiée pour la reprise des soudures de traversées. L'objectif

[1] *Cf. communiqué de presse du 11 avril 2019.*
[2] *« L'exclusion de rupture » est un très haut standard de qualité qui va au-delà de la réglementation ESPN. Elle implique un renforcement des exigences de conception, de fabrication et de suivi en service de certains matériels. Ce renforcement doit être suffisant pour considérer que la rupture de ces matériels est extrêmement improbable. Ce standard permet de ne pas étudier intégralement les conséquences d'une rupture de ces tuyauteries dans la démonstration de sûreté de l'installation.*
[3] *Cf. communiqué de presse du 20 juin 2019.*
[4] *Cf. communiqué de presse du 26 juillet 2019.*
[5] *Cf. communiqué de presse du 9 octobre 2019.*

est que la qualification de ce scénario et sa validation par l'ASN puissent intervenir au plus tard à la fin de l'année 2020, date à laquelle EDF pourra engager les travaux. Un second scénario, fondé sur l'extraction et la remise à niveau dans les bâtiments auxiliaires de sauvegarde, est conservé à ce stade à titre de solution de repli.

Au vu de cette stratégie de reprise des soudures de traversées, le Conseil d'administration d'EDF, réuni le 8 octobre 2019, a approuvé la poursuite du chantier de l'EPR de Flamanville.

Dans ce contexte, le Groupe a été amené à ajuster le calendrier et l'estimation du coût de construction de l'EPR de Flamanville[1].

Le calendrier prévisionnel de mise en œuvre du scénario privilégié de reprise des soudures de traversées conduit, si l'objectif mentionné ci-dessus s'agissant de la validation par l'ASN est respecté, à prévoir une date de chargement du combustible à fin 2022 et à ré-estimer le coût de construction à 12,4 milliards d'euros[2] soit une augmentation de 1,5 milliard d'euros. Ces coûts supplémentaires seront comptabilisés pour l'essentiel en résultat d'exploitation[3] et non en immobilisation. Ces coûts affecteront les années 2020, 2021 et 2022. Pour 2020, l'impact sur le résultat net part du Groupe est estimé, toutes choses égales par ailleurs, à (0,4) milliard d'euros, sans affecter le résultat net courant.

Sur le site, le processus de remise à niveau des 58 soudures situées sur le circuit secondaire présentant des écarts de qualité ou ne respectant pas les exigences du référentiel « exclusion de rupture » défini par EDF se poursuit. En parallèle, la deuxième phase des essais dits « à chaud » a débuté le 21 septembre 2019. Ces essais permettent de tester l'installation en conditions normales de fonctionnement.

3.1.2 Ecart relatif au référentiel technique de fabrication par Framatome de composants de réacteurs nucléaires

EDF a été informée par Framatome[4] d'un écart au référentiel technique de fabrication de composants de réacteurs nucléaires. Cet écart, lié aux performances du procédé mis en œuvre à la fabrication, porte sur le non-respect de plages de températures sur certaines zones, lors d'opérations manufacturières dites de traitement thermique de détensionnement, réalisées sur certaines soudures de générateurs de vapeur. Il concerne des matériels en service et des matériels neufs qui ne sont pas encore en service ou installés sur un site.

Le 9 septembre 2019, EDF a informé l'Autorité de Sûreté Nucléaire de ses premières analyses concernant l'écart relatif à un procédé de traitement thermique de détensionnement de soudures par résistance électrique (TTD) de certains équipements de réacteurs nucléaires.

Le travail mené depuis par EDF et Framatome[5] pour recenser les matériels et les réacteurs concernés et en confirmer l'aptitude au service a permis d'identifier 18 générateurs de vapeur (GV) installés sur six réacteurs en exploitation : les réacteurs n° 3 et 4 de Blayais, le réacteur n° 3 de Bugey, le réacteur n° 2 de Fessenheim, le réacteur n° 4 de Dampierre-en-Burly, ainsi que le réacteur n° 2 de Paluel.

Concernant les équipements non encore en service, sont concernés les quatre générateurs de vapeur et le pressuriseur du réacteur EPR de Flamanville 3, ainsi que 3 générateurs de vapeur neufs non encore installés destinés à la réalisation des chantiers de remplacement des générateurs de vapeur des réacteurs n° 5 et 6 de Gravelines.

A la suite de la publication du 24 octobre 2019 par l'ASN de la note d'information « Ecart de fabrication chez Framatome : traitement thermique de détensionnement des soudures », EDF[6] a acté que les réacteurs concernés peuvent continuer à fonctionner en l'état et que les contrôles nécessaires au traitement des écarts ne nécessitent aucune mise à l'arrêt de réacteur. Des contrôles physiques ont été réalisés sur les joints concernés des générateurs de vapeur neufs lors de leur montage à Gravelines 5, de générateurs de vapeur de réacteurs en exploitation lors de leur arrêt pour rechargement de combustible (Blayais 4, Paluel 2 et Dampierre 4) et du générateur de vapeur de Fessenheim 2. Ces mêmes contrôles seront réalisés sur les joints concernés des réacteurs en exploitation lors des prochains arrêts programmés pour rechargement de combustible avant la fin du premier semestre 2020 (Bugey 3 et Blayais 3), sans que la conduite de ces contrôles n'implique d'anticiper, à ce stade, une durée plus longue pour ces arrêts.

[1] La problématique de l'écart au référentiel technique de fabrication de composants de réacteurs nucléaires par Framatome (procédé de traitement thermique de détensionnement de soudures par résistance électrique – TTD) qui concerne notamment les quatre générateurs de vapeur et le pressuriseur du réacteur EPR de Flamanville 3 est exposée en note 3.1.2.
[2] En euros 2015 et hors intérêts intercalaires.
[3] Norme IAS 16 paragraphe 22 portant sur les coûts anormaux exposés dans le cadre d'immobilisations construites par l'entreprise.
[4] Cf. communiqué de presse du 10 septembre 2019.
[5] Cf. communiqué de presse du 18 septembre 2019.
[6] Cf. communiqué de presse du 25 octobre 2019.

3.1.3 Hinkley Point C

En juin 2019, le projet HPC a atteint le jalon J-0 (soit l'achèvement du radier de l'îlot nucléaire de l'unité n° 1) et conformément au planning annoncé en septembre 2016.

A la suite de cette étape majeure, une revue des coûts, du calendrier et de l'organisation du projet HPC a été engagée. Cette revue présente les conclusions suivantes :

- Le prochain jalon, correspondant à l'achèvement du radier de l'unité n° 2 en juin 2020 comme annoncé précédemment, est confirmé ;
- Le risque de report de la livraison (COD) des unités 1 et 2 communiqué précédemment (15 et 9 mois respectivement) s'est accentué[1] ;
- Les coûts à terminaison du projet[2] sont désormais estimés entre 21,5 et 22,5 milliards de livres sterling 2015, soit une augmentation comprise entre 1,9 et 2,9 milliards de livres sterling 2015[3] par rapport aux évaluations précédentes. L'amplitude de la fourchette sera fonction de la réussite des plans d'actions opérationnels à mener en partenariat avec les fournisseurs.

Les surcoûts résultent essentiellement des conditions de sol difficiles, ayant rendu les travaux de terrassement plus coûteux que prévu, de la révision des objectifs des plans d'actions opérationnels, et des coûts supplémentaires liés à la mise en œuvre du design fonctionnel d'une tête de série adaptée au contexte réglementaire britannique.

Conformément aux termes du Contrat pour Différence, cette nouvelle estimation des coûts à terminaison n'a d'impact financier ni pour les consommateurs ni pour les contribuables britanniques. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF est désormais estimé entre 7,6 % et 7,8 %[4].

Le management du projet reste mobilisé sur l'objectif du début de production d'électricité par l'unité n° 1 fin 2025. À ce titre sont mis en œuvre, sous l'autorité de la direction de programme, des plans d'action opérationnels impliquant les équipes d'ingénierie du groupe EDF en Grande-Bretagne et en France, les constructeurs des bâtiments et des ouvrages annexes, et les fournisseurs d'équipements et de systèmes dans l'ensemble de la chaîne de fourniture.

3.1.4 Taishan

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.

L'entrée en exploitation commerciale de l'unité numéro 2 est à son tour intervenue le 7 septembre 2019. L'ensemble des conditions nécessaires à l'exploitation du réacteur en toute sûreté auront ainsi été atteints, à peine 9 mois après la mise en service de l'unité numéro 1.

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. Elle est capable de fournir au réseau électrique chinois jusqu'à 24 TWh d'électricité sans CO_2 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 CO_2 par an.

Le projet est porté par TNPJVC, une joint-venture fondée par CGN (51 %), EDF (30 %) et l'électricien chinois provincial Guangdong Energy Group (19 %). Le groupe EDF avec sa filiale Framatome est intervenu en tant que fournisseur de la technologie EPR. Le projet a bénéficié de 35 années de coopération stratégique entre EDF et CGN, du retour d'expérience de l'EPR de Flamanville 3 et de la complémentarité des filières nucléaires française et chinoise.

L'expérience du premier réacteur mis en service le 13 décembre 2018 a permis de raccourcir de 3 mois la période entre le chargement du combustible et la mise en exploitation commerciale de l'unité 2 par rapport à l'unité 1, et ce, dans les mêmes conditions de sûreté.

Taishan apporte aux réacteurs EPR dans le monde son 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

[1] Ce risque de report induirait un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling 2015. Dans cette hypothèse le TRI pour EDF serait diminué d'environ 0,3 %.
[2] En livres sterling 2015, hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 livre sterling = 1,23 euros.
[3] Coûts additionnels nets des plans d'actions.
[4] Taux de rentabilité prévisionnel d'EDF calculé sur la base d'un taux de change de 1 livre sterling = 1,15 €, et incluant le mécanisme plafonné et encadré de compensation des surcoûts liés à des dépassements de budget ou à des retards en place entre les actionnaires.

construction au Royaume-Uni. Les deux entreprises sont aussi 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.

3.1.5 NUWARD : projet commun de « petit réacteur modulaire » SMR

Le 17 septembre 2019, lors de la Conférence générale de l'Agence Internationale de l'Energie Atomique à Vienne, le CEA, EDF, Naval Group et TechnicAtome ont dévoilé NUWARD™, projet de petit réacteur modulaire (Small Modular Reactor - SMR), faisant l'objet d'un développement conjoint. Cette solution basée sur la technologie des réacteurs à eau pressurisée (REP) est destinée à répondre aux besoins croissants du marché de l'électricité décarbonée, sûre et compétitive, dans le monde entier, sur le segment de puissance de 300-400 MWe.

Le CEA et EDF ont également entamé des discussions avec Westinghouse Electric Company pour étudier une coopération en matière de développement de petits réacteurs modulaires (SMR).

3.1.6 Fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim

EDF a adressé au Ministre chargé de la transition écologique et solidaire et à l'Autorité de Sûreté Nucléaire la demande d'abrogation d'exploiter ainsi que la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, prévoyant un arrêt du réacteur n° 1 le 22 février 2020 et du réacteur n° 2 le 30 juin de la même année.

Cet envoi fait suite à la signature, le 27 septembre 2019, par l'État et par EDF, du protocole d'indemnisation d'EDF par l'État au titre de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim, résultant du plafonnement de la production d'électricité d'origine nucléaire fixé par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Aux termes du Protocole, l'indemnisation prend la forme :

- De versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses exposées après à la fermeture de la centrale (dépenses de fin d'exploitation, taxe INB, coûts de démantèlement, coûts de reconversion du personnel), qui seront effectués sur une période de quatre ans suivant la fermeture de la centrale. Le total de ces versements devrait être proche de 400 millions d'euros.

  Le produit de cette indemnité sera reconnu en résultat au même rythme que les coûts liés à l'anticipation de ces dépenses.
- De versements ultérieurs correspondant aux bénéfices manqués qu'auraient apportés les volumes de production futurs, fixés en référence à la production passée de la centrale de Fessenheim, jusqu'en 2041, calculés ex post à partir des prix de vente de la production nucléaire, et notamment des prix de marché observés.

3.2 PLANS DE CESSION

3.2.1 Cession des 25 % de la participation dans ALPIQ

A la suite de l'autorisation donnée par leurs organes de gouvernance respectifs, EDF, EBM (Coopérative Elektra Birseck) et EOS (EOS Holding SA) ont signé le 4 avril 2019 un accord relatif à la cession par EDF de sa participation dans l'énergéticien suisse Alpiq (représentant 25,04 % du capital et des droits de vote) à EBM et EOS (pour moitié chacun).

Cette opération valorise la participation d'EDF dans Alpiq à environ 489 millions de francs suisses (soit près de 434 millions d'euros), sur la base d'un prix d'achat de 70 francs suisses par action Alpiq. Elle contribue à une diminution de l'endettement financier net du groupe EDF à hauteur de 434 millions d'euros. Le contrat d'acquisition prévoit des mécanismes relatifs à d'éventuels compléments de prix. La cession a été finalisée le 28 mai 2019 après l'obtention de l'autorisation de l'autorité allemande de la concurrence.

L'impact de l'opération sur le résultat du groupe n'est pas significatif.

3.2.2 EDF notifie l'exercice de l'option de vente de sa participation dans CENG

En vertu des accords passés avec Exelon en 2014[1], EDF a notifié le 20 novembre 2019 à Exelon l'exercice de l'option de vente de sa participation de 49,99 % des actions CENG.

CENG détient cinq réacteurs d'énergie nucléaire, répartis sur trois sites d'activité dans les états de New York et du Maryland pour une capacité totale de 4 041 MW (détention en propre).

Cette option de vente était exerçable par EDF entre le 1er janvier 2016 et le 30 juin 2022. Le prix de cession des titres CENG résultera de la détermination de leur juste valeur en application des stipulations contractuelles relatives à l'option de vente.

La réalisation de la transaction sera conditionnée à l'obtention des autorisations réglementaires requises.

La cession des titres CENG s'inscrit au programme de cessions d'actifs non stratégiques annoncé par le Groupe.

Le Groupe a reclassé en actifs détenus en vue de leur vente sa participation dans CENG (voir note 46).

3.3 OPÉRATIONS DE FINANCEMENT

3.3.1 Signature de trois lignes de crédit indexées sur des critères ESG

Avec ces nouveaux accords qui s'inscrivent dans la continuité des deux autres lignes de crédit indexées sur les performances du Groupe en matière de développement durable signées en 2017 et 2018, EDF réaffirme le rôle central des outils de finance durable dans sa stratégie de financement. Au 31 décembre 2019, les lignes de crédit renouvelables indexées sur les critères ESG représentent désormais plus de 5 milliards d'euros, soit 48 % des lignes de crédit du groupe EDF.

EDF et BBVA ont ainsi signé le 22 mars 2019 une ligne de crédit renouvelable de 300 millions d'euros.

Le 22 juillet 2019, EDF a annoncé avoir signé deux lignes de crédit renouvelables de 300 millions d'euros chacune l'une avec le Groupe Crédit Agricole, piloté par Crédit Agricole CIB et comprenant LCL et le Crédit Agricole d'Ile-de-France, l'autre avec Société Générale CIB.

Ces trois facilités de crédit intègrent un mécanisme d'ajustement des coûts lié à trois indicateurs de la performance du Groupe en matière de développement durable : les émissions directes de CO_2, l'utilisation par ses clients résidentiels français d'outils de suivi en ligne de leur consommation (comme indicateur du succès d'EDF à faire de ses clients résidentiels français des acteurs de leur consommation) et l'électrification de sa flotte automobile.

3.3.2 Emissions d'obligations hybrides

Le 26 novembre 2019, EDF a lancé une émission d'obligations hybrides libellées en euros d'un montant de 500 millions d'euros, avec un coupon de 3,00 % et une option de remboursement à 8 ans au gré de la Société.

Cette émission marque l'attachement de la Société au financement par les titres hybrides, en tant que composante permanente de la structure de son capital. Elle s'inscrit dans une gestion dynamique par la Société de son stock d'obligations hybrides : les fonds levés par cette émission ont été essentiellement utilisés pour le rachat partiel de plusieurs souches d'obligations super-subordonnées alors en circulation, ainsi que, le cas échéant, pour les besoins généraux de la Société et du groupe EDF.

Conformément à la norme IAS 32, cette émission de titres subordonnés à durée indéterminée (voir note 1.3.19.4) est comptabilisée en capitaux propres à compter de la réception des fonds pour un montant net de frais de 493 millions d'euros.

3.3.3 Rachat de certaines souches d'obligations hybrides

EDF a lancé le 26 novembre 2019 une offre contractuelle de rachat ayant visé les deux souches d'obligations hybrides suivantes :

- obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1 000 millions d'euros ayant une première date de remboursement anticipé au gré de la Société le 22 janvier 2022, et qui sont admises à

[1] *Cf. communiqué de presse du 1er avril 2014 « Accord finalisé entre EDF et Exelon sur CENG ».*

la renégociation sur Euronext Paris, dont le montant alors en circulation s'élevait à 661,8 millions d'euros. Le montant racheté s'élève à 394,9 millions d'euros et son règlement est intervenu le 13 décembre 2019.

- obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 3 000 millions de dollars US ayant une première date de remboursement anticipé au gré de la Société le 29 janvier 2023, et qui sont admises à la négociation sur le marché réglementé de la Bourse de Luxembourg, dont le montant alors en circulation s'élevait à 3 milliards de dollars US. Le montant racheté s'élève à 902,4 millions de dollars US et son règlement est intervenu le 31 décembre 2019.

EDF a également exercé son option de rachat au 29 janvier 2020 sur l'intégralité du solde des obligations subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1,25 milliard d'euros, dont le montant en circulation s'élevait à 338,2 millions d'euros. EDF a ainsi reclassé au 31 décembre 2019 ces instruments de capitaux propres en passifs financiers pour un montant de 338,2 millions d'euros considérant le caractère certain du remboursement (voir note 30.4).

En conséquence, et compte tenu de l'émission d'obligations hybrides d'un montant de 500 millions d'euros, au coupon de 3,00 % et avec option de remboursement à 8 ans au gré de la Société lancée le 26 novembre 2019 (voir note 3.3.2), ces transactions ont permis de réduire le stock total d'hybrides du bilan d'EDF d'environ 8 % à 9,8 milliards d'euros tout en réalisant une économie nette d'intérêts estimée d'environ 44 millions d'euros en 2020 et d'environ 58 millions d'euros à partir de 2021.

Conformément à la norme IAS 32, ce rachat de titres subordonnés à durée indéterminée (voir note 1.3.19.4) est comptabilisé en capitaux propres à compter du décaissement des fonds ou de son engagement de remboursement pour un montant net de frais de 1 618 millions d'euros.

3.3.4 Emissions obligataires : EDF lève 2 milliards de dollars américains et 1,25 milliard d'euros

Le 27 novembre 2019, EDF a levé 2 milliards de dollars US d'obligations senior avec une maturité de 50 ans et un coupon fixe de 4,50 %. Elle démontre la capacité du groupe EDF à attirer une base d'investisseurs très diversifiée sur une maturité très longue.

Par ailleurs, le 2 décembre 2019, EDF a levé 1,25 milliard d'euros d'obligations senior avec une maturité de 30 ans et un coupon fixe de 2,00 %. Cela représente le montant le plus important levé par un émetteur *corporate* sur le marché EUR à cette maturité.

3.4 ÉNERGIES RENOUVELABLES

3.4.1 Eolien en mer : France

- Le Conseil d'État a validé début juin 2019 le projet de parc de 80 éoliennes en mer d'une capacité installée de 480 MW au large de Saint-Nazaire (Loire-Atlantique), rejetant les recours déposés par des associations environnementales. Réglant l'affaire au fond, la plus haute juridiction administrative française a rejeté les requêtes du Groupement des résidents pour la sauvegarde environnementale de La Baule et de l'Association pour la protection du site et de l'environnement de Sainte-Marguerite. L'arrêt rendu par le Conseil d'État permet à EDF Renouvelables et à son partenaire canadien Enbridge de poursuivre le développement du projet. La construction de ce premier parc offshore français a été lancée en septembre 2019.

- Au terme d'un appel d'offres lancé par les pouvoirs publics, le ministère de la Transition Écologique et Solidaire a choisi le consortium conduit par le groupe EDF, via sa filiale EDF Renouvelables, en partenariat avec les sociétés Innogy et Enbridge, pour assurer la conception, la construction et l'exploitation-maintenance du futur parc éolien en mer de Dunkerque.

  Il s'agit du quatrième projet que le Groupe remporte dans le cadre des appels d'offres offshore lancés par les pouvoirs publics, après ceux gagnés en 2012 à Saint-Nazaire, à Fécamp et à Courseulles-sur-Mer. Situé à plus de 10 km de la côte, le futur parc de Dunkerque aura une capacité installée de près de 600 MW. Il fournira l'équivalent d'environ 40 % des besoins en électricité du département du Nord.

  Ces différents projets sont conduits avec des partenaires industriels et sont consolidés par mise en équivalence dans les comptes du Groupe.

3.4.2 Acquisition du groupe LUXEL

Le 28 mars 2019, EDF Renouvelables a procédé à l'acquisition du groupe LUXEL, acteur indépendant du marché de l'énergie photovoltaïque à la tête d'un portefeuille de 1 GWc, composé de quelques parcs en exploitation et de projets prêts à être construits ou en développement. Cette acquisition permet à EDF Renouvelables de renforcer sa position dans le solaire en France, en vue d'atteindre les objectifs du Plan Solaire d'EDF.

3.4.3 Conclusion d'accords en Chine pour deux projets éoliens offshore et optimisation du réseau de chaleur

Le 25 mars 2019, EDF a conclu deux accords pour des projets bas carbone en Chine :

- l'accord de coopération signé avec China Energy Investment, l'un des premiers acteurs industriels du marché chinois de l'électricité, porte sur une prise de participation par EDF dans les projets éoliens en mer Dongtai IV et V, situés au large de la province du Jiangsu, au nord de Shanghai ;
- la construction de Dongtai IV et Dongtai V sont en cours. Sous réserve de la signature des contrats définitifs, les deux partenaires construiront et exploiteront une capacité installée totale de 500 MW qui sera mise en service progressivement à horizon 2021 ;
- EDF et l'électricien Huadian ont signé un accord de coopération pour optimiser les performances du réseau de chaleur et de climatisation d'un quartier de la ville de Wuhan (centre de la Chine). A terme, ce réseau doit alimenter en chauffage 100 000 clients et climatiser 500 000 mètres carrés de bureaux. Les signataires étudieront ensemble l'intégration d'outils intelligents de gestion de l'énergie déjà déployés par le groupe EDF sur le réseau de chaleur de la ville de Sanmenxia.

3.4.4 Projet solaire de Noor Midelt I au Maroc

L'Agence marocaine des énergies durables (MASEN) a choisi en 2019, au terme d'un appel d'offres international compétitif, le consortium réunissant EDF (via sa filiale EDF Renouvelables), Masdar (société d'énergies nouvelles de l'émirat d'Abou Dhabi) et Green of Africa (développeur d'énergies renouvelables marocain), pour assurer la conception, la construction et l'exploitation-maintenance de la première phase du complexe solaire multi-technologies de Noor Midelt.

Ce projet solaire hybride d'une capacité installée de 800 MW, associera de manière innovante deux technologies : l'énergie solaire concentrée (CSP) et le solaire photovoltaïque.

3.4.5 Eolien en mer : lancement du parc éolien en mer de Neart na Gaoithe avec ESB

Le 28 novembre 2019 le groupe EDF a annoncé le lancement de la construction du parc éolien en mer écossais de Neart na Gaoithe (NnG) ainsi que le partenariat avec la compagnie d'électricité irlandaise ESB qui prend une participation de 50 % dans ce projet, acquis en mai 2018 auprès de Mainstream Renewable Power (voir note 5.2 des états financiers consolidés au 31 décembre 2018). ESB exerce ses activités sur le marché irlandais de l'électricité, de la production jusqu'à la fourniture en passant par la distribution auprès d'une clientèle présente sur l'ensemble de la Grande-Bretagne. En 2017, ESB a ouvert un bureau en Écosse et y développe des projets d'énergies renouvelables, notamment éoliens terrestres et en mer.

Le futur parc éolien en mer de 450 MW s'intègre dans la stratégie de développement d'EDF dans l'éolien offshore et conforte sa position dans la production d'énergie décarbonée au Royaume-Uni, pays où le Groupe est déjà fortement implanté aussi bien dans le nucléaire que dans les renouvelables.

Composé de 54 turbines, Neart na Gaoithe[1] sera situé en mer du Nord à environ 15 km de la côte de Fife au sud-est de l'Écosse. À pleine capacité, ce parc éolien en mer générera l'équivalent de l'alimentation électrique annuelle de 375 000 foyers, soit 4 % de l'électricité consommée en Écosse. Ce projet, qui dispose de toutes les autorisations administratives, bénéficie d'un « *Contract for Difference* » (CfD) d'une durée de 15 ans au tarif de 114,39 £/MWh en livres sterling 2012, ainsi que des accords de raccordement au réseau.

La fabrication des composants à terre est désormais lancée. La construction sur le site en mer devrait débuter en juin 2020 et la mise en service du parc est prévue en 2023.

Cette transaction, réalisée le 4 décembre 2019, explique pour une large part le montant des plus-values de cession d'actifs de production réalisées par EDF Renouvelables en 2019 (montant total de 560 millions d'euros en autres produits et charges opérationnelles contre 192 millions d'euros en 2018 – voir note 12.2) et a contribué à une

[1] *Neart na Gaoithe en gaélique signifie « Strength of the Wind » (Puissance du vent).*

diminution de l'endettement net financier du groupe EDF à hauteur de 1,2 milliard d'euros, compte tenu de l'effet désendettement lié à la perte de contrôle de NnG.

Aux termes de cette opération, la participation de 50 % dans NnG, réévaluée à la juste valeur, est consolidée par mise en équivalence.

3.4.6 Acquisition d'un portefeuille de 300 MW de projets éoliens en cours de développement en Allemagne

Le 12 septembre 2019, EDF Renouvelables a annoncé l'acquisition d'un portefeuille de projets éoliens d'une capacité d'environ 300 MW en cours de développement en Allemagne, auprès d'Altus AG. Altus AG poursuivra le développement de ces projets en étroite collaboration avec EDF Renouvelables jusqu'au début de la construction des futurs parcs éoliens.

Situés dans dix Länder différents, les projets sont à divers stades de développement. Les baux fonciers ont été conclus et les études environnementales sont en cours.

Après obtention de toutes les autorisations requises, les projets participeront aux appels d'offres organisés par l'État fédéral allemand en vue de sécuriser des contrats de vente d'électricité sur vingt ans.

La mise en service des parcs éoliens devrait avoir lieu dans les cinq prochaines années.

3.4.7 Acquisition de Pivot Power

Le 4 novembre 2019, le groupe EDF a annoncé l'acquisition de la start-up britannique Pivot Power, spécialisée dans le stockage de l'électricité par batteries et l'infrastructure de recharge pour véhicules électriques. Cette acquisition doit permettre au groupe EDF, déjà premier producteur d'électricité bas carbone du Royaume-Uni, de devenir également l'un des leaders des installations de stockage par batteries du pays.

Pivot Power dispose d'un important portefeuille de projets de stockage par batteries sur plus de quarante sites, répartis dans tout le pays et d'une capacité totale de près de 2 GW. Ces batteries seront raccordées au réseau de transport de l'électricité à haute tension. Localisés à Kemsley (dans le Kent) et à Cowley (dans la région d'Oxford), les deux premiers projets de stockage, dont les terrains et les raccordements sont d'ores et déjà sécurisés, devraient entrer en service dès 2020.

Cette acquisition, qui s'inscrit dans le cadre du Plan Stockage Electrique d'EDF, contribue à l'objectif du Groupe de devenir leader du secteur en Europe, avec le développement de 10 GW de capacité de stockage supplémentaires d'ici 2035. L'opération contribue également au Plan Mobilité Electrique du Groupe qui vise à devenir le leader du secteur d'ici 2022, au Royaume-Uni, en France, en Italie et en Belgique. EDF a pour ambition de fournir en électricité 600 000 véhicules électriques et de déployer 75 000 bornes de recharge à cet horizon.

3.5 OPÉRATIONS ET ÉVÉNEMENTS MAJEURS DE L'EXERCICE 2018

3.5.1 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).

3.5.2 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.

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.

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. 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. 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.

3.5.3 Projet EPR de Flamanville 3

Préambule : Les rappels au titre de 2018 présentés ci-dessous et figurant dans les états financiers au 31 décembre 2018 tels que publiés le 15 février 2019, doivent être lus de façon conjointe avec les développements au titre de 2019 en note 3.1.1.

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 achevé 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 1er 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 évènement 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 4e 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 2ème 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.

NOTE 4 ÉVOLUTIONS RÉGLEMENTAIRES EN FRANCE

4.1 PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE (PPE) ET LOI ENERGIE CLIMAT

La Programmation Pluriannuelle de l'Energie est un 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 PPE en cours de révision couvrira les périodes 2019-2023 et 2024-2028.

Un premier projet de PPE publié le 25 janvier 2019 par le ministère de la Transition Ecologique et Solidaire (MTES)

S'agissant de la production d'électricité d'origine nucléaire, le Gouvernement fixe désormais à l'horizon 2035 l'atteinte de 50 % de part dans le mix électrique.

La réalisation de cet objectif impliquera la fermeture de 12 réacteurs nucléaires d'ici 2035, en plus de la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim à l'horizon du printemps 2020. Les réacteurs seront arrêtés à l'échéance de leur 5ème visite décennale, à l'exception de deux réacteurs qui fermeront par anticipation en 2027 et en 2028, sous réserve du respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Par ailleurs, la fermeture de deux réacteurs additionnels pourra intervenir à l'horizon 2025-2026, si certaines conditions relatives au prix de l'électricité, à la sécurité d'approvisionnement et à l'évolution du marché de l'électricité à l'échelle européenne sont remplies.

Le projet indique en outre que le gouvernement proposera les modalités d'une nouvelle régulation du nucléaire historique qui permette de garantir la protection des consommateurs contre les hausses de prix de marché au-delà de 2025, 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.

Il indique aussi 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 nucléaires ».

S'agissant de la production d'électricité d'origine fossile, l'objectif est d'arrêter les dernières centrales fonctionnant exclusivement au charbon d'ici 2022 et de ne plus accorder d'autorisation à des nouveaux projets de centrales de production exclusive d'électricité à partir d'énergie fossile.

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

Ce projet a fait l'objet de différentes consultations en 2019 et 2020.

Loi relative à l'énergie et au climat

La loi Energie et Climat du 8 novembre 2019 a été publiée au Journal Officiel le 9 novembre 2019. Ses principales dispositions ayant un impact sur l'activité du Groupe sont les suivantes :

L'article 1er révise les objectifs de la politique énergétique de la France, en intégrant les résultats des travaux réalisés dans le cadre de la préparation de la Stratégie Nationale Bas-Carbone et de la PPE.

- L'objectif « de diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050 » est remplacé par l'objectif « d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 en divisant les émissions de gaz à effet de serre par un facteur supérieur à six entre 1990 et 2050 » ;
- L'objectif de « réduire la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à l'année de référence 2012 » est remplacé par celui de « réduire la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 40 % en 2030 » ;
- Enfin, l'horizon envisagé pour la réduction de la part du nucléaire dans la production d'électricité est fixé à 50 % à 2035.

L'article 12 instaure un plafond d'émissions de gaz à effet de serre applicable à compter du 1er janvier 2022 aux installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles. Le plafond a été fixé par le décret n° 2019-1467 du 26 décembre 2019. Ces dispositions conduisent au 1er janvier 2022 à la fermeture des centrales fonctionnant exclusivement au charbon. Seront mises en place des mesures d'accompagnement spécifiques pour les salariés de ces installations et leurs sous-traitants, ainsi que des projets de territoire, comme rappelé dans le dossier de presse de janvier 2020 publié par le ministère de la Transition Ecologique et Solidaire sur la fermeture des centrales à charbon d'ici 2022.

Sur la base du projet de loi, le Groupe avait annoncé envisager la fermeture de la centrale du Havre à horizon du printemps 2021, le Groupe continuant d'étudier les possibilités de reconversion de la centrale de Cordemais à la biomasse. En effet, à l'issue d'une réunion organisée le 24 janvier 2019, EDF et le ministère de la Transition Écologique et Solidaire avaient validé un programme de travail préalable à une décision sur le projet Ecocombust relatif à la fabrication d'un combustible innovant et écologique utilisable dans les installations de chauffage ou les centrales de production électrique utilisant actuellement du charbon. Dans le cadre de la sécurisation d'approvisionnement en électricité, si les études de RTE demandées par le Gouvernement en confirmaient le besoin, le cas échéant jusqu'en 2026, La Biomasse fabriquée pourrait être utilisée pour alimenter à 80 % les tranches actuelles de Cordemais afin de répondre aux besoins de sécurisation du réseau électrique de l'Ouest de la France lors des heures de pointe de consommation les plus fortes.

En conséquence, les dates de fin d'amortissement des centrales du Havre et de Cordemais ont été modifiées sur le premier semestre 2019 et établies à 2021 pour le Havre et 2026 pour Cordemais. Si la fermeture du Havre a été confirmée pour le 1er avril 2021, les dates de Cordemais sont susceptibles d'être modifiées ultérieurement en fonction des décisions définitives, en particulier sur Ecocombust.

Cette modification prospective de la durée d'amortissement a comme principale conséquence dans les états financiers du Groupe au 31 décembre 2019, une augmentation de la charge d'amortissement de l'ordre de 141 millions d'euros.

L'article 62 vise à modifier le calcul des compléments de prix du mécanisme de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) afin de tenir compte de l'effet du plafonnement prévu à l'article L. 336-1 du Code de l'énergie. Ces compléments de prix ont notamment pour objectif d'assurer que la demande d'ARENH des fournisseurs est conforme à leurs besoins et ainsi éviter des effets d'aubaine défavorables pour la collectivité.

Le plafond maximal de l'ARENH est porté à 150 TWh, à compter du 1er janvier 2020. Néanmoins, le volume maximal qui détermine le volume de livraison maximal d'ARENH par année de livraison (dans la limite du plafond) n'a pas été modifié pour l'année 2020 et est donc resté à 100 TWh.

La loi Energie Climat intègre par ailleurs, quatre articles relatifs aux tarifs réglementés de vente suite à la censure des dispositions prévues initialement dans le projet de loi PACTE :

- L'article 63 organise la fin des tarifs réglementés de vente de gaz (TRG) pour l'ensemble des consommateurs afin de mettre le droit français en conformité avec le droit de l'Union européenne. La loi prévoit l'arrêt de la commercialisation du TRG dans le mois suivant la promulgation de la loi, il sera impossible de souscrire à un nouveau contrat aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel ou de le modifier. Les tarifs seront ensuite supprimés pour les petits professionnels au 1er décembre 2020 et pour l'ensemble des consommateurs au 1er juillet 2023. Des mesures d'accompagnement nécessaires à la suppression de ces tarifs sont prévues.

- Les articles 64 et suivants organisent la fin des tarifs réglementés de vente en électricité pour les clients non résidentiels ayant plus de 10 salariés ou un chiffre d'affaires, un total de recettes ou de bilan supérieur à 2 millions d'euros.

Une nouvelle version de la PPE prenant en compte les commentaires et avis, publiée le 20 janvier 2020 par le MTES et soumise à la consultation jusqu'au 19 février 2020

Concernant la production nucléaire et l'objectif de 50 % dans le mix en 2035, désormais inscrit dans le Code de l'énergie de par la loi Energie Climat du 8 novembre 2019, le projet précise les modalités de mise en œuvre de la fermeture des réacteurs. Seront privilégiées les fermetures minimisant l'impact économique et social, l'impact sur le réseau électrique et celles ne conduisant pas à un arrêt total d'un site. A la demande du Gouvernement et sur la base de ces critères, EDF a proposé le 20 janvier 2020, d'étudier la mise à l'arrêt de paires de réacteurs sur les sites de Blayais, Bugey, Chinon, Cruas, Dampierre, Gravelines et Tricastin.

Il est également précisé que les fermetures de réacteurs anticipées seront confirmées 3 ans avant leur mise en œuvre.

L'adoption définitive de la PPE conduirait à prendre en compte dans les états financiers du Groupe les dates de fermeture anticipée à 2027 et 2028 des deux réacteurs par rapport à leur 5ème visite décennale. Cette modification des dates d'utilisation aurait pour conséquence un changement prospectif des plans d'amortissement et un changement d'estimation des provisions nucléaires. 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.

Consultation publique sur la régulation du nucléaire existant

Le gouvernement a lancé en janvier 2020 une consultation des différents acteurs du monde de l'énergie sur un projet de texte concernant la réforme de la régulation du nucléaire existant (ARENH).

Cette consultation est lancée en application de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) qui prévoit que « 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. »

Afin d'atteindre cet objectif, le gouvernement envisage de mettre en place une régulation économique imposant à EDF d'assurer au bénéfice de l'ensemble des consommateurs français, de manière transparente et non discriminatoire, un service d'intérêt économique général (SIEG) portant sur la protection du consommateur et du climat.

Ce SIEG s'appuierait sur une régulation économique du parc nucléaire existant pour concilier et contribuer aux objectifs suivants :

- protéger dans la durée l'ensemble des consommateurs établis sur le territoire français en leur permettant de bénéficier, quel que soit leur fournisseur et pour une partie de leur approvisionnement en base, des conditions stables de la production électrique décarbonée et pilotable du parc nucléaire existant qu'ils ont contribué à financer ;
- atteindre les objectifs climatiques que la France s'est fixée, ainsi que les objectifs de sécurité d'approvisionnement et d'indépendance énergétique, par la préservation de l'approvisionnement électrique décarboné de la France et plus largement de l'Europe, en sécurisant le financement dans la durée de l'exploitation des installations nucléaires existantes, nécessaires à cet approvisionnement.

Comme de nombreux autres acteurs du secteur, le groupe EDF contribuera à cette consultation, ouverte jusqu'au 17 mars 2020.

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

Modification du cadre législatif et réglementaire

Saisi par l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE) et Engie, le Conseil d'État a, par décision du 18 mai et du 3 octobre 2018, jugé que l'existence de tarifs réglementés de vente de l'électricité est, dans son principe, conforme au droit de l'Union Européenne dès lors que ces tarifs 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 a confirmé que cet objectif ne pouvait être atteint par une intervention étatique moins contraignante et que la réglementation des TRV garantissait l'égal accès des entreprises d'électricité aux consommateurs et n'était pas discriminatoire.

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

La directive 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE, publiée au JOUE le 14 juin 2019, permet le maintien des TRV pour les clients résidentiels et les microentreprises.

La loi Energie et Climat organise la fin partielle des TRV électricité pour les clients non résidentiels, conformément à la directive européenne et la décision du Conseil d'Etat. Les TRV sont désormais réservés à l'ensemble des consommateurs dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, qu'ils soient résidentiels, ou professionnels à condition qu'ils emploient moins de 10 personnes et que leur chiffre d'affaires, leurs recettes ou le total de leur bilan soit inférieur à 2 millions d'euros.

La suppression des TRV électricité pour les clients ne pouvant plus en bénéficier prendra effet au 1er janvier 2021. Dans l'intervalle, la loi Energie et Climat et les arrêtés[1] pris en application mettent en œuvre un processus qui sera conduit par les fournisseurs historiques. Les étapes de ce processus incluent l'identification et l'information des clients concernés ainsi que la mise à disposition de leurs données aux fournisseurs alternatifs, dans le respect des règles encadrant la gestion des données personnelles. Les consommateurs concernés par la fin des TRV ne pourront plus souscrire ou modifier un contrat au TRV à partir du 1er janvier 2020. Au 1er janvier 2021, les consommateurs concernés n'ayant pas souscrit une offre de marché basculeront dans une offre de marché chez leur fournisseur historique.

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.

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, soit 5,9 % TTC. Le gouvernement ayant annoncé en fin d'année 2018 que les tarifs de l'électricité n'augmenteraient pas pendant la période hivernale, il n'a approuvé la proposition de la CRE que début mai 2019, dans le délai de trois mois octroyés par le Code de l'énergie. Les décisions tarifaires en date du 28 mai 2019 ont été publiées au JO le 30 mai et sont entrées en vigueur le 1er juin 2019.

Ces décisions tarifaires ont fait l'objet d'un recours contentieux introduit devant le Conseil d'État par les associations UFC Que Choisir et Consommation, Logement et Cadre de Vie (CLCV). Ce recours en excès de pouvoir tendant à l'annulation des décisions contestées était assorti d'un référé suspension afin que l'exécution de ces décisions soit suspendue le temps que la décision au fond intervienne. Le juge des référés a rejeté par ordonnance du 12 juillet 2019 la demande de suspension en raison de l'absence d'urgence. Le Conseil d'État a par ailleurs rejeté le recours au fond dans sa décision du 6 novembre 2019, validant ainsi la construction tarifaire mise en œuvre par la CRE sur la base du Code de l'énergie.

[1] ***Arrêté du 12 décembre 2019*** *relatif à l'identification et à la mise à disposition de la liste des clients non domestiques perdant l'éligibilité aux tarifs réglementés de vente de l'électricité ;*
Arrêté du 12 décembre 2019 *relatif à l'information des consommateurs aux tarifs réglementés de vente d'électricité par leur fournisseur dans le cadre de la suppression de leur contrat à ces tarifs ;*
Arrêté du 26 décembre 2019 *fixant la liste des données que doivent mettre à disposition les fournisseurs proposant des contrats aux tarifs réglementés de vente d'électricité aux fournisseurs d'électricité qui en font la demande.*

Par ailleurs, compte tenu de l'évolution du TURPE applicable au 1er août 2019 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé, dans sa délibération du 25 juin 2019 et publiée le 2 juillet 2019, une augmentation de 1,47 % HT (soit 1,26 % TTC) des tarifs bleus résidentiels et de 1,34 % HT (soit 1,10 % TTC) des tarifs bleus non résidentiels. La proposition de la CRE a été confirmée par une décision tarifaire du 30 juillet 2019, publiée au Journal Officiel le 31 juillet 2019 et a été mise en œuvre le 1er août 2019.

Enfin, la CRE a proposé, dans sa délibération du 16 janvier 2020, une augmentation des TRV Bleu Résidentiels et Non Résidentiels de +2,4 % TTC (soit une hausse de 3,0 % HT pour les TRV Bleu Résidentiels et de 3,1 % HT pour les TRV Bleu Non Résidentiels). Cette proposition de réévaluation du niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité par la CRE tient compte de l'augmentation des prix sur les marchés de gros de l'énergie, du niveau d'écrêtement de l'ARENH pour l'année 2020, de l'augmentation des coûts de commercialisation incluant les coûts d'acquisition en certificats d'économie d'énergie, et enfin du rattrapage de l'écart entre coûts et recettes des TRVE constaté pendant l'année 2019, lié notamment à l'entrée en vigueur au 1er juin 2019 de la proposition tarifaire de la CRE du 7 février 2019. La proposition de la CRE a été confirmée par les décisions tarifaires du 29 janvier 2020, publiées au Journal officiel le 31 janvier 2020 et mises en œuvre à compter du 1er février 2020.

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 1er août 2017.

TURPE 5 Transport

L'entrée en vigueur du TURPE 5 Transport s'est accompagnée d'une hausse tarifaire de 6,76 % au 1er août 2017, qui a pris effet à cette date, suivie d'une évolution prévisionnelle des tarifs au 1er 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 6 juin 2019, la CRE a adopté une délibération portant décision sur le TURPE 5 HTB et son évolution au 1er août 2019, faisant suite à la hausse de +3 % intervenue au 1er août 2018. La grille tarifaire a évolué de +2,16 % en moyenne au 1er août 2019, dont +1,61 % au titre de la prise en compte de l'inflation et +0,55 % 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 1er août 2017, qui a pris effet à cette date, suivie d'une évolution prévisionnelle des tarifs au 1er 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

[1] *Mécanisme permettant de mesurer et de compenser les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs.*

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) ».

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 1er août 2018, appelée « TURPE 5 bis HTA-BT ». Cette décision inclut une évolution du TURPE de – 0,21 % au 1er 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 1er 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'euros$_{2018}$. 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.

Le 25 juin 2019, la CRE a adopté une délibération portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire du TURPE HTA-BT au 1er août 2019. L'évolution moyenne des grilles tarifaires a été de + 3,04 % au 1er août 2019, dont + 1,61 % au titre de l'inflation, + 1,45 % au titre de l'apurement du CRCP et - 0,02 % au titre de la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018.

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 les prestations de gestion de clientèle que ces derniers effectuent pour leur compte auprès 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 1er août 2019), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître au 1er août 2022.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1er 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. Dans le cadre de ce contentieux, une Question Prioritaire de Constitutionnalité a été soulevée par Engie concernant

la disposition introduite par la loi hydrocarbures mettant fin à la possibilité d'obtenir un commissionnement pour le passé. Cette disposition a été validée par le Conseil Constitutionnel dans sa décision n° 2019-776 du 19 avril 2019. La procédure est toujours 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 2018-2021.

Les projets d'arrêtés rectificatifs pour la période 2012-2017 et les projets d'arrêtés pour les années 2018 et 2019 ont été publiés au Journal Officiel respectivement le 21 juin 2019 et le 19 octobre 2019. Ils impliquent :

- pour Enedis, une charge complémentaire au FPE rétroactive de 188 millions d'euros (159 millions d'euros au titre de 2012-2017 et 29 millions d'euros au titre de 2018), et une dotation FPE pour 2019 de 28 millions d'euros. L'ensemble de ces charges sera couvert par le tarif à travers le mécanisme de CRCP.
- Un dispositif d'étalement sur 2019 et 2020 du paiement de l'arriéré relatif aux années 2012-2017 a été décidé, permettant à ENEDIS de répartir cet effet de 159 millions d'euros entre 2019 et 2020. Par ailleurs, une provision avait été constituée et s'élevait à 140 millions d'euros au 31 décembre 2018, intégralement reprise en 2019.
- pour Electricité de Strasbourg, une charge complémentaire rétroactive de 22,3 millions d'euros au FPE (18,7 millions d'euros au titre de 2012-2017, 1,9 million d'euros au titre de 2018) et une dotation FPE pour 2019 de 1,7 million d'euros.

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 2019, la loi de finances initiale pour 2020 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2020 :

- un compte d'affectation spéciale (CAS) « Transition énergétique » doté d'un montant de 6,3 milliards d'euros, et destiné principalement à la compensation des surcoûts des contrats d'obligations d'achat des EnR et marginalement de biogaz pour l'ensemble des opérateurs ainsi qu'au paiement de la dernière annuité de remboursement du déficit cumulé dû à EDF ;
- un compte « Service public de l'énergie » du budget général doté d'un montant de 2,7 milliards d'euros pour compenser notamment 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.

Á noter que depuis le 1er janvier 2018, les dispositifs des Tarifs de Première Nécessité (TPN pour l'électricité) et des Tarifs Spéciaux de Solidarité (TSS pour le 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 a supporté en 2019 et supportera en 2020 des charges de solidarité 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 2020, 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), ce deuxième objet constituant l'essentiel du financement.

La loi de finances pour 2020 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 intègrera 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. La loi de finances initiale 2020 prévoit d'ailleurs la suppression de ce CAS dès 2021, les charges associées seront financées directement par le Budget Général ;

- les autres charges de service public – hors charges liées aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables soit les charges de précarité, péréquation tarifaire dans les ZNI, cogénération, budget du médiateur de l'énergie – 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 depuis 2016 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). Son niveau reste inchangé en 2020.

Par ailleurs, la loi de finances rectificative pour 2019 a ajusté à la baisse les compensations versées par l'État au titre des charges de service public en 2019 : celles-ci avaient en effet diminué en raison de la réduction de l'écart entre le prix de marché de l'électricité et le tarif d'obligation d'achat aux producteurs. Pour cette même raison, l'État a également ajusté à la baisse les compensations de 2019, les charges réalisées in fine au titre de 2018 s'étant avérées plus faible que la reprévision sur laquelle les compensations avaient été versées en 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 2019 s'élève à 7 662 millions d'euros.

Les montants encaissés sur l'année 2019 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), s'établissent à 6 800 millions d'euros (dont 4 458 millions d'euros au titre du Compte d'Affectation Spéciale (CAS) « Transition énergétique » et 2 342 millions d'euros au titre du budget général). Par ailleurs, EDF a versé courant décembre 2019, à la CRE 12,5 millions d'euros au titre d'acompte des remboursements de reliquats de l'ancien mécanisme CSPE antérieur à 2016.

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 1er 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 2019, l'État a versé à EDF 1 353 millions d'euros au titre du principal de la créance financière. Ce montant est conforme à l'annuité 2019 de l'échéancier de remboursement. Au 31 décembre 2019, la part du principal de la créance financière, due à EDF, en attente de remboursement s'élève à 660 millions d'euros qui seront normalement versés à EDF par l'Etat.

A noter que la créance d'exploitation au 31 décembre 2019 s'élève encore à 1 647 millions d'euros que l'État doit à EDF, un point de vigilance devra être apporté compte tenu de la loi de finances 2020 votée fin 2019, loi qui prévoit la suppression du CAS dès 2021.

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° 2019-172 du 11 juillet 2019 constatant les charges de service public au titre de 2018 (6 656 millions d'euros), la nouvelle prévision des charges au titre de 2019 (7 123 millions d'euros) et la prévision des charges au titre de 2020 (7 206 millions d'euros).

4.5 MECANISME DE CAPACITE

Le mécanisme de capacité est entré en vigueur en France le 1er 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.

Les Prix de Référence Marché pour 2017, 2018 et 2019 se sont respectivement établis à 10,00 €/kW, 9,34 €/kW et 17,37 €/kW. La première session de rééquilibrage pour l'année 2019, qui s'est tenue le 16 mai 2019, a, quant à elle, révélé un prix de 0,00 €/kW.

Pour l'année de livraison 2020, les six sessions de marché 2019 ont révélé par ordre chronologique les prix suivants : 20 €/kW, 20 €/kW, 22,4 €/kW, 20 €/kW, 17,8 €/kW, 16,6 €/kW.

4.6 CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE (CEE)

Le décret n° 2017-690 du 2 mai 2017 pris par le ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer a relevé fortement le niveau d'obligation pour la quatrième période d'obligations d'économies d'énergie (qui s'étendait initialement du 1er janvier 2018 au 31 décembre 2020) : 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.

Ce relèvement significatif du niveau d'obligation combiné à l'existence d'un marché CEE peu profond et dont la liquidité future est incertaine, exposait, lors de l'exercice précédent, le Groupe au risque de versement d'une pénalité libératoire de 15 € par MWhc manquant auprès du Trésor Public (article L. 221-4 du Code de l'énergie), en cas de déficit de certificats en fin de période.

Pour répondre à ces exigences, le Groupe a mis tout en œuvre pour accroître progressivement sa production de Certificats d'Economie d'Energie, tirant notamment parti des opérations « coups de pouce » lancées en début d'année 2019 (aide au remplacement d'une chaudière au fioul par une pompe à chaleur, abondement à 50 % de la prime d'économie d'énergie pour les utilisateurs d'une pompe à chaleur, offre sur le contrat d'entretien de pompe à chaleur…). La production de certificats a doublé entre 2017 et 2019, avec en particulier une hausse de de 44 % entre 2018 et 2019.

Par ailleurs, la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, outre qu'elle augmente la durée de la quatrième période, comporte un chapitre relatif, notamment, à la lutte contre la fraude aux CEE. Elle vise ainsi à renforcer l'efficacité des contrôles, ainsi que les sanctions.

Par suite, le décret n° 2019-1320 du 9 décembre 2019 publié au Journal officiel le 11 décembre 2019 a prolongé d'un an la quatrième période d'obligations d'économies d'énergie qui s'achève désormais le 31 décembre 2021 à iso obligation annuelle. A noter également que l'article 143 de la loi relative à la croissance et à la transformation des entreprises (« loi PACTE ») élargit le champ des certificats d'économie d'énergie aux installations classées pour la protection de l'environnement soumises aux systèmes d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre en modifiant l'article L. 221-7 du Code de l'énergie.

A date, le Groupe estime que l'effet combiné de l'accroissement de la production de certificats et de l'allongement de la quatrième période écarte le risque de déficit à fin décembre 2021.

4.7 ARENH

Lors du guichet ARENH de novembre 2018, la demande des fournisseurs alternatifs s'est élevée à 132,98 TWh hors filiales EDF, et a dépassé ainsi le volume global maximal de 100 TWh. De ce fait, EDF a livré 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 se sont élevées à 20,4 TWh.

Ces souscriptions sont intervenues dans un contexte où, compte tenu des prix à terme du ruban 2019, l'ARENH (qui inclut dans les 42 €/MWh les garanties de capacité) était compétitive.

Aucune modification des souscriptions ARENH n'a été demandée au guichet de mai 2019. Par conséquent les livraisons pour l'année 2019 n'ont pas été modifiées après ce guichet.

Par ses délibérations n° 2018-222 du 25 octobre 2018, n° 2019-090 du 9 mai 2019 et n° 2019-237 du 30 octobre 2019, 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 volume global maximal déterminée pour l'année considérée (2018 ou 2019). Ces décisions disposent notamment que, en cas de dépassement du volume global maximal d'ARENH aux guichets de novembre 2018, de mai 2019 ou de novembre 2019, d'une part, l'écrêtement ne s'appliquera qu'aux nouvelles demandes d'ARENH formulées lors du guichet auquel le dépassement du volume global maximal est constaté et, d'autre part, les filiales contrôlées par EDF seront écrêtées intégralement (à l'exception des gestionnaires de réseau qui ne le sont pas) pour les volumes

conduisant à un dépassement du volume global maximal. 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'écrêtement des fournisseurs alternatifs. Selon la méthode proposée par la Commission de régulation de l'énergie, dans sa délibération n° 2019-028 sur le calcul des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRV), ce mécanisme de l'écrêtement, lorsqu'il est mis en œuvre, conduit à renforcer le poids de la référence aux prix de marché dans la détermination des tarifs réglementés de vente (TRV).

La loi Energie Climat introduit de nouvelles dispositions. Elle augmente le plafond de l'ARENH initialement fixé à 100 TWh à 150 TWh à compter du 1er janvier 2020 permettant au gouvernement de modifier le volume global maximal au-delà de 100 TWh. Elle permet en outre de réviser le prix de l'ARENH par arrêté des ministres pendant une période transitoire. Néanmoins, le ministère de la Transition écologique et solidaire a annoncé que ni le prix ni le volume d'ARENH ne seraient modifiés pour l'année 2020.

Dans ce contexte, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF) au guichet de novembre 2019 pour livraison 2020 s'est élevée à 147 TWh. En application du volume global maximal non modifié, seuls 100 TWh seront livrés et la CRE procédera comme l'année précédente à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur.

Le gouvernement a lancé en janvier 2020 une consultation des différents acteurs du monde de l'énergie sur un projet de texte concernant la réforme de la régulation du nucléaire existant (ARENH) (voir note 4.1).

NOTE 5 ÉVOLUTIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Sur l'exercice 2019, le Groupe ne connaît pas de variation de périmètre notable hormis les opérations présentées en notes 3.2.1, 3.4.2, 3.4.5 et 3.4.7.

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 intersecteurs. 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).

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 ;
- « 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;
- « 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 2019

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Framatome	Royaume-Uni	Italie	Autre international	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	26 658	16 072	1 895	9 570	7 535	2 507	1 043	3 732	2 305	-	**71 317**
Chiffre d'affaires intersecteur	1 212	15	1 482	4	32	183	522	549	423	(4 422)	**-**
CHIFFRE D'AFFAIRES	**27 870**	**16 087**	**3 377**	**9 574**	**7 567**	**2 690**	**1 565**	**4 281**	**2 728**	**(4 422)**	**71 317**
ÉXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	**7 615**	**5 101**	**527**	**772**	**578**	**339**	**1 193**	**349**	**505**	**(271)**	**16 708**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**3 483**	**1 892**	**230**	**(349)**	**72**	**42**	**670**	**(18)**	**1 009**	**(271)**	**6 760**
Bilan :											
Goodwill	72	223	1 341	7 965	103	33	199	544	143	-	**10 623**
Immobilisations incorporelles et corporelles	58 275	63 499	2 591	19 034	5 410	2 226	9 773	2 288	626	-	**163 722**
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises (1)	2 593	-	90	127	104	2 058	1 063	75	304	-	**6 414**
Autres actifs sectoriels (2)	19 190	4 473	1 912	5 268	1 788	620	659	1 911	2 645	-	**38 466**
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	1 737	1 925	-	-	-	-	**3 662**
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**80 397**
TOTAL ACTIF	**80 130**	**68 195**	**5 934**	**32 394**	**9 142**	**6 862**	**11 694**	**4 818**	**3 718**	**-**	**303 284**
Autres informations :											
Dotations aux amortissements	(4 047)	(3 192)	(263)	(1 009)	(409)	(269)	(474)	(259)	(72)	-	**(9 994)**
Pertes de valeur	(29)	-	(10)	(127)	(60)	-	(49)	(105)	(23)	-	**(403)**
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	117	42	163	6 622	262	398	922	279	519	-	**9 324**
Investissements corporels et incorporels	6 091	4 610	210	3 352	288	227	1 608	275	48	-	**16 709**

(1) Au 31 décembre 2019, 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.

(2) 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 1 667 millions d'euros (voir note 29).

6.1.2 Au 31 décembre 2018

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Framatome	Royaume-Uni	Italie [1]	Autre international	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	24 937	16 007	1 904	8 965	8 047	2 227	1 089	3 633	1 737	-	**68 546**
Chiffre d'affaires intersecteur	1 159	41	1 409	5	30	184	416	556	864	(4 664)	**-**
CHIFFRE D'AFFAIRES	**26 096**	**16 048**	**3 313**	**8 970**	**8 077**	**2 411**	**1 505**	**4 189**	**2 601**	**(4 664)**	**68 546**
ÉXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	**6 327**	**4 916**	**465**	**783**	**424**	**240**	**856**	**292**	**858**	**(263)**	**14 898**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**2 963**	**1 914**	**240**	**(397)**	**45**	**(10)**	**316**	**72**	**574**	**(263)**	**5 454**
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)	(343)	(249)	(437)	(205)	(99)	-	**(8 775)**
Pertes de valeur	(2)	-	(12)	(163)	(6)	-	(103)	-	(4)	-	**(290)**
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	277	216	1 919	388	112	-	**16 016**

(1) Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession.

(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 (voir note 29).

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 EDF Trading ;
- « **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,…).

(en millions d'euros)	Production – Commercialisation	Distribution	Autres [1]	**Total**
2019 :				
Chiffre d'affaires externe :				
- dont France [2]	26 834	15 607	289	42 730
- dont International et autres métiers	21 854	-	6 733	28 587
CHIFFRE D'AFFAIRES	**48 688**	**15 607**	**7 022**	**71 317**

(en millions d'euros)	Production – Commercialisation	Distribution	Autres	**Total**
2018 :				
Chiffre d'affaires externe :				
- dont France [2]	25 217	15 555	172	40 944
- dont International et autres métiers [3]	20 962	-	6 640	27 602
CHIFFRE D'AFFAIRES	**46 179**	**15 555**	**6 812**	**68 546**

(1) Les « Autres » groupes de services incluent en particulier Framatome, entité acquise le 31 décembre 2017.
(2) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 6.1).
(3) Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession.

NOTE 7 CHIFFRE D'AFFAIRES

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

(en millions d'euros)	2019	2018 (1)
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	65 760	63 283
dont ventes d'énergie (2)	*46 590*	*44 473*
dont services liés à l'énergie (incluant les prestations d'acheminement (3))	*19 170*	*18 810*
Autres ventes de biens et de services	4 531	4 387
Trading	1 026	876
CHIFFRE D'AFFAIRES	71 317	68 546

(1) Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).

(2) En 2019, les ventes d'énergie incluent 1 548 millions d'euros de chiffre d'affaires liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre 1 432 millions d'euros en 2018. Ces opérations sont réalisées par certaines entités du Groupe, dans le but d'équilibrer l'offre et la demande, dans le respect de la politique de gestion des risques du groupe (voir note 1.3.7). En 2019, les principaux secteurs opérationnels vendeurs nets en euros sur les marchés sont la France – Activités de production et de commercialisation (gaz), l'Italie (électricité) et le Royaume-Uni (électricité). En 2018, il s'agissait principalement de l'Italie (électricité) et du Royaume-Uni (électricité).

(3) Les prestations d'acheminement au sein de cette rubrique sont relatives aux gestionnaires de réseaux de distribution Enedis, Electricité de Strasbourg et EDF SA pour les zones non interconnectées. En revanche, celles relatives à EDF Energy et Edison apparaissent au sein de la rubrique ventes d'énergie car ces entités sont qualifiées de principal au regard d'IFRS 15 tant sur la fourniture que sur l'acheminement (voir note 1.3.7). Pour ces deux entités, les prestations d'acheminement sont sans impact sur le résultat car elles sont incluses dans le poste « Charges de transport et d'acheminement » en note 8.

Retraité des effets de change et périmètre, le chiffre d'affaires de l'exercice 2019 est en hausse de 3,5 % soit 2,4 milliards d'euros, principalement sur la France – Activités de production et commercialisation (+ 6,6 % soit + 1,6 milliard d'euros), au Royaume-Uni (+ 5,9 % soit + 0,5 milliard d'euros) et sur les Autres métiers (+ 35,6% soit + 0,6 milliard d'euros), avec une diminution sur l'Italie (- 0,7 milliard d'euros soit - 8,1 %).

La hausse du chiffre d'affaires en France – Activités de production et commercialisation, observée en 2019 est principalement liée à des effets prix en hausse pour un montant estimé de 2,1 milliards d'euros en lien principalement avec l'évolution positive des prix sur les offres de marché et la hausse du tarif réglementé de ventes de + 7,7 % HT au 1er juin 2019.

L'augmentation du chiffre d'affaires sur le Royaume Uni s'explique principalement par un effet prix favorable sur l'électricité et la hausse des revenus de capacité suite à la remise en place du mécanisme (voir note 1.3.7), malgré une baisse des volumes vendus sur les marchés de gros, tandis que la diminution du chiffre d'affaires en Italie est principalement en lien avec les activités gaz, du fait de la baisse des prix et, dans une moindre mesure, des volumes vendus.

La hausse du chiffre d'affaires des Autres métiers provient essentiellement l'activité gazière GNL, soutenue en 2019 grâce à la compétitivité des moyens gaz en Europe et à une meilleure utilisation des capacités du Groupe.

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)	2019	2018 [1]
Achats consommés de combustible – production d'énergie [2]	(11 700)	(12 404)
Achats d'énergie [2]	(15 041)	(13 351)
Charges de transport et d'acheminement	(8 325)	(7 701)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	(7)	(18)
(Dotations) et reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	(18)	418
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(35 091)	(33 056)

(1) Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).

(2) En 2019, les achats consommés de combustible et d'énergie incluent respectivement 417 et 3 117 millions d'euros liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre respectivement 271 et 2 694 millions d'euros en 2018. En 2019, les principaux secteurs opérationnels acheteurs nets en euros sur les marchés sont France – Activités de production et de commercialisation (électricité), le Royaume-Uni (gaz), Autre international (Luminus – gaz et électricité) et Dalkia (gaz). En 2018, il s'agissait des mêmes secteurs.

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 :

(en millions d'euros)	2019	2018 [1]
Services extérieurs	(13 120)	(13 089)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)	(3 598)	(3 494)
Production stockée et immobilisée	7 932	7 139
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	167	182
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES	(8 619)	(9 262)

(1) Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).

Retraitées des effets de change, périmètre et normes (IFRS 16), les autres consommations externes diminuent de 1,2 % par rapport à 2018.

NOTE 10 CHARGES DE PERSONNEL

10.1 CHARGES DE PERSONNEL

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2019	2018 (1)
Rémunérations	(8 911)	(8 736)
Charges de sécurité sociale	(1 951)	(1 957)
Intéressement et participation	(277)	(278)
Autres contributions liées au personnel	(360)	(388)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(250)	(231)
Avantages à court terme	**(11 749)**	**(11 590)**
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(988)	(1 033)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(801)	(1 017)
Avantages postérieurs à l'emploi	**(1 789)**	**(2 050)**
Autres avantages à long terme	(222)	-
Indemnités de fin de contrat	(33)	(2)
Autres charges de personnel	**(255)**	**(2)**
CHARGES DE PERSONNEL	(13 793)	(13 642)

(1) Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).

Retraitées des effets de change et périmètre, les charges de personnel sont en augmentation de 0,6 % par rapport à 2018, principalement sur les secteurs Autres Métiers, EDF Renouvelables et Dalkia.

10.1 EFFECTIFS MOYENS

	2019	2018
Statut IEG	96 818	98 358
Autres	64 704	63 850
EFFECTIFS MOYENS	161 522	162 208

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 3.4.1 « Indicateurs » du document d'enregistrement universel (ex document de référence).

NOTE 11 IMPÔTS ET TAXES

Les impôts et taxes s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2019	2018 (1)
Impôts et taxes sur rémunérations	(250)	(297)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 674)	(1 561)
Autres impôts et taxes	(1 874)	(1 832)
IMPOTS ET TAXES	(3 798)	(3 690)

(1) Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).

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 :

(en millions d'euros)	Notes	2019	2018 (1)
Subventions d'exploitation	12.1	7 834	6 846
Résultat de déconsolidation	12.2	576	194
Résultat de cession d'immobilisations	12.2	(188)	54
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants		(107)	76
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation		(41)	(132)
Autres produits et charges	12.3	(1 382)	(1 036)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS		6 692	6 002

(1) Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).

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 7 662 millions d'euros en 2019 (6 554 millions d'euros en 2018).

12.2 RESULTATS DE DÉCONSOLIDATION ET DE CESSION D'IMMOBILISATIONS

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent principalement en 2019 :

- 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 560 millions d'euros (192 millions d'euros en 2018) comprenant en particulier l'effet de la cession NnG (voir note 3.4.5) ;
- des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France pour 22 millions d'euros (262 millions d'euros en 2018).

12.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES

Les autres produits et charges intègrent principalement les coûts relatifs aux Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice et les pertes relatives aux créances d'exploitation irrécouvrables. L'évolution défavorable des autres produits et charges sur l'année 2019 s'explique principalement par le renchérissement des coûts liés aux CEE, ainsi que l'évolution des indemnités de coupures liées aux aléas climatiques de 2019.

NOTE 13 VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DERIVES ENERGIE ET MATIERES PREMIERES HORS ACTIVITES DE TRADING

(en millions d'euros)	2019	2018
VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DERIVES ENERGIE ET MATIERES PREMIERES HORS ACTIVITES DE TRADING	642	(224)

Ces éléments correspondent pour l'essentiel aux variations de juste valeur sur la période des instruments financiers dérivés utilisés dans un objectif de couverture économique d'opérations d'achats ou de ventes de matières premières, mais qui ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture telle que définie dans la norme IFRS 9. Ces variations sont par conséquent comptabilisées directement en résultat de la période. Le Groupe présente ces éléments au niveau de la ligne de son compte de résultat intitulée « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading* », en dessous de l'excédent brut d'exploitation.

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading passent de (224) millions d'euros en 2018 à 642 millions d'euros en 2019, principalement en lien avec les positions sur le gaz chez Edison et une forte volatilité des prix observés sur le marché des autres commodités et en particulier l'électricité en 2019 (effet majoritairement prix et non volume).

NOTE 14 PERTES DE VALEUR / REPRISES

14.1 PERTES DE VALEUR PAR CATÉGORIE D'IMMOBILISATIONS

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

(en millions d'euros)	Notes	2019	2018 [1]
Pertes de valeur sur goodwill	21	(57)	-
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	22	(47)	(52)
Pertes de valeur sur actifs corporels	24-25	(299)	(238)
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		(403)	(290)

(1) Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).

Pour mémoire, les pertes de valeur enregistrées au 31 décembre 2018 s'élevaient à (290) millions d'euros et concernaient :

- des actifs thermiques pour (122) millions d'euros au Royaume-Uni ;
- différentes UGT d'EDF Renouvelables (notamment un parc éolien aux États-Unis et une société de technologie biomasse aux États-Unis) pour (103) millions d'euros ;
- des actifs incorporels autres que goodwill pour (52) millions d'euros comprenant notamment la dépréciation de la marque British Energy pour (34) millions d'euros.

Des pertes de valeur pour un montant de (39) millions d'euros avaient par ailleurs été comptabilisées au titre des entreprises associées au 31 décembre 2018 (voir note 26).

Les pertes de valeur enregistrées en 2019 s'élèvent à (403) millions d'euros, et se détaillent comme suit.

14.2 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 2019, ainsi que certaines hypothèses-clés retenues.

Dans le cadre de la mise en œuvre de la norme IFRS 16 au 1er janvier 2019, le Groupe a fait évoluer en tant que de besoin la méthodologie de réalisation des tests de pertes de valeurs en fonction des caractéristiques propres à chaque UGT.

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 2019** *(en millions d'euros)*
Royaume-Uni	Goodwill EDF Energy	7 653	6,0 %	-	-
Italie	Marque Edison Goodwill Zephyro (services énergétiques)	945 17	6,1 % 6,1 %	2,0 % -	- (17)
Framatome	Goodwill Framatome	1 326	5,7%	0,5 %	-
Dalkia	Goodwill Dalkia Goodwill UGT Pologne Goodwill Dalkia Wastenergy Marque Dalkia	555 8 5 137	4,3 % 6.3 % - 4,8 %	1,7 % 1,7 % - 1,7 %	- (8) (5) -
EDF Renouvelables	Goodwill Futuren (Allemagne)	17	4,25 %	1,5 %	(17)
Autres pertes de valeur					(10)
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DUREE DE VIE INDETERMINÉE					**(57)**

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 2019** *(en millions d'euros)*
Royaume-Uni	CCGT	Baisse des *spark spreads* et des perspectives de rémunération de la capacité à long-terme	6,0 %	(118)
	Autres actifs thermiques	Centrales en cours de fermeture	5,4 % - 6,0 %	(9)
Italie	Actifs hydrauliques	Evolution défavorable de la régulation sur les concessions hydrauliques	6,1 %	(33)
	Services énergétiques	Rentabilité moindre de certains contrats	6,1 % - 7,2 %	(5)
France		Projets arrêtés	-	(24)
Dalkia	UGT Pologne	Perspectives de marché moins favorables	6,3 %	(48)
	Autres UGT Dalkia		4,9 %	(44)
EDF Renouvelables	Différentes UGT	Perspectives tarifaires défavorables	3,4 % - 6,5 %	(29)
Autres pertes de valeur				(36)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				**(346)**

Hypothèses générales

La note 1.3.14 explique la méthodologie retenue par le Groupe pour réaliser les tests de dépréciation.

Les CMPC sur les pays de référence en Europe sont en légère baisse par rapport au 31 décembre 2018 en lien avec la situation actuelle de marché qui conduit à une diminution du taux sans risque. Les autres paramètres

retenus pour le calcul des CMPC sont restés à un niveau globalement stable par rapport au 31 décembre 2018. Les résultats des tests font l'objet d'analyses de sensibilité au taux d'actualisation.

L'environnement de marché en 2019 est en légère amélioration par rapport à 2018 avec des prix de marché de l'électricité en légère augmentation sur la France et la Belgique. En Italie, la situation est stable par rapport à l'an passé. On note, en revanche, un léger retrait sur les prix de l'électricité au Royaume-Uni.

Sur l'horizon de marché, les prix *forward* retenus sont en cohérence avec ces évolutions.

Sur l'horizon long terme, la vision des fondamentaux est stable par rapport à l'an dernier, le scénario de référence retenu dans le cadre des tests réalisés lors de la clôture 2018 ayant anticipé la diminution des trajectoires de prix des commodités gaz et charbon. La trajectoire haussière sur les prix des quotas de CO_2 dans le cadre du mécanisme de l'ETS (*EU Emissions Trading System*) a été conservée du fait du bon fonctionnement de la phase 3 du dispositif pour atteindre les objectifs de la politique de décarbonation européenne. On note néanmoins, en début d'horizon un léger infléchissement de la courbe en lien avec des hypothèses d'efficacité énergétique accrue et dans une moindre mesure à la baisse des prix du gaz livré en Europe, puis, en fin d'horizon, une légère réévaluation en raison de la hausse des hypothèses véhicules électriques et hydrogène retenues. 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, même si des incertitudes demeurent, les mécanismes de capacité qui sont mis en œuvre progressivement sous différentes modalités selon les pays permettent d'assurer une rémunération contribuant à la rentabilité de certains actifs de production, et venant confirmer les hypothèses retenues dans les tests de dépréciation. Ainsi, après la suspension fin 2018 du mécanisme au Royaume Uni, la Commission Européenne a confirmé le 24 octobre 2019 sa décision initiale d'octroi d'une autorisation d'aide d'État au marché de capacité permettant ainsi au gouvernement du Royaume-Uni de rétablir le dispositif. En Italie, les premières enchères de capacité se sont tenues courant novembre pour les livraisons des années 2022 et 2023.

À fin 2019, 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

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. Au 31 décembre 2019, les investissements nécessaires réalisés pour les centrales au charbon de Cottam et West Burton A ont été totalement dépréciés pour un montant de (6) millions d'euros en cohérence avec les décisions de fermeture anticipée des centrales ; le 7 février 2019, EDF Energy a annoncé la fermeture de la centrale au charbon de Cottam en septembre 2019, la fermeture de la centrale de West Burton A sera quant à elle planifiée en tenant compte des contrats de capacité. Concernant les actifs de stockage gaz, les investissements réalisés sur l'exercice sur le site de Hole House ont été dépréciés à hauteur de (3) millions d'euros.

Au 31 décembre 2019, malgré le rétablissement du mécanisme de capacité, les perspectives long terme plus basses par rapport à l'exercice précédent sur les *spark spreads* et sur le niveau anticipé de rémunération de la capacité, conjuguées à des augmentations anticipées des charges de réseau par rapport à la vision fin 2018 conduisent à enregistrer une dépréciation complémentaire de la valeur de la centrale au gaz de West Burton B (CCGT) de (118) millions d'euros. La valeur de cet actif est sensible aux variations de prix ; ainsi une variation de 5 % des *spark spread* aurait un impact d'environ 6 % 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 (8 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). Compte tenu des difficultés de production des centrales de Hunterston et Dungeness rencontrées en 2018 et qui ont perduré sur l'exercice 2019, le test a été réalisé par prudence en intégrant un niveau de production revu à la baisse par rapport aux hypothèses retenues en 2018. La mise à jour de ces hypothèses de production a une incidence défavorable sur la valeur recouvrable du parc nucléaire d'EDF Energy qui diminue par

rapport à 2018, mais qui reste néanmoins largement supérieure à la valeur comptable. Une variation à la baisse de 5 % des prix de l'électricité par rapport à la trajectoire retenue dans le cadre du test aurait un impact de 15 % sur la valeur recouvrable de l'actif, qui resterait supérieure à la valeur nette comptable des actifs.

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 8 milliards d'euros au 31 décembre 2019 (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.

Le test réalisé en 2019 tient compte des dernières estimations des coûts du projet HPC (voir note 3.1.3) c'est-à-dire des coûts 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) estimés entre 21,5 et 22,5 milliards de livres sterling 2015, soit une augmentation comprise entre 1,9 et 2,9 milliards de livres par rapport aux évaluations précédentes, avec le maintien d'une livraison de la tranche 1 fin 2025. L'amplitude de la fourchette sera fonction de la réussite des plans d'actions opérationnels à mener en partenariat avec les fournisseurs. Les surcoûts résultent essentiellement des conditions de sol difficiles, ayant rendu les travaux de terrassement plus couteux que prévu, de la révision des objectifs des plans d'actions opérationnels, et des coûts supplémentaires liés à la mise en œuvre du design fonctionnel d'une tête de série adaptée au contexte réglementaire britannique. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF est désormais estimé entre 7,6 % et 7,9 % (contre environ 9 % initialement).

Sur ces bases révisées et tenant compte également des effets défavorables précédemment explicités sur les actifs nucléaires existants, l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable d'EDF Energy reste significatif au 31 décembre 2019. Les analyses de sensibilité conduites sur le CPMC montrent qu'une hausse de 50 points de base du CMPC n'entraine pas de risque de perte de valeur.

S'agissant d'HPC, la dernière revue de projet a mis en évidence un risque accentué 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 une diminution du TRI pour EDF d'environ 0,3 %. Ce risque de report et de surcoût associé réduirait la marge du test d'EDF Energy d'environ 20 %.

Des sensibilités avec des hypothèses très dégradées ont également été conduites à titre illustratif : par exemple, un décalage de la mise en service de 4 ans et un surcoût associé de 4 milliards de livres sterling, seraient de nature à générer un risque de perte de valeur, toutes choses égales par ailleurs.

Par ailleurs, la valeur recouvrable d'EDF Energy intègre également, comme en 2018, des hypothèses prudentes sur le segment Commercialisation en lien avec le contexte concurrentiel et réglementaire sur le marché britannique, tenant en particulier compte du cap sur le *Standard Variable Tariff*. Différentes analyses de sensibilités ont été conduites sur les hypothèses de taux de marge et de perte de part de marché ; une diminution du taux de marge sur le long terme de 25 points de base conduirait à une diminution de la marge du test d'EDF Energy d'environ 6 %, des pertes de part de marché de 10 % sur le segment B2C et de 2 % sur le segment B2B auraient, quant à elles, un impact défavorable de l'ordre de 10 % sur la marge du test.

Enfin, 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 concrètes 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 CO_2 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. La valeur de la marque reste justifiée sans prise en compte de l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3). Le test a été réalisé en utilisant la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires. Pour mémoire, une étude externe de valorisation de la marque avait par ailleurs été réalisée fin 2018 et conclut à une valeur d'utilité de la marque supérieure à sa valeur nette comptable y compris sans tenir compte des flux E&P.

Au 31 décembre 2019, la valeur recouvrable des actifs hydrauliques situés dans la province autonome de Trento est fortement pénalisée par les évolutions de la régulation locale en matière de concession hydraulique. Une perte de valeur de (33) millions d'euros est ainsi enregistrée sur ces actifs. Plus globalement, la prise en compte dans le test de l'UGT hydraulique du décret *Simplificazione* 2019 relatif aux modalités de renouvellement des concessions en Italie conduit à une diminution très significative de la marge du test. Par ailleurs, la sensibilité de la marge à une variation des prix de 10 % à la baisse conduirait à l'enregistrement d'une perte de valeur de l'ordre de (50) millions d'euros.

Concernant les services énergétiques, des pertes de valeur sont enregistrées sur des actifs spécifiques pour un montant de (27) millions d'euros dont (17) millions d'euros de dépréciation d'un goodwill constaté sur une acquisition récente (Zephyro) pour laquelle la valeur recouvrable a été pénalisée par le retard de mise en œuvre d'un contrat significatif.

Par ailleurs, la valeur recouvrable des actifs éoliens s'améliore en lien avec des investissements réalisés dans des projets présentant une forte rentabilité.

Les actifs thermiques bénéficient des investissements à forte rentabilité du fait de la construction du nouveau CCGT Marghera. Les perspectives favorables sur le long terme des *clean spark spreads* et de rémunération de la capacité influent également favorablement sur la marge du test. Des tests de sensibilités ont été réalisés sur ces actifs et les résultats montrent qu'une baisse de 10 % des prix de l'électricité ou une hausse de 50 points de base du CMPC n'entraine pas de risque de perte de valeur.

Framatome

Au 31 décembre 2019, le goodwill de Framatome s'élève à 1 326 millions d'euros. Il résulte de l'acquisition par EDF de 75,5 % du capital de Framatome réalisée fin 2017 et pour laquelle le Groupe a finalisé la comptabilisation du regroupement d'entreprise au 31 décembre 2018.

La valeur recouvrable de Framatome a été déterminée sur la base d'un Business Plan sur 10 ans et d'une valeur terminale. Ce BP est sensible aux hypothèses de réalisation des grands projets de construction intégrés dans le scénario réacteur et aux hypothèses de parts de marché retenues pour les services à la base installée et les livraisons de combustibles aux réacteurs clients. Le CMPC retenu pour l'actualisation des flux futurs de trésorerie est un CMPC pondéré en fonction d'une vision conservatrice de la décomposition de l'EBIDTA de Framatome entre ses différentes activités qui ont été réparties en termes de profil de risque. Le test réalisé au 31 décembre 2019 fait apparaitre un excédent significatif entre la valeur comptable et la valeur recouvrable de l'UGT.

Des analyses de sensibilité ont été conduites sur une hausse du CMPC de 50 points de base ou sur la prise en compte d'un taux de croissance à l'infini de 0 % sans remise en cause de la conclusion du test.

EDF Renouvelables

En 2019, (49) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés au titre de différentes UGT d'EDF Renouvelables dont (17) millions d'euros au titre de la dépréciation du goodwill d'une entité allemande récemment acquise (Futuren) suite à la prise en compte de perspectives moins favorables sur ce marché. Les autres pertes de valeurs concernent des actifs spécifiques et résultent notamment de perspectives tarifaires en baisse du fait des dispositions contractuelles ou des évolutions réglementaires (en Chine notamment).

Dalkia

Au 31 décembre 2019, le goodwill de Dalkia ressort à 555 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 2019, 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 2019 permet de justifier sa valeur dans les comptes.

Par ailleurs, des pertes de valeur ont été enregistrées sur différentes UGT du Groupe Dalkia. En Pologne notamment, la valeur recouvrable des entités Dalkia est fortement pénalisée par des perspectives de revenus inférieurs aux prévisions des années antérieures qui ne permettent pas de répercuter l'impact des augmentations d'investissements de mise en conformité. Ainsi, des pertes de valeur sont enregistrées pour (55) millions d'euros sur ces actifs dont (8) millions d'euros sur le goodwill.

D'autres UGT sont dépréciées sur l'exercice du fait de situation particulière telle que :

- la chute brutale des prix du papier au Canada et les conditions d'exploitation en résultant qui conduisent à enregistrer (11) millions d'euros de perte de valeur sur Dalkia Wastenergy dont (5) millions d'euros sur le goodwill ;
- la liquidation judiciaire d'Arjowiggins prononcée le 29 mars 2019 conduisant à la perte du client chaleur de la cogénération CCB et à la dépréciation des actifs correspondant pour (12) millions d'euros.

D'autres actifs isolés sont également dépréciés pour un montant cumulé de (27) millions d'euros.

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 dits « jaune » et « vert » au 1er 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 1.3.14 sur la durée de vie des actifs, avec un CMPC après impôt de 5,1 % au 31 décembre 2019. S'agissant des actifs nucléaires, le Groupe retient l'hypothèse, dans son modèle de référence, 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.

Les hypothèses de rémunération de capacité retenues pour le test sont en hausse par rapport à l'exercice précédent en cohérence avec l'analyse des fondamentaux du système retenue dans le cadre du scénario de référence. La moyenne des enchères réalisées en 2019 s'élève à 19,5 euros du kilowatt.

Le test tient compte des dernières prévisions concernant Flamanville 3 (voir note 3.1.1) c'est-à-dire du calendrier ajusté, avec une date de chargement du combustible fin 2022, et de la réestimation du coût de construction à 12,4 milliards d'euros$_{2015}$, hors intérêts intercalaires, soit une augmentation de 1,5 milliard d'euros par rapport à l'estimation précédente. Le test prend en compte l'enregistrement pour l'essentiel de ces coûts supplémentaires en autres produits et charges d'exploitation.

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. La marge du test est en augmentation par rapport à celui réalisé au 31 décembre 2018, l'augmentation des coûts et le décalage de mise en service de Flamanville 3 étant

plus que compensés par des effets favorables essentiellement liés à la diminution du taux d'actualisation et à l'effet positif de sortie des flux de l'exercice 2019.

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 2019 intègre également en sensibilité les propositions de la fermeture anticipée de certaines tranches nucléaires telles qu'inscrites dans le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie, sans modification des conclusions du test.

France – Pertes de valeur sur actifs spécifiques

Le Groupe a par ailleurs comptabilisé (24) millions d'euros de dépréciations en lien avec la décision d'arrêt de deux projets, un projet hydraulique et un développement informatique.

Autre International – Belgique

Le test de dépréciation mis en œuvre sur 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 Luminus détient 10,2 %.

Enfin des pertes de valeur au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 31 décembre 2019 à hauteur de (73) millions d'euros ; celles-ci sont présentées dans la note 26.

NOTE 15 AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à (185) millions d'euros au 31 décembre 2019. Ils comprennent la charge liée à l'Offre préférentielle Réservée aux Salariés (ORS) pour (30) millions d'euros réalisée sur le premier semestre 2019 (voir ci-dessous), ainsi que des charges de restructuration dans certaines entités du Groupe et d'autres opérations ayant une nature d'autres produits et charges d'exploitation de montant individuellement peu significatif.

Les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à (105) millions d'euros au 31 décembre 2018 et comprenaient 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. Ils comprenaient 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.

S'agissant de l'Offre préférentielle Réservée aux Salariés, le Conseil d'administration d'EDF a décidé, le 4 avril 2019, le principe d'une opération d'actionnariat salarié. Celle-ci a été réalisée par la cession de 7 704 974 actions existantes par l'État à EDF, qui les a rétrocédées immédiatement aux salariés, anciens salariés et retraités éligibles. L'opération ne constitue donc pas une augmentation de capital pour le Groupe.

Le prix de cession des actions a été fixé le 20 juin 2019. Il comportait une décote de 20 % par rapport au prix de référence déterminé sur la base de la moyenne des cours moyens pondérés par les volumes journaliers de l'action EDF constatés sur le marché Euronext Paris (*Volume-Weighted Average Price*), durant les vingt derniers cours d'ouverture précédant le jour de la fixation du prix.

La livraison des actions a été effectuée le 16 juillet 2019.

NOTE 16 RÉSULTAT FINANCIER

16.1 COUT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT

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

(en millions d'euros)	2019	2018 (1)
Charges d'intérêts sur opérations de financement (2)	(1 801)	(1 765)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	(14)	(93)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	(40)	102
Résultat net de change sur endettement	49	44
COUT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	**(1 806)**	**(1 712)**

(1) Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).
(2) Les charges d'intérêts sur opérations de financement comprennent en 2019 les intérêts relatifs à la dette locative (IFRS 16) de (85) millions d'euros au 31 décembre 2019.

16.2 EFFET DE L'ACTUALISATION

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

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	2019	2018 (1)
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(931)	(875)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs (2)	(2 116)	(2 480)
Autres provisions et avances	(114)	(109)
EFFET DE L'ACTUALISATION	**(3 161)**	**(3 464)**

(1) Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).
(2) Y compris effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 39.3).

La baisse de la charge de désactualisation sur les provisions nucléaires s'explique par une diminution du taux d'intérêt réel de 10 points de base en 2019 contre 20 points de base en 2018, s'agissant des provisions nucléaires en France.

16.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS

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

(en millions d'euros)	2019	2018 (1)
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	17	13
Produits (charges) sur autres actifs financiers (dont prêts et créances)	248	254
Produits (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres	878	496
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	2 338	(995)
Autres charges financières	(129)	(274)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	(9)	(93)
Produits sur les actifs de couverture	523	475
Intérêts d'emprunts capitalisés	740	502
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	**4 606**	**378**

(1) Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).

Les « produits (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres » incluent principalement sur l'année 2019 :

- des dividendes et des produits d'intérêts sur titres de dettes pour un montant de 740 millions d'euros (494 millions d'euros en 2018) ;
- des plus ou moins-values nettes de cessions réalisées sur les titres de dettes en juste valeur par OCI recyclable pour un montant de 138 millions d'euros (dont 136 millions d'euros sur les actifs dédiés) contre 2 millions en 2018 (dont (12) millions d'euros en 2018 sur les actifs dédiés).

Les autres produits et charges financiers incluent sur l'année 2019, des variations de juste valeur liées aux instruments financiers pour 2 338 millions d'euros. Dans un contexte de marchés orientés à la hausse, cette évolution favorable s'explique par la variation de la juste valeur des titres de dettes et de capitaux propres à hauteur de 2 586 millions d'euros (dont 2 545 millions d'euros au titre des actifs dédiés) et par les variations de juste valeur d'instruments dérivés à hauteur de (248) millions d'euros. En 2018, les variations des instruments financiers en juste valeur par compte de résultat de (995) millions d'euros incluaient (989) millions d'euros au titre des actifs dédiés.

L'augmentation des intérêts d'emprunt capitalisés est liée à celle des immobilisations en cours relative à Flamanville 3 et HPC.

NOTE 17 IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS

17.1 VENTILATION DE LA CHARGE D'IMPÔT

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

(en millions d'euros)	**2019**	2018 (1)
Impôts courants	(1 609)	(266)
Impôts différés	28	444
TOTAL	(1 581)	178

(1) Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).

En 2019, la charge d'impôt courant provient des sociétés en France pour (1 519) millions d'euros et des autres filiales pour (90) millions d'euros (respectivement (168) millions d'euros et (98) millions d'euros en 2018).

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

(en millions d'euros)	**2019**	2018 (1)
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	**6 399**	**656**
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	34,43%	34,43 %
Charge théorique d'impôt	**(2 203)**	**(226)**
Différences de taux d'imposition (2)	185	1
Différences permanentes (3)	162	30
Impôts sans base (4)	118	239
Actifs d'impôts différés non reconnus	156	132
Autres	1	2
CHARGE RÉELLE D'IMPOT	(1 581)	178
TAUX EFFECTIF D'IMPOT	24,71 %	- 27,13 %

(1) Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (1 581) millions d'euros en 2019, correspondant à un taux effectif d'impôt de 24,71 % (contre 178 millions d'euros en 2018, correspondant à un taux effectif d'impôt de - 27,13 %). L'augmentation de la charge d'impôt de 1 759 millions d'euros entre 2019 et 2018 est essentiellement

liée à la hausse du résultat avant impôt de 5 743 millions d'euros (notamment lié aux variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers d'EDF SA), générant une charge d'impôt supplémentaire de 1 977 millions d'euros en application d'un taux d'impôt sur les bénéfices en France de 34,43 %.

Retraité des éléments non récurrents (principalement variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers, pertes de valeur et cessions), le taux effectif d'impôt courant en 2019 est de 19,1 %, contre 22,6 % en 2018.

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

- pour 2019 :
  - (2) l'impact favorable des différences de taux d'imposition pour 185 millions d'euros lié à l'écart entre le taux d'impôt France de 34,43 % et le taux d'impôt en Italie de 24 % et au Royaume-Uni de 19 % ;
  - (3) l'effet favorable des cessions de participations et d'actifs soumis à un taux réduit d'imposition pour 160 millions d'euros (principalement Alpiq et NnG) ;
  - (4) l'impact de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 204 millions d'euros.
- pour 2018 :
  - (3) 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) ;
  - (4) l'impact de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 203 millions d'euros.

17.3 VARIATION DES ACTIFS ET PASSIFS D'IMPOTS DIFFÉRÉS

(en millions d'euros)	**2019**	2018
Impôts différés actifs	978	1 220
Impôts différés passifs	(1 987)	(2 362)
Impôts différés nets au 1er janvier	**(1 009)**	**(1 142)**
Variation en résultat net	28	508
Variation en capitaux propres	(402)	(354)
Écarts de conversion	(66)	23
Mouvements de périmètre (1)	(275)	(28)
Autres mouvements (2)	(14)	(16)
IMPOTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	(1 738)	(1 009)
Dont impôts différés actifs	557	978
Dont impôts différés passifs	(2 295)	(1 987)

(1) Les mouvements de périmètre concernent essentiellement le reclassement en actifs détenus en vue de leur vente des immobilisations en concessions de l'activité E&P.

(2) Intègre le reclassement de provision pour contentieux fiscaux à impôt différé passif pour un montant de 235 millions d'euros conformément à IFRIC 23 (voir note 35) et un impôt différé actif au titre de contrôles fiscaux d'EDF International (voir note 50.1).

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2019 est liée à hauteur de (69) millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi ((309) millions d'euros sur l'exercice 2018) ainsi qu'à hauteur de (233) millions d'euros sur les variations de juste valeur de couverture de matières premières ((11) millions d'euros sur l'exercice 2018).

17.4 VENTILATION DES IMPÔTS DIFFÉRÉS PAR NATURE

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Impôts différés :		
Immobilisations	(6 141)	(5 627)
Provisions pour avantages du personnel	5 018	4 493
Autres provisions et pertes de valeur	561	557
Instruments financiers	74	172
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	1 292	1 448
Autres	333	187
Impôts différés actifs et passifs	**1 137**	**1 230**
Impôts différés actifs non reconnus	(2 875)	(2 239)
IMPOTS DIFFÉRÉS NETS	(1 738)	(1 009)

Au 31 décembre 2019, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 2 875 millions d'euros (2 239 millions d'euros au 31 décembre 2018) et se situent principalement en France et aux États-Unis.

En France, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 2 091 millions d'euros (1 449 millions d'euros au 31 décembre 2018) 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 473 millions d'euros (485 millions d'euros en 2018) est liée à un résultat fiscal négatif générant des déficits dont l'expiration se situe entre 2030 et 2037.

Les impôts différés actifs sur déficits reportables activés sont de 395 millions d'euros (662 millions d'euros en 2018) et se situent principalement aux États-Unis pour 197 millions d'euros (230 millions d'euros en 2018) et en France pour 37 millions d'euros (214 millions d'euros en 2018). 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 18 CONTRATS DE LOCATION

Les principaux impacts de la comptabilisation des contrats de location en tant que preneur selon IFRS 16 sur le compte de résultat sont les suivants :

(en millions d'euros)	2019
Revenus en provenance des sous-locations	73
Charges au titre des loyers variables	(45)
Charges au titre des locations à court terme ou dont le bien sous-jacent est de faible valeur	(167)
Résultats de cessions-bails	-
Excédent brut d'exploitation	**(139)**
Dotations aux amortissements des actifs au titre du droit d'utilisation	(660)
Résultat d'exploitation	**(799)**
Charges d'intérêts sur l'obligation locative	(85)
Résultat avant impôt de sociétés intégrées	**(884)**

NOTE 19 RESULTAT DES ACTIVITES EN COURS DE CESSION

La ligne « Résultat net des activités en cours de cession » comprend, d'une part, les éléments du compte de résultat de l'activité « E&P » pour les exercices 2018 et 2019 et d'autre part les pertes de valeur relatives à ces actifs comptabilisées pour ces deux périodes. Pour l'exercice 2019, elle intègre une perte de valeur pour un montant de (513) millions d'euros, déterminée par différence entre la valeur comptable et la juste valeur nette des frais de cession (voir note 2.3.1).

Les principaux indicateurs de résultat de l'activité E&P sur ces périodes sont les suivants :

(en millions d'euros)	**2019**	2018
Chiffre d'affaires	407	430
Excédent brut d'exploitation	252	367
Résultat d'exploitation	122	136
Résultat financier	(25)	(11)
Impôt sur les résultats	(38)	(103)
RÉSULTAT NET DE L'ACTIVITE	59	22
Dépréciation des activités en cours de cession nette d'impôt	(513)	(234)
RESULTAT NET DES ACTIVITES EN COURS DE CESSION	(454)	(212)

NOTE 20 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 :

(en millions d'euros)	**2019**	2018
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	5 155	1 177
dont résultat net part du Groupe des activités poursuivies	*5 597*	*1 384*
dont résultat net part du Groupe des activités en cours de cession	*(442)*	*(207)*
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(589)	(584)
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action	**4 566**	**593**
dont résultat net des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action	*5 008*	*800*
dont résultat net des activités en cours de cession utilisé pour le calcul du résultat par action	*(442)*	*(207)*
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	**3 029 504 511**	**2 968 327 473**
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice	**3 029 504 511**	**2 968 327 473**
Résultats par action (en euros) :		
RÉSULTAT PAR ACTION	**1,50**	**0,20**
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	**1,50**	**0,20**
RÉSULTAT PAR ACTION DES ACTIVITES POURSUIVIES	**1,65**	**0,27**
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION DES ACTIVITES POURSUIVIES	**1,65**	**0,27**
RÉSULTAT PAR ACTION DES ACTIVITES EN COURS DE CESSION	**(0,15)**	**(0,07)**
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION DES ACTIVITES EN COURS DE CESSION	**(0,15)**	**(0,07)**

En 2019, le paiement en actions du solde sur dividende au titre de l'exercice 2018 et de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2019 s'est traduit par une augmentation de capital et de la prime d'émission d'un montant total de 881 millions d'euros correspondant à l'émission de 93 353 410 actions.

NOTE 21 GOODWILL

21.1 VARIATION DES GOODWILL

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

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Valeur nette comptable à l'ouverture	**10 195**	**10 036**
Acquisitions	66	116
Cessions	-	-
Pertes de valeur (note 14)	(57)	-
Écarts de conversion	392	(61)
Autres mouvements	27	104
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLOTURE	10 623	10 195
Valeur brute à la clôture	11 418	10 960
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(795)	(765)

En 2019, les variations observées sont liées principalement à :

- l'acquisition de Foxguard par Framatome, d'entités de services en Belgique et la première consolidation des filiales de Cyclife au Royaume Uni et en Suède
- des écarts de conversion pour 392 millions d'euros, principalement du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

En 2018, les variations observées étaient 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, à l'acquisition d'Edison Energie (ex GNVI) et Attiva réalisée par Edison en Italie pour respectivement 80 millions d'euros et 13 millions d'euros et à des écarts de conversion pour (61) millions d'euros, notamment du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

21.2 RÉPARTITION DES GOODWILL PAR SECTEUR OPÉRATIONNEL

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

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
France – Production et commercialisation	72	53
France – Activités régulées	223	223
Framatome	1 341	1 317
Royaume-Uni (EDF Energy)	7 965	7 578
Italie	104	108
Autre international	33	20
Dalkia	544	548
EDF Renouvelables	199	206
Autres métiers	142	142
TOTAL GROUPE	10 623	10 195

NOTE 22 AUTRES ACTIFS INCORPORELS

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

(en millions d'euros)	31/12/2018	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre (2)	Autres mouvements	31/12/2019
Logiciels	4 664	726	(93)	50	(42)	(10)	**5 295**
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	581	-	-	-	-	(77)	504
Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts	501	1 400	(1 436)	11	-	(2)	474
Autres immobilisations incorporelles	8 720	460	(15)	37	(1 195)	(88)	7 919
Immobilisations incorporelles en cours (1)	1 233	183	(10)	8	(10)	11	1 415
Valeurs brutes	**15 699**	**2 769**	**(1 554)**	**106**	**(1 247)**	**(166)**	**15 607**
Logiciels	(2 417)	(656)	92	(36)	41	13	(2 963)
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	(233)	(35)	-	-	-	77	(191)
Autres immobilisations incorporelles	(3 131)	(446)	11	(18)	475	6	(3 103)
Amortissements et pertes de valeur	**(5 781)**	**(1 137)**	**103**	**(54)**	**516**	**96**	**(6 257)**
VALEURS NETTES	9 918	1 632	(1 451)	52	(731)	(70)	9 350

(1) Les flux d'augmentations des immobilisations incorporelles en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service.
(2) Les mouvements de périmètre concernent essentiellement le reclassement en actifs détenus en vue de leur vente des immobilisations de l'activité E&P et la cession de NnG (voir note 3.4.5)

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles comprend au 31 décembre 2019 :

- 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 1 120 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 414 millions d'euros.

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (47) millions d'euros a été enregistrée en 2019 ((52) millions d'euros en 2018).

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 523 millions d'euros en 2019 (510 millions d'euros en 2018).

NOTE 23 IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

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

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Immobilisations	56 533	54 677
Immobilisations en cours	1 880	1 838
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE EN FRANCE	58 413	56 515

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

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2018	**2 895**	**93 279**	**4 378**	**100 552**
Augmentations [1]	178	4 232	422	**4 832**
Diminutions	(12)	(541)	(176)	**(729)**
Valeurs brutes au 31/12/2019	3 061	96 970	4 624	104 655
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2018	**(1 458)**	**(41 694)**	**(2 723)**	**(45 875)**
Dotations nettes aux amortissements	(69)	(235)	(199)	**(503)**
Diminutions	16	447	162	**625**
Autres mouvements [2]	(12)	(2 242)	(115)	**(2 369)**
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2019	(1 523)	(43 724)	(2 875)	(48 122)
Valeurs nettes au 31/12/2018	**1 437**	**51 585**	**1 655**	**54 677**
VALEURS NETTES AU 31/12/2019	1 538	53 246	1 749	56 533

(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 24 IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS

24.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS

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

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Immobilisations	5 705	6 026
Immobilisations en cours	1 155	1 313
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	6 860	7 339

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

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2018	**1 510**	**12 902**	**24**	**609**	**15 045**
Augmentations	23	259	8	33	**323**
Diminutions	(6)	(33)	(6)	(11)	**(56)**
Écarts de conversion	-	7	-	1	**8**
Mouvements de périmètre [1]	-	(2 131)	-	(8)	**(2 139)**
Autres mouvements	1	17	1	-	**19**
Valeurs brutes au 31/12/2019	1 528	11 021	27	624	13 200
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2018	**(929)**	**(7 653)**	**(15)**	**(422)**	**(9 019)**
Dotations nettes aux amortissements	(32)	(264)	(6)	(31)	**(333)**
Pertes de valeur nettes de reprises	-	-	-	-	-
Diminutions	5	29	1	10	**45**
Écarts de conversion	-	(5)	-	-	**(5)**
Mouvements de périmètre [1]	-	1 805	-	14	**1 819**
Autres mouvements	-	7	-	(9)	**(2)**
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2019	(956)	(6 081)	(20)	(438)	(7 495)
Valeurs nettes au 31/12/2018	**581**	**5 249**	**9**	**187**	**6 026**
VALEURS NETTES AU 31/12/2019	572	4 940	7	186	5 705

(1) Les mouvements de périmètre concernent essentiellement le reclassement en actifs détenus en vue de leur vente des immobilisations en concessions de l'activité E&P.

Les immobilisations en concessions des autres activités comprennent les immobilisations concédées principalement situées en France (production hydraulique hors distribution publique d'électricité) et tiennent compte de la présentation des concessions E&P d'Edison en actifs détenus en vue de leur vente.

Sur l'exercice 2019, les pertes de valeur sur des immobilisations en cours s'élèvent à (14) millions d'euros.

En 2019, la variation observée sur les immobilisations en concessions, concerne notamment le reclassement des actifs de l'activité E&P d'Edison en actifs détenus en vue de leur vente pour un montant de (546) millions d'euros.

NOTE 25 IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION, AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE ET ACTIFS AU TITRE DU DROIT D'UTILISATION

25.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION, AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE ET ACTIFS AU TITRE DU DROIT D'UTILISATION

La valeur nette des immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre et actifs au titre du droit d'utilisation se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	**31/12/2019**	31/12/2018
Immobilisations	50 011	47 779
Immobilisations en cours	34 755	30 377
Immobilisations financées par location-financement (1)	n/a	96
Actifs au titre du droit d'utilisation (1)	4 333	n/a
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION, AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE ET ACTIFS AU TITRE DU DROIT D'UTILISATION	**89 099**	**78 252**

(1) Au 31 décembre 2018, ces actifs comprennent les seules immobilisations financées par location-financement (96 millions d'euros). Au 31 décembre 2019, ils intègrent également les actifs relatifs aux locations preneur de l'ensemble des filiales du Groupe (IFRS 16).

Au 31 décembre 2019, les immobilisations corporelles en cours de production du domaine propre comprennent notamment les investissements relatifs aux réacteurs EPR de Flamanville 3 pour 13 653 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 3 028 millions d'euros. Elles comprennent également les investissements relatifs à Hinkley Point C pour 10 942 millions d'euros (incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 318 millions d'euros).

Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2019 est de 10 833 millions d'euros hors intérêts intercalaires (soit 10 645 millions d'euros en immobilisations en cours et 188 millions d'euros (2) en immobilisations mises en service). Ce montant 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 422 millions d'euros,
- ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 611 millions d'euros,
- et tient compte de l'élimination des soldes bilanciels et marges internes entre Framatome et EDF SA dans le cadre de ce projet (soit 476 millions d'euros constitués essentiellement d'avances et acomptes),

soit un coût de construction en valeur historique dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2019 de 9 800 millions d'euros, pour un coût de construction à terminaison (hors intérêts intercalaires), communiqué le 9 octobre 2019 de 12,4 milliards d'euros, exprimé en euros $_{2015}$.

(2) soit 252 millions d'euros en valeur brute diminuée de 64 millions d'euros d'amortissements.

Les immobilisations en cours augmentent de 4 378 millions d'euros du fait d'un niveau d'investissement en 2019 significativement plus élevé que le montant de mises en service effectuées sur l'exercice (voir note 25.2). Les investissements en immobilisations corporelles et incorporelles réalisés en 2019 concernent principalement :

- le secteur France – Production et Commercialisation pour 5 689 millions d'euros, avec en premier lieu les investissements réalisés dans le cadre du programme Grand Carénage, les investissements au titre de Flamanville 3, ainsi que ceux relatifs à la production hydraulique ;
- le secteur Royaume-Uni pour 3 381 millions d'euros, avec des investissements principalement relatifs à la production nucléaire ;
- le secteur EDF Renouvelables pour 1 721 millions d'euros avec une augmentation significative des capacités mises en construction, en éolien et en solaire, en France, en Amérique du Nord, et dans les pays émergents.

25.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS ET ACTIFS AU TITRE DU DROIT D'UTILISATION)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations productions thermique et hydraulique	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2018	**12 968**	**71 390**	**19 445**	**19 354**	**123 157**
Augmentations	824	3 999	394	2 375	**7 592**
Diminutions	(76)	(1 225)	(127)	(447)	**(1 875)**
Écarts de conversion	52	563	162	293	**1 070**
Mouvements de périmètre (1)	26	-	(1 419)	(178)	**(1 571)**
Autres mouvements (2)	3	486	31	(81)	**439**
Valeurs brutes au 31/12/2019	**13 797**	**75 213**	**18 486**	**21 316**	**128 812**
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2018	**(7 191)**	**(47 224)**	**(12 599)**	**(8 364)**	**(75 378)**
Dotations nettes aux amortissements	(350)	(3 115)	(609)	(1 286)	**(5 360)**
Pertes de valeur nettes de reprises	(23)	-	(131)	(110)	**(264)**
Diminutions	59	1 129	122	403	**1 713**
Écarts de conversion	(7)	(290)	(151)	(106)	**(554)**
Mouvements de périmètre (1)	(8)	-	630	149	**771**
Autres mouvements (2)	2	155	(27)	141	**271**
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2019	**(7 518)**	**(49 345)**	**(12 765)**	**(9 173)**	**(78 801)**
Valeurs nettes au 31/12/2018	**5 777**	**24 166**	**6 846**	**10 990**	**47 779**
VALEURS NETTES AU 31/12/2019	**6 279**	**25 868**	**5 721**	**12 143**	**50 011**

(1) Les mouvements de périmètre concernent essentiellement le reclassement en actifs détenus en vue de leur vente des immobilisations de l'activité E&P.

(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 336 millions d'euros (voir note 32.1)

25.3 ACTIFS AU TITRE DU DROIT D'UTILISATION

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2018	**10**	**469**	**479**
Retraitement IFRS 16 (voir note 2.1)	4 199	293	4 492
Valeurs brutes retraitées au 01/01/2019	**4 209**	**762**	**4 971**
Augmentations [1]	462	82	544
Diminutions	-	-	-
Écarts de conversion	27	1	28
Mouvements de périmètre	(7)	6	(1)
Autres mouvements [2]	(171)	(16)	(187)
Valeurs brutes au 31/12/2019	4 520	835	5 355
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2018	**(5)**	**(378)**	**(383)**
Dotations nettes aux amortissements	(542)	(118)	(660)
Diminutions	-	-	-
Écarts de conversion	(1)	-	(1)
Mouvements de périmètre	5	(3)	2
Autres mouvements	2	18	20
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2019	(541)	(481)	(1 022)
Valeurs nettes au 31/12/2018	**5**	**91**	**96**
Valeurs nettes retraitées au 01/01/2019	**4 204**	**384**	**4 588**
VALEURS NETTES AU 31/12/2019	3 979	354	4 333

(1) Les augmentations concernent les droits d'utilisation immobilisés à l'actif au titre des nouveaux contrats de location.
(2) Les autres mouvements comprennent l'effet des révisions contractuelles sur le droit d'utilisation.

NOTE 26 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]	31/12/2019 Quote-part d'intérêts dans le capital %	31/12/2019 Quote-part de capitaux propres	31/12/2019 Dont quote-part de résultat net	31/12/2018 Quote-part de capitaux propres	31/12/2018 Dont quote-part de résultat net
Principales participations dans les entreprises associées						
CTE	A	50,10	1 417	308	1 406	283
Taishan (TNPJVC) [2]	P	30,00	n.c.	n.c.	984	(2)
Autres participations détenues par EDF SA			1 448	59	1 216	110
Participations détenues par EDF Renouvelables			1 063	77	1 307	79
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises			n.c.	n.c.	1 085	38
Sous total			6 414	519	5 998	508
CENG (reclassé en actifs détenus en vue de leur vente – voir note 46)	P	49,99	n/a	288	1 667	102
Alpiq (cédée le 28 mai 2019)	P, D, A, T	n/a	n/a	11	622	(41)
Sous total				299	2 289	61
TOTAL				818	8 287	569

n/a = non applicable
n.c. = non communiqué
(1) P= production, D= distribution, T= transport, A= autres.
(2) 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 2019.

Les autres participations détenues par EDF SA sont des actifs dédiés (voir note 48.3).

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent principalement Compagnie Énergétique de Sinop (CES) (dont la mise en service a eu lieu le 16 septembre 2019 pour la première turbine et le 18 octobre 2019 pour la seconde), Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd, Nachtigal (dont la construction a démarré en mars 2019 et la mise en service opérationnelle est prévue fin 2023), et certaines sociétés détenues par EDF Renouvelables.

Les titres CENG ont été reclassés en IFRS 5 suite à la notification du Groupe d'exercer l'option de vente de sa participation (voir notes 3.2.2 et 46).

La participation dans Alpiq a été cédée le 28 mai 2019 (voir note 3.2.1).

Sur l'exercice 2019, (73) 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 2018, (39) millions d'euros de pertes de valeur avaient été comptabilisées au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises sur différents actifs spécifiques.

26.1 COENTREPRISE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (CTE)

26.1.1 Éléments financiers de CTE

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

(en millions d'euros)	**31/12/2019**	31/12/2018
Actifs non courants	18 568	17 740
Actifs courants	3 120	2 854
Total actif	**21 688**	**20 593**
Capitaux propres	2 829	2 807
Passifs non courants	15 059	13 225
Passifs courants	3 800	4 561
Total des capitaux propres et du passif	**21 688**	**20 593**
Chiffre d'affaires	4 856	4 817
Excédent brut d'exploitation	2 181	2 058
Résultat net	615	566
Endettement financier net	12 256	11 799
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(279)	78
Dividendes versés	313	313

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.

26.2 TAISHAN

26.2.1 Eléments financiers de Taishan

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

(en millions d'euros)	**31/12/2018**	31/12/2017
Actifs non courants	11 595	11 030
Actifs courants	451	350
Total actif	**12 046**	**11 380**
Capitaux propres	3 279	3 316
Passifs non courants	7 777	6 864
Passifs courants	990	1 200
Total des capitaux propres et du passif	**12 046**	**11 380**
Chiffre d'affaires	32	-
Résultat net	(8)	(56)
Dividendes versés	-	-

26.2.2 Opérations entre le groupe EDF et Taishan

EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited (TNPJVC), 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).

Après la mise en service commerciale du premier réacteur le 13 décembre 2018, le deuxième réacteur est entré en exploitation commerciale le 7 septembre 2019 (voir note 3.1.4).

Le 20 mars 2019, la NDRC *(National Development and Reform Commission)* a attribué des tarifs régulés aux trois premiers projets nucléaires de 3ème génération en Chine, dont Taishan.

Le tarif attribué à Taishan est fixé à 435 RMB/MWh jusqu'à fin 2021 avec effet rétroactif à la date de mise en service de la tranche 1 (13 décembre 2018).

Les mécanismes d'indexation et le niveau du tarif après 2021 n'ont pas été précisés dans cette décision.

Les travaux de mise à jour du business plan ont été conduits en intégrant cette décision tarifaire temporaire. Ils n'entrainent pas de dépréciation de l'actif dans les comptes au 31 décembre 2019.

NOTE 27 STOCKS

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

	31/12/2019			31/12/2018		
(en millions d'euros)	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	10 649	(4)	10 645	10 671	(6)	10 665
Autre combustible	872	(30)	842	957	(14)	943
Autres approvisionnements	1 624	(360)	1 264	1 613	(302)	1 311
En-cours de production de biens et services	497	(30)	467	538	(30)	508
Autres stocks	869	(38)	831	840	(40)	800
TOTAL STOCKS	14 511	(462)	14 049	14 619	(392)	14 227

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 7 828 millions d'euros au 31 décembre 2019 (7 810 millions d'euros au 31 décembre 2018).

La valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading est comptabilisée en « Autre combustible » et « Autres stocks » et s'élève à 141 millions d'euros au 31 décembre 2019 (142 millions d'euros au 31 décembre 2018).

NOTE 28 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS

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

(en millions d'euros)	Note	31/12/2019	31/12/2018
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute		15 066	14 468
dont actifs sur contrat	28.3	*400*	*439*
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute		1 583	2 446
Dépréciations		(1 043)	(1 004)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHES – VALEUR NETTE		15 606	15 910

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 6 719 millions d'euros au 31 décembre 2019 (6 827 millions au 31 décembre 2018).

28.1 CREANCES ÉCHUES/NON ÉCHUES

(en millions d'euros)	31/12/2019			31/12/2018		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CREANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHES	16 649	(1 043)	15 606	16 914	(1 004)	15 910
dont créances échues de moins de 6 mois	1 262	(187)	1 075	1 318	(214)	1 104
dont créances échues de 6 à 12 mois	367	(124)	243	393	(152)	241
dont créances échues de plus de 12 mois	940	(514)	426	877	(511)	366
dont total des créances échues	**2 569**	**(825)**	**1 744**	**2 588**	**(877)**	**1 711**
dont total des créances non échues	**14 080**	**(218)**	**13 862**	**14 326**	**(127)**	**14 199**

28.2 OPÉRATIONS DE MOBILISATION DE CRÉANCES

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	-	-
Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan	32	38
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	1 042	1 095

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 042 millions d'euros au 31 décembre 2019, concernant principalement Edison, EDF SA et Dalkia (1 095 millions d'euros en décembre 2018).

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.

28.3 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. Les actifs sur contrats sont essentiellement à échéance à moins d'un an.

Parmi les créances, les actifs sur contrat représentent un montant de 400 millions d'euros au 31 décembre 2019 et de 439 millions d'euros au 31 décembre 2018 et concernent principalement Framatome, Dalkia et EDF Renouvelables.

NOTE 29 AUTRES DÉBITEURS

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Charges constatées d'avance	1 429	1 719
Compensation des charges de Service Public de l'énergie (CSPE)	1 667	799
Créances TVA	2 022	2 133
Créances fiscales (hors TVA)	153	342
Autres créances d'exploitation	3 540	4 149
AUTRES DEBITEURS	8 811	9 142
dont part non courante	1 930	1 796
dont part courante	6 881	7 346
dont valeurs brutes	8 877	9 197
dont dépréciation	(66)	(55)

Au 31 décembre 2019, les autres débiteurs intègrent un produit à recevoir au titre de la CSPE à hauteur de 1 667 millions d'euros (799 millions d'euros au 31 décembre 2018). L'autre partie de la créance CSPE figure en prêts et créances financières (voir note 39.3).

Les autres créances d'exploitation comprennent les avances versées aux fournisseurs pour un montant de 1 278 millions d'euros (1 192 millions d'euros au 31 décembre 2018). Ces avances versées aux fournisseurs concernent principalement le secteur France Activités de Production Commercialisation.

NOTE 30 CAPITAUX PROPRES

30.1 CAPITAL SOCIAL

Au 31 décembre 2019, le capital social s'élève à 1 551 810 543 euros composé de 3 103 621 086 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,58 % par l'État, 14,92 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,34 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,16 % d'actions auto-détenues.

En juin 2019, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2018 s'est traduit par une augmentation du capital social de 20 millions d'euros et une prime d'émission de 431 millions d'euros, suite à l'émission de 40 701 950 actions nouvelles. Les formalités liées à cette opération ont été finalisées en juin 2019.

En décembre 2019, le paiement en action d'une partie de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2019 s'est traduit par une augmentation de capital social de 27 millions d'euros et une prime d'émission de 403 millions d'euros, suite à l'émission de 52 651 460 actions nouvelles.

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

30.2 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 2019, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 4 882 938 actions pour une valeur de 64 millions d'euros.

30.3 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES

L'Assemblée générale des actionnaires du 16 mai 2019 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2018 à 0,31 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 0,341 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,15 euro par action mis en paiement en numéraire le 10 décembre 2018, le solde du dividende distribué au titre de l'exercice 2018 s'élève à 0,16 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,191 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Le solde du dividende a été mis en paiement le 18 juin 2019.

L'État a opté pour le versement du solde du dividende au titre de l'exercice 2018 en actions.

Le montant du solde 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 2018 s'élève à 31 millions d'euros.

Le 19 novembre 2019, 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 2019, mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 17 décembre 2019 pour un montant de 458 millions d'euros.

L'État a opté pour le versement de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2019 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de l'acompte sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2019 s'élève à 27 millions d'euros.

30.4 INSTRUMENTS DE CAPITAUX PROPRES

Au 31 décembre 2019, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 9 209 millions d'euros (déduction faite des coûts de transaction nets d'impôts).

Les opérations d'émission et de rachats de titres subordonnés à durée indéterminée ont été comptabilisés en capitaux propres au 31 décembre 2019 pour un montant net total de (1 125) millions d'euros (voir notes 3.3.2 et 3.3.3).

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée a été de 589 millions d'euros sur l'exercice 2019 et de 584 millions d'euros sur l'exercice 2018. La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

En janvier 2020, une rémunération d'environ 286 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	1 250	EUR	12 ans	5,38 %
EDF	01/2013	1 250	GBP	13 ans	6,00 %
EDF	01/2013	2 098	USD	10 ans	5,25 %
EDF	01/2014	1 500	USD	10 ans	5,63 %
EDF	01/2014	267	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 %
EDF	11/2019	500	EUR	8 ans	3,00 %

30.5 PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE (INTÉRETS MINORITAIRES)

30.5.1 Détails des participations ne donnant pas le contrôle

	31/12/2019			31/12/2018	
(en millions d'euros)	% 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
Principales participations ne donnant pas le contrôle					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd	20,0 %	2 764	(16)	2 612	(21)
NNB Holding Ltd	33,5 %	3 977	5	2 849	(3)
EDF Investissements Groupe SA	6,1 %	516	10	516	11
Luminus SA (ex EDF Luminus SA)	31,4 %	376	(6)	380	(21)
Framatome	24,5 %	163	(22)	194	24
Autres participations ne donnant pas le contrôle	-	1 528	56	1 626	24
TOTAL	**-**	**9 324**	**27**	**8 177**	**14**

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 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 de 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 2018 et 2019 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 239 millions d'euros au 31 décembre 2019 (260 millions d'euros en 2018).

30.5.2 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 :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Actifs non courants	25 807	21 304
Actifs courants	3 649	3 289
Total actif	**29 456**	**24 593**
Capitaux propres	13 820	13 061
Passifs non courants	15 175	10 805
Passifs courant	461	727
Total des capitaux propres et du passif	**29 456**	**24 593**
Chiffre d'affaires	2 807	2 765
Résultat net	(81)	(106)
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	841	(100)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	328	649
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(474)	(555)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	-	(113)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	**472**	**483**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(146)	(19)
Incidence des variations de change	17	1
Autres incidences	(14)	7
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	**329**	**472**
Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	-	23

NOTE 31 PROVISIONS

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

		31/12/2019			31/12/2018		
(en millions d'euros)	Notes	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire		1 432	23 822	25 254	1 515	22 362	23 877
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		364	31 761	32 125	302	26 842	27 144
Provisions liées à la production nucléaire	32	**1 796**	**55 583**	**57 379**	**1 817**	**49 204**	**51 021**
Autres provisions pour déconstruction	33	**105**	**1 573**	**1 678**	**91**	**2 033**	**2 124**
Provisions pour avantages du personnel	34	**945**	**20 539**	**21 484**	**998**	**17 627**	**18 625**
Autres provisions	35	**2 710**	**3 065**	**5 775**	**3 104**	**2 908**	**6 012**
TOTAL PROVISIONS		5 556	80 760	86 316	6 010	71 772	77 782

NOTE 32 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 usé 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 scénarios industriels.

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

(en millions d'euros)	31/12/2018	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres Mouvements	31/12/2019
Provisions pour gestion du combustible usé	12 162	548	(1 092)	576	74	58	12 326
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 120	32	(29)	51	23	140	1 337
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	10 595	165	(232)	680	46	337	11 591
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**23 877**	**745**	**(1 353)**	**1 307**	**143**	**535**	25 254
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	23 040	105	(174)	984	444	3 210	27 609
Provisions pour derniers cœurs	4 104	-	-	167	88	157	4 516
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**27 144**	**105**	**(174)**	**1 151**	**532**	**3 367**	32 125
PROVISIONS LIEES À LA PRODUCTION NUCLEAIRE	51 021	850	(1 527)	2 458	675	3 902	57 379

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur l'exercice 2019 s'explique notamment par :

- la baisse du taux d'actualisation réel en France et au Royaume Uni, dont les effets sont présentés en « Effet de l'actualisation » pour un montant de 449 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat, et en « Autres mouvements » pour un montant de 1 708 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 révision des hypothèses d'évaluation des passifs nucléaires de déconstruction au Royaume-Uni dont les effets sont présentés en « Autres mouvements » pour un montant de 1 994 millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à la créance NLF (voir note 32.2.3).

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF Note 32.1	EDF Energy Note 32.2	Belgique	Total
Provisions pour gestion du combustible usé	10 823	1 503	-	12 326
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	805	532	-	1 337
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	10 531	1 053	7	11 591
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE AU 31/12/2019	22 159	3 088	7	25 254
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2018	21 295	2 576	6	23 877
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	16 937	10 303	369	27 609
Provisions pour derniers cœurs	2 624	1 892	-	4 516
PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2019	19 561	12 195	369	32 125
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2018	18 511	8 332	301	27 144

Les provisions nucléaires en France et au Royaume Uni sont respectivement présentées en notes 32.1 et 32.2.

En Belgique, la loi belge du 11 avril 2003 attribue à Synatom (filiale du groupe Engie) la gestion des provisions des centrales nucléaires belges, ainsi que celles des fonds permettant de les couvrir. A ce titre, Luminus contribue auprès de Synatom à l'alimentation de ces fonds pour couvrir le démantèlement des centrales et l'aval du cycle du combustible nucléaire à la hauteur de sa quote-part de copropriété dans quatre centrales nucléaires. Ces mécanismes de financement se traduisent dans les comptes du Groupe par :

- des obligations présentées au passif sous forme de provisions et s'élevant à 259 millions d'euros au 31 décembre 2019 (209 millions d'euros au 31 décembre 2018) ;
- une créance représentative des versements anticipés réalisés auprès de Synatom et comptabilisée à l'actif du bilan consolidé en actifs financiers en juste valeur (voir note 39.3) pour 230 millions d'euros au 31 décembre 2019 (203 millions d'euros au 31 décembre 2018). Cette créance, qui correspond à la juste valeur de la quote-part de fonds détenus par Synatom pour le compte de Luminus, est, dans les comptes de Luminus, actualisée au même taux réel que les obligations qu'elle financera.

32.1 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 48).

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 de long terme ;
- 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 usé.

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

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2018	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation (1)	Autres mouvements (2)	31/12/2019
Provisions pour gestion du combustible usé	32.1.1	10 698	535	(890)	515	(35)	10 823
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	32.1.2	751	29	(29)	36	18	805
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	32.1.2	9 846	161	(232)	650	106	10 531
Provisions pour aval du cycle nucléaire		**21 295**	**725**	**(1 151)**	**1 201**	**89**	**22 159**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	32.1.3	15 985	105	(141)	694	294	16 937
Provisions pour derniers cœurs	32.1.4	2 526	-	-	97	1	2 624
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		**18 511**	**105**	**(141)**	**791**	**295**	**19 561**
PROVISIONS LIEES À LA PRODUCTION NUCLEAIRE		**39 806**	**830**	**(1 292)**	**1 992**	**384**	**41 720**

(1) L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 1 543 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2019 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 449 millions d'euros (charges financières de désactualisation).

(2) Les autres mouvements comprennent notamment les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2019 pour les provisions adossées à des actifs pour 361 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 quotepart 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.

32.1.1 Provisions pour gestion du combustible usé

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 usé comprend les prestations correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé 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 usé 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. Ces contrats contiennent des indices de révision de prix qui sont mis à jour chaque année.

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, l'objectif étant de procéder au recyclage dans certaines tranches 900 MW puis dans certaines tranches 1300 MW. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2ème trimestre 2018. En lien avec eux, EDF a poursuivi en 2019 la surveillance de la tenue de la trajectoire de préparation des usines.

La part de provision pour gestion du combustible usé afférente à l'uranium de retraitement (soit 759 millions d'euros) 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 défini à date).

Par ailleurs, la provision couvre l'entreposage de longue durée du combustible usé 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. Cette provision donne lieu à constitution d'actifs dédiés (voir note 48.4).

32.1.2 Provision pour reprise et conditionnement des déchets – Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs

32.1.2.1 Provisions pour reprise et conditionnement des déchets

La provision pour reprise et conditionnement des déchets est identifiée séparément depuis le 1er 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 au 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 champ des Equipements Importants pour la Protection des Intérêts (EIP) et les documents requis au titre de l'instruction de la demande d'autorisation de mise en service transmis à l'ASN. Une mise en service d'ICEDA est attendue pour le premier semestre 2020.

32.1.2.2 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 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 (comprenant 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 :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Déchets TFA et FMA	1 561	1 278
Déchets FAVL	330	292
Déchets HA-MAVL	8 640	8 276
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DECHETS RADIOACTIFS	10 531	9 846

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 Soulaines, 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, Cyclife France (pour le traitement des déchets) et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockages existants. En 2019, une mise à jour des hypothèses des coûts et d'inventaires a été réalisée. Ces hypothèses ont fait l'objet d'une projection à long terme basée sur l'analyse des chroniques d'évacuation passées et sur une meilleure caractérisation des volumes à venir. L'ensemble des effets liés aux travaux de mise à jour des devis conduit à une augmentation de la provision de 206 millions d'euros (dont un effet défavorable au compte de résultat de 132 millions d'euros, le reste de la variation ayant pour contrepartie les actifs immobilisés).

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 FAVL situé dans la région de Soulaines (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 (PNGMDR) 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. Le schéma industriel global de la gestion de l'ensemble des déchets radioactifs FAVL reste en cours d'instruction et sera finalisé dans le cadre du PNGMDR.

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 HA-MAVL 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'Ecologie, 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 entrainé 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.

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. A noter que dans cet avis, l'ASN demande que pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées. Le groupe d'expert mandaté par la DGEC, en septembre 2018 pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes, a conclu en septembre 2019 à la faisabilité a priori des différentes options de gestion (stockage ou neutralisation) mais souligne l'importance de poursuivre les études engagées pour identifier l'option la plus pertinente.

Selon le planning de l'ANDRA, la demande de création de Cigéo (Installation nucléaire de base) est désormais prévue en 2020, décalant d'autant l'obtention de l'autorisation de création. Après une phase industrielle pilote à horizon 2030, les producteurs ont toujours en référence, à ce stade, une réception des premiers colis de déchets en 2031. La provision n'est donc pas impactée par cette évolution de planning.

32.1.3 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 Energétique (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. L'APC (Avant-Projet Consolidé) a été finalisé fin 2018, avec des études d'approfondissement et de dérisquage de l'APS (Avant-Projet Sommaire). Les études 2019 se sont portées sur la préparation du dossier de démantèlement, avec pour objectif le dépôt des dossiers de démantèlement et de RP4 mi-2020.

Le 30 septembre 2019, EDF a adressé au Ministre chargé de la transition écologique et solidaire et à l'Autorité de Sûreté Nucléaire la demande d'abrogation d'exploiter ainsi que la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, prévoyant un arrêt du réacteur n° 1 le 22 février 2020 et du réacteur n° 2 le 30 juin de la même année (voir note 3.1.6).

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2019
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 480	2	(20)	488	294	13 244
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 505	103	(121)	206	-	3 693
PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLEAIRES	**15 985**	**105**	**(141)**	**694**	**294**	**16 937**

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filière réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 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 900 MW (hors Fessenheim) au 1er 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. Depuis 2017, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

Par ailleurs, le périmètre de la provision TFA FMA intègre le coût de démolition des DUS (Diesels d'Ultime Secours) et des ITGG (Installations pour le Traitement des Tubes Guides de Grappe) mis en service en 2019, entraînant un accroissement de la provision pour 43 millions d'euros.

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, Saint-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 32.1.2 « 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.

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). Depuis 2017, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

L'évolution du scénario industriel opéré en 2015 a été présentée au collège des commissaires de l'ASN le 29 mars 2016. 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) ont fait l'objet d'un consensus. Les échanges se sont poursuivis 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 le démantèlement quasi-simultané des 5 autres réacteurs. EDF a été auditionnée le 12 février 2019 par le collège des commissaires de l'ASN sur ce sujet particulier afin de présenter l'ensemble des éléments soutenant le calendrier retenu par le Groupe. Sur cette base, des projets de décision de l'ASN ont été soumis à consultation du public de juillet à novembre 2019. Ces projets prescrivent la date de dépôt des dossiers réglementaires qui

permettront d'autoriser les travaux de démantèlement ainsi que le programme de démantèlement qui doit être intégré dans ces dossiers. Dans ces projets, l'ASN reconnait la complexité des opérations à mener, le bien-fondé de la stratégie de maîtrise des risques proposée par EDF (démonstrateur industriel, retour d'expérience conséquent sur un premier réacteur). Elle demande toutefois une légère anticipation des travaux sur les 5 réacteurs suivant la tête de série, pour lesquels les travaux doivent avoir commencé en 2055. Les retours de cette consultation dorénavant close ne devraient pas remettre fondamentalement en cause les projets de décision.

En 2019, la prise en compte de ces projets de décision conduit globalement à augmenter les provisions nucléaires de 108 millions d'euros (par contrepartie résultat), dont 77 millions d'euros concernent la provision pour déconstruction des centrales nucléaires définitivement arrêtées et 31 millions d'euros concernent la provision GLTD (déchets FAVL, TFA et FMA). Les décisions définitives sont attendues pour 2020.

32.1.4 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.

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

32.1.5.1 Taux d'actualisation et taux d'inflation

Calcul du taux d'actualisation et taux d'inflation

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 duration 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 terme.

Jusqu'au 31 décembre 2018, l'hypothèse d'inflation retenue était 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. A partir de 2019, la baisse des prévisions rendant les projections du *consensus forecast* sur le court terme moins pertinentes, l'inflation déduite des *swaps* d'inflation a été retenue.

Ainsi, compte tenu des durations longues des engagements nucléaires pour lesquels l'objectif d'inflation long terme est recherché, et de la volatilité en fonction de la date des *swaps*, l'hypothèse d'inflation moyenne est, au 31 décembre 2019, de 1,4 % (1,5 % au 31 décembre 2018).

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 3,7 % au 31 décembre 2019, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,4 % (respectivement 3,9 % et 1,5 % au 31 décembre 2018), soit un taux d'actualisation réel de 2,3 % au 31 décembre 2019 (2,4 % au 31 décembre 2018).

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 % décroit 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 3,8 % (3,75 % arrondi à 3,8 %) au 31 décembre 2019 (4,0 % au 31 décembre 2018).

Le taux d'actualisation retenu au 31 décembre 2019 est de 3,7 %.

Par un courrier en date du 12 février 2020, la ministre de la Transition écologique et solidaire et le ministre de l'Économie et des Finances ont informé EDF avoir décidé de faire évoluer certaines dispositions réglementaires en matière de sécurisation du financement des charges nucléaires :

- Le plafond réglementaire du taux d'actualisation sera exprimé en valeur réelle et formulé comme le taux à terme ultime applicable à la date considérée (*Ultimate Forward Rate*) publié par l'Autorité Européenne des Assurances et des Pensions Professionnelles, majoré de cent cinquante points de base. Cette évolution interviendra de façon progressive et linéaire sur 5 ans à compter du 1er janvier 2020, à partir d'une valeur de taux réel de 2,3 %.
- L'obligation de dotation aux actifs entre 100 % et 110 % de taux de couverture pour compenser l'impact de changements d'hypothèses sur les provisions sera supprimée, tout en portant le seuil au-delà duquel les retraits sont possibles de 110 % à 120 %. L'obligation restante au titre des comptes au 31 décembre 2018 (797 millions d'euros) restera néanmoins applicable. Aucune dotation n'est attendue au titre de l'année 2019.
- Le délai de prescription des mesures nécessaires par l'autorité administrative, en cas de sous-couverture constatée, passera de 3 à 5 ans à compter de la date de clôture comptable enregistrant cette sous-couverture.

32.1.5.2 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.

	31/12/2019		31/12/2018	
(en millions d'euros)	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
Gestion du combustible usé	19 455	10 823	18 737	10 698
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 243	805	1 194	751
Gestion à long terme des déchets radioactifs	32 372	10 531	30 970	9 846
AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE	**53 070**	**22 159**	**50 901**	**21 295**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	21 134	13 244	20 755	12 480
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	6 428	3 693	6 576	3 505
Derniers cœurs	4 331	2 624	4 346	2 526
DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**31 893**	**19 561**	**31 677**	**18 511**

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 2019 :

(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 usé	10 823	(228)	249	196	(215)
- provisions pour reprise et conditionnement des déchets	805	(25)	27	16	(17)
- gestion à long terme des déchets radioactifs	10 531	(659)	750	554	(636)
Déconstruction et derniers cœurs :					
- déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 244	(506)	529	7	(7)
- déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 693	(139)	150	139	(150)
- derniers cœurs	2 624	(88)	94	-	-
TOTAL	**41 720**	**(1 645)**	**1 799**	**912**	**(1 025)**

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 usé	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)**

32.2 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 15 282 millions d'euros au 31 décembre 2019 ;
- 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 39.3) et s'élèvent à 13 303 millions d'euros au 31 décembre 2019 (9 220 millions d'euros au 31 décembre 2018).

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

(en millions d'euros)	31/12/2018	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements (1)	31/12/2019
Provisions pour gestion du combustible usé	1 464	13	(202)	61	74	93	1 503
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	369	3	-	15	23	122	532
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	743	3	-	30	46	231	1 053
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**2 576**	**19**	**(202)**	**106**	**143**	**446**	**3 088**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	6 754	-	(33)	280	444	2 858	10 303
Provisions pour derniers cœurs	1 578	-	-	70	88	156	1 892
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**8 332**	**-**	**(33)**	**350**	**532**	**3 014**	**12 195**
PROVISIONS LIEES À LA PRODUCTION NUCLEAIRE	**10 908**	**19**	**(235)**	**456**	**675**	**3 460**	**15 283**

(1) Les autres mouvements comprennent la variation des passifs nucléaires ayant pour contrepartie une variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du Nuclear Liabilities Fund (NLF) et du gouvernement britannique. Cette variation résulte de l'effet de la baisse du taux d'actualisation à hauteur de 1 347 millions d'euros et de la révision des hypothèses de calcul des passifs nucléaires à hauteur de 1 994 millions d'euros (voir note 32.2.3).

32.2.1 Cadre règlementaire 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 1er 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 2019 ;

- 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 1.3.16.1).

EDF Energy et les autorités britanniques ont engagé en 2019 des discussions en vue de préciser les conditions de mise en œuvre de certains des accords conclus en janvier 2005 lors de la restructuration de British Energy, en particulier le *Nuclear Liabilities Funding Agreement* (NLFA), dans la perspective des fermetures à venir de tranches nucléaires. L'objectif de ces discussions est de préciser la définition des coûts de démantèlement à recouvrer par EDF Energy auprès du Nuclear Liabilities Fund (et, le cas échéant, auprès du Trésor britannique qui garantit le NLF), et de préciser les conditions d'exercice par les autorités britanniques de l'option qu'elles détiennent d'acquérir les centrales nucléaires à l'issue de la phase de déchargement du combustible (droit régi par *l'Option Agreement*). Ces discussions ont conduit en 2019 à un accord de principes et se poursuivent en vue d'aboutir à des accords complets et engageants.

EDF Energy prépare une modification du *Baseline Decommissioning Plan* (BDP) en vigueur, approuvé en 2017, dans la perspective de refléter la modification envisagée de la répartition des responsabilités entre, d'une part, EDF Energy sur la phase de déchargement du combustible et, d'autre part, l'agence publique NDA (*Nuclear Decommissioning Authority*) sur la phase de déconstruction. Une première étape correspondant à la mise à jour du devis d'évacuation du combustible s'est ainsi traduite par un dépôt par EDF Energy du *Decommissioning Plan* en janvier 2020, sur lequel un retour de la NDA est attendu pour avril 2020, la deuxième étape, correspondant à la mise à jour des devis portant sur la phase de déconstruction, est prévue pour 2021.

32.2.2 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 règlementations 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.

	31/12/2019		31/12/2018	
(en millions d'euros)	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
Gestion du combustible usé	2 655	1 503	2 665	1 464
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 979	532	1 856	369
Gestion à long terme des déchets radioactifs	3 886	1 053	3 645	743
AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE	8 520	3 088	8 166	2 576

32.2.3 Provisions pour déconstruction

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires résultent des meilleures estimations de la Direction du Groupe. 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.

Comme indiqué ci-dessus, EDF Energy a soumis fin janvier 2020 la première phase du *Decommissioning Plan Submission* (DPS 2020) qui contient une mise à jour de la stratégie, du plan et des estimations de la phase de déchargement du combustible des AGR (*Advanced Gas-cooled Reactor*). Cette révision a conduit à une augmentation de la provision de 1,9 milliard d'euros (3,9 milliards d'euros contre 2 milliards d'euros dans la précédente évaluation), liée notamment à i) la prise en compte d'une extension de la durée des opérations de déchargement du combustible au travers de la modélisation des risques et aléas ii) une meilleure définition des

coûts couverts et iii) une mise à jour de l'évaluation des coûts de préparation à l'évacuation du combustible suite à la revue du scénario industriel.

La NDA devrait examiner les propositions du DPS 2020 d'ici avril 2020. Tous les coûts figurant dans ces propositions sont considérés comme admissibles par la NDA et la créance NLF a donc été mise à jour.

La deuxième phase de la proposition du DPS 2020 est prévue pour 2021 et couvrira une mise à jour de toutes les autres activités de déconstruction de l'AGR, la déconstruction de Sizewell et une mise à jour du plan des engagements non contractuels.

	31/12/2019		31/12/2018	
(en millions d'euros)	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
DECONSTRUCTION DES CENTRALES	19 278	10 187	15 741	6 637

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 2019 (voir note 32.2.1).

32.2.4 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 2019 pour le calcul des passifs nucléaires est de 2 % (2,5 % au 31 décembre 2018).

NOTE 33 AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	Edison (1)	Framatome (2)	Autres (3)	Total
AUTRES PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION AU 31/12/2019 (2)	667	143	161	388	319	1 678
Autres provisions pour déconstruction au 31/12/2018	658	132	716	350	268	2 124

(1) La diminution des autres provisions pour déconstruction d'Edison s'explique essentiellement par le reclassement des activités E&P en actifs et passifs détenus en vue de leur vente (voir notes 2.3 et 46)
(2) Dont 83 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base en France.
(3) Dont 48 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base de Cyclife France (ex SOCODEI).

Les autres provisions pour déconstruction concernent principalement les centrales thermiques et les installations relatives à la production d'assemblages de combustible nucléaire, ainsi que la provision pour démantèlement de parcs éoliens.

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 2019 prend en compte les derniers éléments de devis connus intégrant la remise en état des sites de production.

NOTE 34 PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL

34.1 GROUPE EDF

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Provisions pour avantages du personnel – part courante	945	998
Provisions pour avantages du personnel – part non courante	20 539	17 627
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	21 484	18 625

34.1.1 Décomposition de la variation du passif net

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
Soldes au 31/12/2018 (1)	**38 479**	**(20 791)**	**17 688**
Charge nette de l'exercice 2019	1 954	(523)	1 431
Écarts actuariels	5 130	(2 668)	2 462
Cotisations versées aux fonds	-	(283)	(283)
Cotisations salariales	12	(12)	-
Prestations versées (2)	(2 128)	1 117	(1 011)
Écarts de conversion	455	(501)	(46)
Mouvements de périmètre	-	-	-
Autres variations	(3)	-	(3)
SOLDES AU 31/12/2019	43 899	(23 661)	20 238
Dont :			
Provisions pour avantages du personnel			21 484
Actifs financiers non courants			(1 246)

(1) Le passif net au 31 décembre 2018 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 18 625 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (937) millions d'euros soit un passif net de 17 688 millions d'euros.
(2) Dont 272 millions d'euros payés au titre d'une liquidation de régime aux Etats-Unis.

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2019 s'élèvent à 5 130 millions d'euros :

- dont 4 151 millions d'euros en France en lien avec :
  - la variation du taux d'actualisation pour 5 515 millions d'euros ;
  - la variation du taux d'inflation pour (926) millions d'euros ;
  - le projet de la loi de financement de la sécurité sociale 2020 pour (285) millions d'euros ;
  - la mise à jour de la loi de salaire pour (183) millions d'euros ; et
- dont 873 millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation (voir note 34.3.6).

Les écarts actuariels sur actifs générés en 2019 s'élèvent à (2 668) millions d'euros. Ils résultent principalement d'une évolution au Royaume-Uni de (998) millions d'euros et en France de (1 647) millions d'euros, due à la très bonne tenue des marchés actions.

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2018 s'élevaient à (3 898) millions d'euros, dont :

- (3 323) millions d'euros en France en lien avec la variation du taux d'actualisation pour (2 174) millions d'euros, la mise à jour de la table de mortalité pour (462) millions d'euros et la mise à jour de la loi de salaire pour (491) millions d'euros ; et
- (518) millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation.

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

(en millions d'euros)	2019	2018
Coût des services rendus	(821)	(1 018)
Coût des services passés	3	(19)
Écarts actuariels – avantages à long terme	(205)	20
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(1 023)**	**(1 017)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(931)	(875)
Produit sur les actifs de couverture	523	475
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(408)**	**(400)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTREES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 431)	(1 417)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(5 130)	3 898
Écarts actuariels sur actifs de couverture	2 668	(746)
Écarts actuariels	**(2 462)**	**3 152**
Écarts de conversion	**46**	**(8)**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	(2 416)	3 144

34.1.3 Répartition géographique du passif net

(en millions d'euros)	France [1]	Royaume-Uni	Autres	Total
Engagements au 31/12/2018	**29 201**	**8 248**	**1 030**	**38 479**
Charge nette de l'exercice 2019	1 436	473	45	1 954
Écarts actuariels	4 151	873	106	5 130
Cotisations salariales	-	11	1	12
Prestations versées	(1 478)	(369)	(281)	(2 128)
Écarts de conversion	-	454	1	455
Mouvements de périmètre	-	-	-	-
Autres variations	-	-	(3)	(3)
ENGAGEMENTS AU 31/12/2019	33 310	9 690	899	43 899
Juste valeur des actifs de couverture	(12 581)	(10 712)	(368)	(23 661)
PASSIF NET AU 31/12/2019 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	20 729	(1 022)	531	20 238
Dont :				
Provisions pour avantages du personnel	20 729	224	531	21 484
Actifs financiers non courants [2]		(1 246)		(1 246)

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 34.2).
(2) Au 31 décembre 2019, EDF Energy a constaté un surplus de financement sur ses plans de retraite EEGSG et BEGG (voir note 34.3.1).

(en millions d'euros)	France [1]	Royaume-Uni	Autres	Total
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)
PROVISIONS 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		(937)		(937)

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 34.2).

34.2 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 1.3.21.

34.2.1 Décomposition de la variation de la provision

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Soldes au 31/12/2018	**29 201**	**(11 165)**	**18 036**
Charge nette de l'exercice 2019	1 436	(252)	1 184
Écarts actuariels	4 151	(1 647)	2 504
Cotisations versées aux fonds	-	-	-
Prestations versées	(1 478)	483	(995)
SOLDES AU 31/12/2019	33 310	(12 581)	20 729

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

(en millions d'euros)	**2019**	2018
Coût des services rendus	(563)	(732)
Coût des services passés	-	-
Écarts actuariels – autres avantages à long terme	(205)	17
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(768)**	**(715)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(668)	(627)
Produit sur les actifs de couverture	252	221
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(416)**	**(406)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTREES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 184)	(1 121)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(4 151)	3 323
Écarts actuariels sur actifs de couverture	1 647	(259)
Écarts actuariels	**(2 504)**	**3 064**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	(2 504)	3 064

Les écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	**2019**	2018
Variation liée aux écarts d'expérience	(95)	(90)
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	(1)	462
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières [1]	(4 260)	2 968
ECARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	(4 356)	3 340
Dont :		
Écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	(4 151)	3 323
Écarts actuariels sur autres avantages à long terme	(205)	17

(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 2019 s'élèvent à (4 356) millions d'euros et sont principalement liés aux variations de taux d'actualisation, du taux d'inflation, du projet de la loi de financement de la sécurité sociale 2020 et à la mise à jour de la loi de salaires (voir note 34.2.7).

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.

34.2.3 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2019 :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2019	**31 776**	**(12 581)**	**19 195**
Dont :			
Retraites	24 463	(11 778)	12 685
Avantage en nature énergie	4 876	-	4 876
Indemnités de fin de carrière	898	(787)	111
Autres	1 539	(16)	1 523
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2019	**1 534**	**-**	**1 534**
Dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 290	-	1 290
Médailles du travail	214	-	214
Autres	30	-	30
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2019	33 310	(12 581)	20 729

Au 31 décembre 2018 :

(en millions d'euros)	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

34.2.4 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Participants en activité	18 994	16 009
Retraités	14 316	13 192
TOTAL ENGAGEMENTS	33 310	29 201

34.2.5 Actifs de couverture

Pour la France, les actifs de couverture, constitués dans le cadre d'une gestion actif/passif, s'élèvent à 12 581 millions d'euros au 31 décembre 2019 (11 165 millions d'euros au 31 décembre 2018) 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 :

- 69 % dans une poche d'adossement visant à répliquer les variations des engagements provoquées par une variation des taux, composée d'obligations ;
- 31 % 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 :

(en millions d'euros)	**31/12/2019**	31/12/2018
ACTIFS DE COUVERTURE	12 581	11 165
Actifs pour régime spécial de retraite	*11 778*	*10 416*
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	31%	27 %
Instruments de créances cotés (obligations)	69%	73 %
Actifs pour indemnités de fin de carrière	*787*	*734*
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	34%	27 %
Instruments de créances cotés (obligations)	66%	73 %
Autres actifs de couverture	*16*	*15*

Au 31 décembre 2019, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 57 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 19 % 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 2018.

Au 31 décembre 2019, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 84 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 16 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 80 % 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.

La performance des actifs de couverture des retraites en France est de +17,4 % en 2019.

34.2.6 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants :

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	1 427	1 418
De un à cinq ans	4 837	4 645
De cinq à dix ans	5 033	4 514
À plus de dix ans	36 539	22 733
FLUX DE TRESORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	47 836	33 310

Au 31 décembre 2019, la duration moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 19,6 ans.

34.2.7 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2019	31/12/2018
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs [1]	1,30 %	2,30 %
Taux d'inflation	1,30 %	1,50 %
Taux d'augmentation des salaires [2]	2,40 %	2,60 %

(1) Le produit d'intérêts généré par les actifs est calculé sur la base du 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 duration, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements. Pour les durations 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 durations. La baisse notable du taux d'actualisation (100 bp) est liée essentiellement à la baisse des taux sans risque constatée sur 2019.

L'évolution au 31 décembre 2019 des paramètres économiques et de marchés utilisés a conduit le Groupe à fixer le taux d'actualisation à 1,30 % au 31 décembre 2019 (2,30 % au 31 décembre 2018).

Jusqu'au 31 décembre 2018, l'hypothèse d'inflation retenue était 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. A partir de 2019, la baisse des prévisions rendant les projections du *consensus forecast* sur le court terme moins pertinentes, l'inflation déduite des *swaps* d'inflation a été retenue.

Compte tenu de ces éléments, l'hypothèse d'inflation résultante moyenne servant de référence dans le Groupe pour les pays de la zone Euro est de 1,3 % (1,5 % au 31 décembre 2018).

Les lois de salaires, utilisées pour le calcul des engagements, ont fait l'objet d'une mise à jour sur 2019 par l'utilisation des évolutions de salaire constatées sur la période 2015-2018 (retraitées des effets exceptionnels) en lieu et place des évolutions constatées sur la période 2010-2012 ajustées d'un coefficient d'abattement représentant la réduction des évolutions salariales prévues à long terme. Cette mise à jour n'a pas eu d'impact significatif sur l'évaluation des engagements.

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.

34.2.8 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

(en %)	31/12/2019
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	-4,8 % / +5,2 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+4,6 % / -4,9 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+4,6 % / -4,3 %

34.3 ROYAUME-UNI

Le secteur Royaume-Uni comprend principalement EDF Energy, dont les principaux avantages du personnel sont décrits en note 1.3.21.

34.3.1 Décomposition de la variation du passif net

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
Soldes au 31/12/2018	**8 248**	**(9 039)**	**(791)**
Charge nette de l'exercice 2019	473	(263)	210
Écarts actuariels	873	(998)	(125)
Cotisations versées aux fonds	-	(269)	(269)
Cotisations salariales	11	(11)	-
Prestations versées	(369)	369	-
Écarts de conversion	454	(501)	(47)
SOLDES AU 31/12/2019	9 690	(10 712)	(1 022)
Dont :			
Provisions pour avantages du personnel			224
Actifs financiers non courants			(1 246)

Au 31 décembre 2019, EDF Energy a constaté un surplus de financement sur ses plans de retraite EEGSG et BEGG (voir note 1.3.21.2.2) pour un montant global de 1 246 millions d'euros contre 937 millions d'euros au 31 décembre 2018.

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 ».

Par ailleurs, EDF Energy a constaté une provision sur son plan de retraite EEPS de 224 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 146 millions d'euros au 31 décembre 2018.

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

(en millions d'euros)	2019	2018
Coût des services rendus	(230)	(258)
Coût des services passés	-	(15)
Écarts actuariels – autres avantages à long terme	-	-
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(230)**	**(273)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(243)	(232)
Produit sur les actifs de couverture	263	248
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**20**	**16**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTREES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(210)	(257)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(873)	518
Écarts actuariels sur autres actifs de couverture	998	(463)
Écarts actuariels	**125**	**55**
Écarts de conversion	**47**	**(6)**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	172	49

34.3.3 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Participants en activité	5 202	4 948
Retraités	4 488	3 300
TOTAL ENGAGEMENTS	9 690	8 248

34.3.4 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 10 712 millions d'euros au 31 décembre 2019 (9 039 millions d'euros au 31 décembre 2018).

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)	31/12/2019	31/12/2018
Actifs pour plan de retraite BEGG	8 144	6 963
Actifs pour plan de retraite EEGSG	1 493	1 267
Actifs pour plan de retraite EEPS	1 075	809
ACTIFS DE COUVERTURE	10 712	9 039
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	11 %	9 %
Instruments de créances cotés (obligations)	57 %	61 %
Biens immobiliers	7 %	8 %
Trésorerie et équivalent de trésorerie	2 %	3 %
Autres	23 %	19 %

Au 31 décembre 2019, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 64 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 21 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 15 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Au 31 décembre 2019, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 68 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 32 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 67 % 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 augmenté de 7 points de pourcentage par rapport au 31 décembre 2018.

34.3.5 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants :

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	269	264
De un à cinq ans	1 093	1 050
De cinq à dix ans	1 515	1 353
À plus de dix ans	12 953	7 023
FLUX DE TRESORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	15 830	9 690

Par ailleurs, la contribution aux plans est estimée à environ 289 millions d'euros pour l'exercice 2020 (277 millions d'euros employeur et 12 millions d'euros employés).

La duration moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 19,5 ans au 31 décembre 2019.

34.3.6 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2019	31/12/2018
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs (1)	2,11 %	2,86 %
Taux d'inflation	2,89 %	2,99 %
Taux d'augmentation des salaires	2,28 %	2,39 %

(1) Le produit d'intérêts généré par les actifs est calculé sur la base du 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 duration, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements.

34.3.7 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

(en %)	31/12/2019
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	-4.6 % / +4.9 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+3.6 % / -3.4 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+0.4 % / -0.4 %

NOTE 35 AUTRES PROVISIONS

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2019
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour risques liés aux filiales et participations [1]	934	9	(201)	-	-	24	**766**
Provisions pour risques fiscaux [2]	448	59	(91)	(3)	(2)	(256)	**155**
Provisions pour litiges	562	64	(69)	(86)	-	8	**479**
Provisions pour contrats onéreux [3]	1 208	448	(324)	(14)	-	38	**1 356**
Provisions liées aux dispositifs environnementaux	1 137	1 847	(1 529)	(13)	-	75	**1 517**
Autres provisions pour risques et charges [4]	1 723	694	(732)	(115)	(20)	(48)	**1 502**
TOTAL	**6 012**	**3 121**	**(2 946)**	**(231)**	**(22)**	**(159)**	**5 775**

(1) Inclut la reprise sur provision relative à Alpiq.
(2) Reclassement de provision pour risques fiscaux à impôt différé passif (voir note 17.3) pour un montant de 235 millions d'euros conformément à IFRIC 23.
(3) Les provisions pour contrats onéreux concernent principalement le contrat long-terme conclu avec Dunkerque LNG ainsi que des contrats à long terme d'achat et de vente d'énergie.
(4) 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.

Provisions liées aux dispositifs environnementaux

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour droits d'émission de gaz à effet de serre, pour certificats d'énergie renouvelable et pour certificats d'économie d'énergie (CEE) (voir note 1.3.26).

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux sont principalement composées de provision au titre des certificats d'énergie renouvelable au Royaume-Uni.

La hausse des provisions sur l'exercice est principalement expliquée par les excédents d'émission de gaz par rapport aux droits d'émission du Groupe qui s'élève à 414 millions d'euros au 31 décembre 2019, contre 175 millions d'euros au 31 décembre 2018.

Quotas d'émission de gaz

La troisième période du système de quotas d'émission de gaz à effet de serre de l'Union européenne, 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 ce dispositif sont : EDF, EDF Energy, Edison, Dalkia, et Luminus.

En 2019, le Groupe a restitué 26 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2018. En 2018, le Groupe avait restitué 30 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2017.

Pour l'année 2019, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 1 million de tonnes (1 million de tonnes pour l'année 2018).

Au 31 décembre 2019, le volume des émissions s'élève à 21 millions de tonnes (24 millions de tonnes pour l'année 2018).

Certificats d'énergie renouvelable

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 2019, une provision de 1 103 millions d'euros a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et 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 36 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 :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Contre-valeur des biens [1]	51 085	49 327
Financement concessionnaire non amorti	(27 387)	(25 669)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	**23 698**	**23 658**
Amortissement du financement du concédant	14 389	13 792
Provisions pour renouvellement	9 378	9 474
Droits sur biens à renouveler	**23 767**	**23 266**
PASSIFS SPECIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE EN FRANCE	**47 465**	**46 924**

(1) Incluant les participations reçues sur le financement d'immobilisations en concessions pour 131 millions d'euros (131 millions d'euros en 2018).

NOTE 37 FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	11 243	11 177
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	1 624	2 244
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHES	**12 867**	**13 421**

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 38 AUTRES CRÉDITEURS

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	Dont passifs sur contrat	31/12/2018	Dont passifs sur contrat
Avances et acomptes reçus	1 975	1 761	1 920	1 858
Fournisseurs d'immobilisations	3 824	-	3 757	-
Dettes fiscales	4 439	-	4 624	-
Dettes sociales	4 535	-	4 388	-
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 412	3 412	3 413	3 413
Autres produits constatés d'avance	641	509	609	577
Autres dettes	2 712	-	2 198	-
AUTRES CREDITEURS	21 538	5 682	20 908	5 848
dont part non courante	4 928	3 473	4 896	3 805
dont part courante	16 610	2 209	16 012	2 043

38.1 AVANCES ET ACOMPTES REÇUS

Les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients des contrats long terme de Framatome pour 651 millions d'euros (679 millions d'euros au 31 décembre 2018).

38.2 DETTES FISCALES

Au 31 décembre 2019, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 560 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 (659 millions d'euros au 31 décembre 2018).

38.3 PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE SUR CONTRATS LONG TERME

Au 31 décembre 2019, 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 1 709 millions d'euros (1 663 millions d'euros au 31 décembre 2018).

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).

38.4 AUTRES DETTES

Les autres dettes incluent des subventions d'investissements reçues sur l'année 2019 pour 543 millions d'euros (351 millions d'euros sur l'année 2018).

38.5 INFORMATION SUR LES PASSIFS SUR CONTRAT

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.

Les variations des principaux passifs sur contrat se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	Montants constatés sur l'exercice	Montants repris en chiffres d'affaires sur l'exercice	Montants annulés sur l'exercice sans contrepartie chiffre d'affaires	Désactualisation	Modification de périmètre	Effet change	31/12/2019
Acomptes reçus	**1 858**	1 915	(1 992)	(37)	(1)	-	18	**1 761**
Produits constatés d'avance long terme	**3 413**	476	(545)	(2)	64	4	2	**3 412**
Autres produits constatés d'avance	**577**	413	(481)	-	-	-	-	**509**

Ils sont constitués de la majorité des avances et acomptes reçus pour 1 761 millions d'euros (principalement pour les segments Framatome, Royaume-Uni et France – Activités régulées) et de la majorité des produits constatés d'avance (contrats long terme et autres) pour 3 921 millions d'euros (principalement pour le segment France – Activités de production et de commercialisation), soit un total de 5 682 millions d'euros au 31 décembre 2019 (contre 5 848 millions d'euros au 31 décembre 2018).

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 12 388 millions d'euros. Il sera reconnu jusqu'en 2034 pour le contrat Exeltium pour un montant de 1 330 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.

NOTE 39 ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

39.1 RÉPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

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

	31/12/2019			31/12/2018		
(en millions d'euros)	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	17 711	6 208	23 919	17 659	5 279	**22 938**
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	5	447	452	6	407	**413**
Titres en juste valeur en résultat	1 593	20 193	21 786	3 175	16 985	**20 160**
Titres de dettes ou de capitaux propres	***19 309***	***26 848***	***46 157***	***20 840***	***22 671***	***43 511***
Dérivés de transaction – Juste valeur positive en résultat	6 813	-	6 813	6 404	-	**6 404**
Dérivés de couverture – Juste valeur positive en résultat	1 803	3 956	5 759	1 646	2 737	**4 383**
Prêts et créances financières [1]	1 476	15 415	16 891	2 253	11 696	**13 949**
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	29 401	46 219	75 620	31 143	37 104	68 247

(1) Dont dépréciation pour (352) millions d'euros au 31 décembre 2019 ((281) millions d'euros au 31 décembre 2018).

39.2 TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES

La répartition des titres de dettes ou de capitaux propres se présente comme suit :

	31/12/2019				31/12/2018
(en millions d'euros)	Juste valeur par OCI recyclable	Juste valeur par OCI non recyclable	Juste valeur par résultat	Total	Total
Titres de dettes ou de capitaux propres					
Actifs dédiés d'EDF	6 253	-	19 765	**26 018**	21 820
Actifs liquides	17 347	-	1 553	**18 900**	20 538
Autres actifs [1]	320	452	468	**1 240**	1 153
TOTAL	23 919	452	21 786	46 157	43 511

(1) Participations détenues dans des entreprises non consolidées, principalement d'EDF Invest.

Des informations relatives aux actifs dédiés d'EDF sont présentées en note 48.

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 :

	2019			2018		
(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable (1)	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable (1)	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat (2)	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable (1)	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable (1)	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat (2)
Actifs dédiés d'EDF	297	-	136	(72)	-	(12)
Actifs liquides	139	-	7	(43)	-	12
Autres titres	-	(22)	-	-	(37)	-
TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES (3)	**436**	**(22)**	**143**	**(115)**	**(37)**	**-**

(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 2019 concernent principalement EDF pour 293 millions d'euros dont 161 millions d'euros au titre des actifs dédiés.

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.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2019.

39.2.1 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 48 .

39.2.2 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 409 millions d'euros au 31 décembre 2019 (2 863 millions d'euros au 31 décembre 2018).

39.3 PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	13 303	9 220
Prêts et créances financières – CSPE (1)	684	2 060
Autres prêts et créances financières	2 904	2 669
PRETS ET CREANCES FINANCIERES	**16 891**	**13 949**

(1) Dont 684 millions d'euros affectés aux actifs dédiés au 31 décembre 2019 (2 060 millions d'euros au 31 décembre 2018).

Au 31 décembre 2019, 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 13 303 millions d'euros au 31 décembre 2019 (9 220 millions d'euros au 31 décembre 2018), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent. L'augmentation de la créance NLF en 2019 est le corollaire de celle des provisions suite aux modifications de devis, telles qu'exposés en note 32.2 ;
- 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 2019 s'élèvent à 1 399 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 ;

- les autres prêts et créances financières intègrent notamment
  - le surfinancement des plans des plans de retraite EEGSG et BEGG d'EDF Energy pour un montant de 1 246 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 937 millions d'euros au 31 décembre 2018 ;
  - le montant représentatif des versements anticipés réalisés auprès de Synatom par Luminus au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 230 millions d'euros au 31 décembre 2019 (203 millions d'euros au 31 décembre 2018) qui, dans les comptes de Luminus, sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent. Cette créance est à la juste valeur des fonds détenus par Synatom pour le compte de Luminus en tant qu'actifs de couverture.

39.4 VARIATION DES ACTIFS FINANCIERS HORS DÉRIVÉS

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

39.4.1 Au 31 décembre 2019

(en millions d'euros)	31/12/2018	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2019
Titres en juste valeur en OCI recyclable	**22 938**	445	468	-	-	50	18	**23 919**
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	**413**	39	(48)	-	10	1	37	**452**
Titres en juste valeur en résultat	**20 160**	(1 079)	2 792	-	(30)	-	(57)	**21 786**
Prêts et créances financières	**13 949**	(1 754)	-	378	194	657	3 467	**16 891**

Les diminutions nettes relatives aux prêts et créances financières incluent à hauteur de (1 376) millions d'euros la variation de la créance CSPE.

Les autres mouvements relatifs aux prêts et créances financières correspondent notamment à la variation de l'actif financier relatif à la créance représentative des remboursements à recevoir du Nuclear Liabilities Fund (NLF) et du gouvernement britannique (13 303 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 9 220 millions d'euros au 31 décembre 2018) et au surplus de financement des plans de retraite EEGSG et BEGG d'EDF Energy (1 246 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 937 millions d'euros au 31 décembre 2018).

39.4.2 Au 31 décembre 2018

(en millions d'euros)	31/12/2017	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**

NOTE 40 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)	31/12/2019	31/12/2018
Disponibilités	3 698	2 855
Equivalents de trésorerie [1]	236	435
Comptes courants financiers	-	-
TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE	3 934	3 290

(1) Dont part à la juste valeur pour 236 millions d'euros au 31 décembre 2019 (435 millions d'euros au 31 décembre 2018).

Restrictions de trésorerie

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restrictions de 213 millions d'euros au 31 décembre 2019 (235 millions d'euros au 31 décembre 2018) (voir note 1.3.25).

NOTE 41 PASSIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

41.1 RÉPARTITION COURANT/NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

	31/12/2019			31/12/2018		
(en millions d'euros)	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	56 306	11 074	**67 380**	50 901	8 287	**59 188**
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	6 327	**6 327**	-	7 160	**7 160**
Juste valeur négative des dérivés de couverture	696	1 134	**1 830**	1 228	1 720	**2 948**
PASSIFS FINANCIERS	57 002	18 535	75 537	52 129	17 167	69 296

41.2 EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES

41.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dette liée à l'obligation locative [1]	Intérêts courus	Total
Soldes au 31/12/2018	**50 401**	**3 098**	**4 026**	**324**	**1 339**	**59 188**
Retraitements IFRS 16 (voir note 2.1)	-	-	-	4 492	-	4 492
Soldes retraités au 01/01/2019	**50 401**	**3 098**	**4 026**	**4 816**	**1 339**	**63 680**
Augmentations	3 025	1 789	4 266	544	188	9 812
Diminutions	(3 336)	(533)	(2 679)	(721)	(185)	(7 454)
Écarts de conversion	311	32	26	26	-	395
Mouvements de périmètre [2]	-	(1 266)	(17)	3	-	(1 280)
Variations de juste valeur	2 047	-	(38)	-	-	2 009
Autres mouvements	-	19	367	(158)	(11)	217
SOLDES AU 31/12/2019	**52 448**	**3 139**	**5 952**	**4 510**	**1 331**	**67 380**

(1) Au 31 décembre 2018, le solde est composé des emprunts liés aux biens reçus en location financement.
Au 31 décembre 2019, les locations financement sont incluses dans la dette liée à l'obligation locative.
(2) Les mouvements de périmètre concernant essentiellement l'effet de la perte de contrôle de NnG (voir note 3.4.5)

Les émissions et remboursements d'emprunts tels que présentés dans le tableau de flux de trésorerie se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dette liée à l'obligation locative	Dénouements des dérivés de couverture de dettes	Total
Emissions d'emprunts	3 025	1 789	4 266	-	-	**9 080**
Remboursements d'emprunts	(3 336)	(533)	(2 679)	(721)	293	**(6 976)**

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

(en millions d'euros)	**31/12/2019**	31/12/2018
EDF et autres filiales liées [1]	56 777	48 650
EDF Energy [2]	3 711	3 345
EDF Renouvelables	5 438	5 741
Edison [3]	654	549
Autres entités	800	903
TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES	**67 380**	**59 188**

(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 2019, 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 2019, 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	01/2010	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 *(green bond)*	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 *(green bond)*	EDF	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Euro MTN *(green bond)*	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	12/2019	12/2049	1 250	EUR	2,00 %
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99 %
Euro MTN	EDF	11/2019	12/2069	2 000	USD	4,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

(1) Date de réception des fonds.

Les 27 novembre et 2 décembre 2019, EDF a levé respectivement 2 milliards de dollars américains et 1,25 milliard d'euros dans le cadre de son programme EMTN (voir note 3.3.4).

Au 31 décembre 2019, 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.

41.2.2 Échéancier des emprunts et dettes financières

Au 31 décembre 2019 :

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dette liée à l'obligation locative (1)	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	3 741	271	5 391	645	1 026	**11 074**
Entre un et cinq ans	11 194	906	-	2 225	74	**14 399**
À plus de cinq ans	37 513	1 962	561	1 640	231	**41 907**
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2019	**52 448**	**3 139**	**5 952**	**4 510**	**1 331**	**67 380**

(1) Au 31 décembre 2018, le solde est composé des emprunts liés aux biens reçus en location financement.
Au 31 décembre 2019, les locations financement sont incluses dans la dette liée à l'obligation locative.

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 FINANCIERES AU 31/12/2018	**50 401**	**3 098**	**4 026**	**324**	**1 339**	**59 188**

Les échéances de la dette liée à l'obligation locative en valeur non actualisée se présentent comme suit :

	31/12/2019			
	Total	Échéances		
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans
FLUX DE TRESORERIE CONTRACTUELS NON ACTUALISES	**5 052**	709	2 338	2 005

41.2.3 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

	31/12/2019			31/12/2018		
(en millions d'euros)	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)	33 360	18 491	51 851	26 783	21 438	48 221
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	20 867	(14 814)	6 053	20 546	(17 564)	2 982
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	10 269	(1 705)	8 564	9 250	(2 414)	6 836
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 884	(1 972)	912	2 609	(1 460)	1 149
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES	**67 380**	**-**	**67 380**	**59 188**	**-**	**59 188**

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

41.2.4 Ventilation des emprunts et dettes financières par taux

(en millions d'euros)	31/12/2019			31/12/2018		
	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	62 128	(21 035)	41 093	55 810	(21 949)	33 861
Emprunts à taux variable	5 252	21 035	26 287	3 378	21 949	25 327
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES	**67 380**	**-**	**67 380**	**59 188**	**-**	**59 188**

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.

41.2.5 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 10 490 millions d'euros au 31 décembre 2019 (11 393 millions d'euros au 31 décembre 2018). Ces montants incluent 5 050 millions d'euros au titre des lignes indexées sur des critères ESG intégralement non tirées au 31 décembre 2019 (voir note 3.3.1).

(en millions d'euros)	31/12/2019				31/12/2018
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
LIGNES DE CREDIT CONFIRMÉES	**10 490**	1 371	9 099	20	**11 393**

41.2.6 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 750 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.

Aucun remboursement anticipé n'est intervenu en 2019 du fait du non-respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

41.3 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	31/12/2019	31/12/2018
Emprunts et dettes financières [1]	41.2.1	67 380	59 188
Dérivés de couvertures des dettes	44	(3 387)	(1 972)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	40	(3 934)	(3 290)
Titres de dettes et de capitaux propres – Actifs liquides	39.2.2	(18 900)	(20 538)
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés		(26)	-
ENDETTEMENT FINANCIER NET [1]		41 133	33 388

(1) Au 1er janvier 2019, compte tenu de l'application de la norme IFRS 16, l'endettement financier net inclut désormais la dette liée à l'obligation locative, soit 4 492 millions d'euros (voir note 41.2).

NOTE 42 AUTRES INFORMATIONS SUR LES ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

42.1 JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

La répartition par niveau des actifs et passifs financiers au bilan est la suivante.

42.1.1 Au 31 décembre 2019

(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]	6 813	6 813	53	6 244	516
Titres de dettes ou de capitaux propres	46 157	46 157	3 733	41 800	624
Juste valeur positive des dérivés de couverture	5 759	5 759	15	5 731	13
Equivalents de trésorerie – part à la juste valeur	236	236	156	80	-
Instruments financiers actifs à la juste valeur au bilan	58 965	58 965	3 957	53 855	1 153
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	13 303	13 303	-	13 303	-
Prêts et créances financières – CSPE	684	688	-	688	-
Autres prêts et créances financières	2 904	2 904	-	2 904	-
Instruments financiers actifs évalués au coût amorti	16 891	16 895	-	16 895	-
Juste valeur négative des dérivés de couverture	1 830	1 830	5	1 825	-
Juste valeur négative des dérivés de transaction	6 327	6 327	38	5 914	375
Instruments financiers passifs à la juste valeur au bilan	8 157	8 157	43	7 739	375
Emprunts et dettes financières [2]	67 380	75 407	-	75 407	-
Instruments financiers passifs évalués au coût amorti	67 380	75 407	-	75 407	-

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 6 813 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 comptabilisés à la valeur historique.

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

42.1.2 Au 31 décembre 2018

(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]	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.

42.2 COMPENSATION D'ACTIFS ET DE PASSIFS FINANCIERS

42.2.1 Au 31 décembre 2019

(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	**12 572**	**3 752**	13 300	(4 480)	**8 820**	(1 298)	(3 097)	**4 425**
Juste valeur des dérivés – passif	**(8 157)**	**(3 785)**	(8 852)	4 480	**(4 372)**	1 298	531	**(2 543)**

42.2.2 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)**

NOTE 43 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 d'enregistrement universel (ex 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 CO_2, 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 d'enregistrement universel (ex 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 et contrôle des risques marchés » du document d'enregistrement universel (ex 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 28.

  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 d'enregistrement universel (ex 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 emprunts et dettes financières : annexe aux comptes consolidés – note 41.2.2,

- lignes de crédit : annexe aux comptes consolidés – note 41.2.5,
- clauses de remboursement anticipé des emprunts : annexe aux comptes consolidés – note 41.2.6,
- engagements hors bilan : annexe aux comptes consolidés – note 49 ;

- Risques de change :
  - ventilation des emprunts et dettes financières par devises et taux : annexe aux comptes consolidés – notes 41.2.3 et 41.2.4 ;
- Risques actions (chapitres 5.1.6.1.5 et 5.1.6.1.6 « Gestion du risque action/Gestion du risque sur le portefeuille d'actifs dédiés » du document d'enregistrement universel (ex document de référence)) :
  - couverture des engagements nucléaires : annexe aux comptes consolidés – notes 49 et 32.1.5,
  - couverture des engagements sociaux : annexe aux comptes consolidés – notes 34.2.5 et 34.3.4,
  - 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 32.1.5.2,
  - taux d'actualisation utilisé pour les avantages du personnel : annexe aux comptes consolidés – notes 34.2.7 et 34.3.6,
  - ventilation des emprunts par devises et taux : annexe aux comptes consolidés – notes 41.2.3 et 41.2.4 ;
- Traitement au bilan des risques financiers et des risques marchés :
  - Instruments dérivés et comptabilité de couverture : annexe aux comptes consolidés – note 44 et tableau de variations des capitaux propres,
  - Instruments dérivés non qualifiés de couverture : annexe aux comptes consolidés – note 45.

NOTE 44 INSTRUMENTS DERIVÉS 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 :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2019	31/12/2018
Juste valeur positive des dérivés de couverture	39.1	5 759	4 383
Juste valeur négative des dérivés de couverture	41.1	(1 830)	(2 948)
JUSTE VALEUR DES DERIVES DE COUVERTURE		3 929	1 435
Instruments dérivés de couverture de taux	44.4.1	2 939	1 550
Instruments dérivés de couverture de change	44.4.2	877	582
Contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie	44.4.3	48	(645)
Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	44.5	65	(52)

La juste valeur des dérivés de couverture se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2019	31/12/2018
Juste valeur des dérivés de couverture de dettes	41.3	3 387	1 972
Juste valeur des dérivés de couverture de situation nette à l'étranger		261	106
Juste valeur des autres dérivés de couverture (matières premières)		281	(643)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		3 929	1 435

44.1 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 2019, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente une perte de (17) millions d'euros incluse dans le résultat financier (perte de (3) millions d'euros en 2018).

44.2 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 2019, la partie inefficace de la couverture de flux de trésorerie représente un gain de 3 millions d'euros inclus dans le résultat financier (gain de 5 millions d'euros en 2018).

44.3 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.

44.4 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 :

	2019			2018		
(en millions d'euros)	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
Couverture de taux	(39)	(106)	3	(73)	-	1
Couverture de change	(200)	(156)	(17)	890	443	(5)
Couverture d'investissement net à l'étranger	(416)	(448)	-	(85)	-	-
Couverture de matières premières	1 482	719	3	(1 043)	(788)	(9)
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE (3)	**827**	**9**	**(11)**	**(311)**	**(345)**	**(13)**

(1) +/ ( ) : augmentation/ (diminution) des capitaux propres part du Groupe.
(2) +/ ( ) : augmentation/ (diminution) du résultat part du Groupe.
(3) Hors entreprises associées et coentreprises.

44.4.1 Dérivés de couverture de taux

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

	Notionnel au 31/12/2019				Notionnel au 31/12/2018	Juste valeur	
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	**Total**	Total	**31/12/2019**	31/12/2018
Payeur fixe/receveur variable	39	1 377	1 317	**2 733**	1 168	(51)	(75)
Payeur variable/receveur fixe	1 905	4 399	17 329	**23 633**	23 143	3 143	1 619
Variable/variable	-	800	1 647	**2 447**	3 031	60	56
Fixe/fixe	912	1 294	7 695	**9 901**	14 053	(213)	(50)
***Swaps* de taux**	**2 856**	**7 870**	**27 988**	**38 714**	**41 395**	**2 939**	**1 550**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	**2 856**	**7 870**	**27 988**	**38 714**	**41 395**	**2 939**	**1 550**

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 (voir note 44.4.2).

Une part importante des emprunts à taux fixe du groupe EDF est variabilisée au moyen de *swaps* de taux.

44.4.2 Dérivés de couverture de change

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

Au 31 décembre 2019 :

	Notionnel à recevoir au 31/12/2019				Notionnel à livrer au 31/12/2019				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	**Total**	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	**Total**	**31/12/2019**
Change à terme	1 843	1 357	-	**3 200**	1 838	1 526	-	**3 364**	3
Swaps	19 619	6 566	17 367	**43 552**	19 006	6 268	16 892	**42 166**	874
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	**21 462**	**7 923**	**17 367**	**46 752**	**20 844**	**7 794**	**16 892**	**45 530**	**877**

Au 31 décembre 2018 :

	Notionnel à recevoir au 31/12/2018				Notionnel à livrer au 31/12/2018				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	**Total**	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	**Total**	**31/12/2018**
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**

Le notionnel des *cross currency swaps,* qui figure dans cette note, est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (voir note 44.4.1).

44.4.3 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)	**31/12/2019**	31/12/2018
Contrats de couverture d'électricité	510	(629)
Contrats de couverture de gaz	763	(231)
Contrats de couverture de charbon	(56)	(107)
Contrats de couverture des produits pétroliers	51	(446)
Contrats de couverture de droits d'émission CO_2	214	370
VARIATIONS DE JUSTE VALEUR AVANT IMPÔTS	**1 482**	**(1 043)**

Le montant transféré en excédent brut d'exploitation, au titre des contrats de matières premières dénoués pendant l'exercice, est constitué majoritairement de :

(en millions d'euros)	**31/12/2019**	31/12/2018
Contrats de couverture d'électricité	(753)	(388)
Contrats de couverture de gaz	1 428	(280)
Contrats de couverture de charbon	2	(109)
Contrats de couverture des produits pétroliers	(61)	(194)
Contrats de couverture de droits d'émission CO_2	103	183
MONTANTS TRANSFÉRÉS EN RÉSULTAT AVANT IMPÔTS	**719**	**(788)**

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

		31/12/2019					31/12/2018	
(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		(9)	-	-	(9)	105	(4)	50
Forwards/futures		(4)	(36)	-	(40)	288	(51)	(859)
Électricité	**Térawattheures**	**(13)**	**(36)**	**-**	**(49)**	**393**	**(55)**	**(809)**
Swaps		74	77	-	151	(24)	(190)	9
Forwards/futures		1 038	1 066	-	2 104	(373)	1 504	25
Gaz	**Millions de therms**	**1 112**	**1 143**	**-**	**2 255**	**(397)**	**1 314**	**34**
Swaps		2 027	4 589	-	6 616	7	10 402	(53)
Options		-	-	-	-	-	180	-
Produits pétroliers	**Milliers de barils**	**2 027**	**4 589**	**-**	**6 616**	**7**	**10 582**	**(53)**
Swaps		-	(1)	-	(1)	1	-	-
Charbon	**Millions de tonnes**	**-**	**(1)**	**-**	**(1)**	**1**	**-**	**-**
Swaps		-	-	-	-	-	-	-
Forwards/futures		15 710	10 956	-	26 666	44	13 488	183
CO_2	**Milliers de tonnes**	**15 710**	**10 956**	**-**	**26 666**	**44**	**13 488**	**183**
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE						48		(645)

44.5 COUVERTURES DE JUSTE VALEUR LIÉES AUX MATIÈRES PREMIÈRES

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

		31/12/2019		31/12/2018	
(en millions d'euros)	Unités de mesure	Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Charbon et fret	Millions de tonnes	(415)	71	(3)	2
Produits pétroliers	Milliers de barils	7 021	(5)	5 136	(23)
Gaz	Millions de therms	(2)	(1)	(93)	(31)
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE JUSTE VALEUR			65		(52)

NOTE 45 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	31/12/2019	31/12/2018
Juste valeur positive des dérivés de transaction	39.1	6 813	6 404
Juste valeur négative des dérivés de transaction	41.1	(6 327)	(7 160)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		486	(756)
Instruments dérivés de taux détenus à des fins de transaction	45.1	(22)	(60)
Instruments dérivés de change détenus à des fins de transaction	45.2	(185)	(96)
Contrats de matières premières non qualifiés de couverture	45.3	693	(641)
Autres contrats		-	41

45.1 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 :

	Notionnel au 31/12/2019				Notionnel au 31/12/2018	Juste valeur	
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	**31/12/2019**	31/12/2018
Achats d'options	-	-	520	520	516	14	7
Opérations sur taux d'intérêt	**-**	**-**	**520**	**520**	**516**	**14**	**7**
Payeur fixe/receveur variable	-	3 848	935	4 783	3 885	(33)	(64)
Payeur variable/receveur fixe	93	28	-	121	122	(1)	(4)
Variable/variable	1	10	-	11	5	-	-
Fixe/fixe	42	45	179	266	140	(2)	1
***Swaps* de taux**	**136**	**3 931**	**1 114**	**5 181**	**4 152**	**(36)**	**(67)**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	136	3 931	1 634	5 701	4 668	(22)	(60)

45.2 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 2019 :

	Notionnel à recevoir au 31/12/2019				Notionnel à livrer au 31/12/2019				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	**Total**	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	**Total**	**31/12/2019**
Change à terme	4 220	3 280	-	7 500	4 187	3 262	-	7 449	29
Swaps	14 203	6 387	198	20 788	14 328	6 536	198	21 062	(214)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	18 423	9 667	198	28 288	18 515	9 798	198	28 511	(185)

Au 31 décembre 2018 :

	Notionnel à recevoir au 31/12/2018				Notionnel à livrer au 31/12/2018				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 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)

45.3 CONTRATS DÉRIVÉS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE

Les contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture se décomposent comme suit :

		31/12/2019		31/12/2018	
(en millions d'euros)	Unités de mesure	Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Swaps		(10)	366	3	502
Options		-	49	4	(22)
Forwards/futures		(7)	409	(50)	(123)
Électricité	**Térawattheures**	**(17)**	**824**	**(43)**	**357**
Swaps		(166)	(219)	(510)	(515)
Options		(720)	49	32	185
Forwards/futures		(6 940)	246	16 323	80
Gaz	**Millions de therms**	**(7 826)**	**76**	**15 845**	**(250)**
Swaps		15 162	11	27 715	(82)
Options		(875)	(3)	500	1
Forwards/futures		3	-	(360)	(3)
Produits pétroliers	**Milliers de barils**	**14 290**	**8**	**27 855**	**(84)**
Swaps		-	(1)	(2 521)	6
Options		-	(6)	-	(14)
Forwards/futures		-	-	-	-
Fret		2	(5)	3 232	(2)
Charbon et fret	**Millions de tonnes**	**2**	**(12)**	**711**	**(10)**
Swaps		-	-	-	-
Options		(2 626)	(124)	(5 000)	(150)
Forwards/futures		(38 978)	(4)	(56 433)	(446)
CO_2	**Milliers de tonnes**	**(41 604)**	**(128)**	**(61 433)**	**(596)**
Swaps / Options		-	(56)	-	29
Forwards/futures		-	(19)	-	(87)
Autres matières premières		**-**	**(75)**	-	**(58)**
Dérivés incorporés de matières		**-**	**-**	-	**-**
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE			693		(641)

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

NOTE 46 ACTIFS ET PASSIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	3 662	-
PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	1 043	-

Le Groupe a reclassé en actifs et passifs détenus en vue de leur vente au 31 décembre 2019, les éléments de bilan concernés par les opérations suivantes :

- la cession en cours des activités Exploration et Production (E&P) (voir note 2.3) ;
- la cession en cours des titres CENG (voir note 3.2.2).

Activité E&P

En application d'IFRS 5, les actifs et passifs de l'activité E&P présentés au 31 décembre 2019 en actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont détaillés ci-dessous :

(en millions d'euros)	31/12/2019
Actifs non financiers non courants	893
Actifs financiers non courants	-
Actifs non financiers courants	784
Actifs financiers courants	60
TOTAL DES ACTIFS DETENUES EN VUE LEUR VENTE	1 737

(en millions d'euros)	31/12/2019
Passifs non financiers non courants	711
Passifs financiers non courants	34
Passifs non financiers courants	298
Passifs financiers courants	-
TOTAL DES PASSIFS DETENUES EN VUE LEUR VENTE	1 043

Par ailleurs, l'activité E&P contribue à l'endettement financier net du Groupe à hauteur de (26) millions d'euros au 31 décembre 2019 (voir note 41.3).

CENG

EDF a notifié à Exelon le 20 novembre 2019 l'exercice de l'option de vente de sa participation de 49,99 % dans CENG (voir note 3.2.2).

Les titres de CENG ont été reclassés en actifs détenus en vue de leur vente pour un montant de 1 925 millions d'euros.

Même si la réalisation de l'opération est conditionnée à l'obtention des autorisations réglementaires requises et prendra plusieurs mois, eu égard aux dispositions des accords contractuels, le processus dans lequel le Groupe s'est engagé est irrévocable. Les fourchettes de valorisation déterminées avec les conseils dans la perspective de la mise en œuvre des modalités contractuelles de détermination du prix de cession dans le cadre de l'exercice du put ne conduisent pas à mettre en évidence un risque de dépréciation, sachant qu'Exelon n'a pas, à ce stade, fait part au Groupe de sa valorisation.

Les valorisations sont très sensibles aux prévisions des prix de marché, qui pourront changer de manière significative au cours du processus d'exercice de l'option de vente. Elles sont également sensibles aux effets 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. Le 8 octobre 2019, la Cour suprême de New York a rejeté l'action en justice contre le ZEC et a déclaré que celle-ci était légale. Les demandeurs ont interjeté appel mais les motifs retenus dans sa décision par la Cour suprême conduisent à affaiblir le risque d'annulation.

NOTE 47 FLUX DE TRÉSORERIE

47.1 VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT

(en millions d'euros)	2019	2018 (1)
Variation des stocks	191	(12)
Variation de la créance de Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE)	(864)	357
Variation des créances clients et comptes rattachés	174	1 230
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	(46)	(664)
Variation des autres débiteurs et autres créditeurs (hors CSPE)	997	(441)
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	452	470

(1) Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).

47.2 INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS

(en millions d'euros)	2019	2018 (1)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(1 370)	(1 798)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(15 436)	(13 850)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	97	(368)
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	(16 709)	(16 016)

(1) Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).

47.3 DECAISSEMENTS RELATIFS AUX CONTRATS DE LOCATION

(en millions d'euros)	2019
TOTAL DES DECAISSEMENTS RELATIFS AUX DETTES LIEES A L'OBLIGATION LOCATIVE	(790)

Les décaissements relatifs aux dettes liées à l'obligation locative sont principalement composés du remboursement du nominal pour 721 millions.

NOTE 48 ACTIFS DEDIÉS D'EDF

48.1 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 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 29 décembre 2010 a rendu les actions de RTE éligibles aux actifs dédiés sous certaines conditions et après autorisation administrative. 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 depuis le 31 décembre 2017 (voir note 48.2.2 ci-après).

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.

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 %.

48.2 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 d'EDF SA « 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.

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.

48.2.1 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 48.2.2).

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).

48.2.2 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 48.2.1).

Au total, au 31 décembre 2019, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 6 498 millions d'euros, dont 6 080 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 2 926 millions d'euros au 31 décembre 2019 (2 738 millions d'euros au 31 décembre 2018), présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées ;
- 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, Nam Theun Power Company, et des sociétés détenant des parcs solaires (Catalina Solar, Switch) et éoliens (MiRose, Red Pine) aux Etats Unis présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées.

48.3 VALORISATION DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

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

		31/12/2019		31/12/2018	
(en millions d'euros)	Présentation au bilan consolidé	Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
Actifs de rendement (EDF Invest)		**4 304**	**6 080**	**3 919**	**5 356**
CTE	Participations dans les entreprises associées (1)	1 417	2 926	1 406	2 738
Autres entreprises associées	Participations dans les entreprises associées (2)	1 563	1 777	1 167	1 234
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets (3)	1 334	1 387	1 346	1 384
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(10)	(10)	-	-
Actifs de croissance		**13 300**	**13 300**	**10 108**	**10 108**
Actions (4)	Titres de dettes	12 978	12 978	9 844	9 844
Fonds actions non cotées (EDF Invest)	Titres de dettes	276	276	219	219
Dérivés	Juste valeur des dérivés	46	46	45	45
Actifs de taux		**12 240**	**12 244**	**12 205**	**12 225**
Obligations	Titres de dettes	11 225	11 225	10 010	10 010
Fonds de dette non cotée (EDF Invest)	Titres de dettes	142	142	105	105
Portefeuille de trésorerie (5)	Titres de dettes	188	188	30	30
Créance de CSPE (6)	Prêts et créances financières	684	688	2 060	2 080
Dérivés	Juste valeur des dérivés	1	1	-	-
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS D'EDF		**29 844**	**31 624**	**26 232**	**27 689**

(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). La valeur de réalisation de CTE présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant, comme les autres actifs d'EDF Invest.

(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 1 209 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 8 492 millions d'euros au 31 décembre 2019 (4 898 millions d'euros au 31 décembre 2018). Ces FCPR sont constitués principalement de 12 fonds cotés pour 7 875 millions d'euros (au 31 décembre 2018, 11 FCPR cotés pour 4 340 millions d'euros).

48.4 SITUATION DE COUVERTURE DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME

Au 31 décembre 2019, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 105,5 %. Le plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation de certains investissements (décret n° 2007-243) n'a pas d'effet au 31 décembre 2019.

Au 31 décembre 2018, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 98,3 %. 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 2018.

Des retraits pour un montant de 442 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2019 (403 millions d'euros en 2018).

Compte tenu des modifications d'hypothèses de calcul des provisions nucléaires de long terme (hors modification réglementaire), l'obligation au titre de 2018 de dotation aux actifs dédiés s'élève à 1 337 millions d'euros. L'autorité administrative avait 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. Les dotations aux actifs dédiés se sont ainsi élevées en 2019 à 540 millions d'euros en valeur de réalisation (387 millions d'euros en 2018) (voir note 48.5), il s'agissait de dotations en titre et non en numéraire. L'obligation restante au 1er janvier 2020 au titre des comptes au 31 décembre 2018 s'élève à 797 millions d'euros. Conformément au courrier reçu le 12 février 2020 (voir note 32.1.5.1), cette obligation devra être remplie en 2020 ; en revanche aucune dotation n'est à effectuer au titre de l'année 2019.

A horizon de 10 ans les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période i.e. en euros $_{2019}$) :

- à 15 % 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 euros $_{2019}$) :

- à 37 % 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 :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 152	1 067
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	10 531	9 846
Provision pour reprise conditionnement déchets (RCD)	805	751
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	16 937	15 985
Provisions pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	550	518
COUT ACTUALISE DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	29 975	28 167

48.5 ÉVOLUTIONS DES ACTIFS DÉDIÉS SUR L'EXERCICE 2019

Dans le cadre de la nouvelle allocation stratégique des actifs dédiés, composée d'environ un tiers d'actifs non cotés au lieu d'un quart, EDF SA avait acquis, en décembre 2018, la participation minoritaire détenue par EDF International dans Nam Theun Power Company (NTPC), barrage hydroélectrique situé au Laos, dont une partie avait été dotée aux actifs dédiés à cette date, dans le périmètre d'EDF Invest. Le reste a été doté sur l'exercice 2019. En décembre 2019, EDF SA a acquis auprès d'EDF Renewables US une participation dans des parcs solaires (Catalina Solar, Switch) et éoliens (MiRose, Red Pine) aux Etats-Unis, dont une partie a été dotée aux actifs dédiés dans le périmètre d'EDF Invest sur l'exercice 2019.

La dotation totale sous la forme d'apports d'actifs s'est ainsi élevée à 540 millions d'euros en 2019 en valeur de réalisation.

Des variations de juste valeur positives du portefeuille d'actifs dédiés (OPC, actions) ont été enregistrées sur l'exercice 2019 dans le résultat financier à hauteur de 2 545 millions d'euros (voir note 16.3) contre des variations de juste valeur négatives à hauteur de (989) millions d'euros en 2018.

Des variations de juste valeur positives sur le portefeuille d'actifs dédiés obligations ont été enregistrées sur l'exercice 2019 en OCI à hauteur de 162 millions d'euros (voir note 39.2) contre des variations de juste valeur négatives à hauteur de (60) millions d'euros en 2018.

48.6 ACTIFS DEDIÉS DE FRAMATOME ET CYCLIFE FRANCE (EX SOCODEI)

Les actifs dédiés de Framatome et Cyclife France (ex SOCODEI) relatifs à des Installations Nucléaires de Base (INB) en France s'élèvent respectivement à 92 millions d'euros et 54 millions d'euros en valeur de réalisation avec un taux de couverture réglementaire de 110,1 % pour Framatome et de 113,4 % pour Cyclife France (calcul effectué avec les taux d'actualisation et d'inflation du groupe EDF pour les provisions nucléaires en France – voir note 32).

Les obligations nucléaires de long terme en France visées par la réglementation relative aux actifs dédiés s'agissant de Framatome et Cyclife France figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour des montants de respectivement 83 millions d'euros et 48 millions d'euros (voir note 33).

NOTE 49 ENGAGEMENTS HORS BILAN

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2019. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

49.1 ENGAGEMENTS DONNÉS

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.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2019	31/12/2018
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	49.1.1	41 110	45 370
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	49.1.2	18 237	17 572
Engagements donnés liés aux opérations de financement	49.1.3	6 343	5 494
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		65 690	68 436

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.

49.1.1 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)	31/12/2019	31/12/2018
Engagements d'achats de combustible et d'énergie (1)	25 373	26 878
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	15 248	14 117
Engagements de location simple en tant que preneur	489	4 375
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	41 110	45 370

(1) Hors achats de gaz et services associés.

49.1.1.1 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 2019, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

	31/12/2019					31/12/2018
	Total	Échéances				Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	
Achats d'électricité et services associés [1]	9 999	2 305	3 614	2 157	1 923	10 368
Achats d'autres énergies et de matières premières [2]	281	62	144	75	-	377
Achats de combustible nucléaire	15 093	1 580	6 142	4 771	2 600	16 133
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	**25 373**	**3 947**	**9 900**	**7 003**	**4 523**	**26 878**

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 569 millions d'euros au 31 décembre 2019 (604 millions d'euros au 31 décembre 2018).
(2) Hors achats de gaz et services associés (voir note 49.1.1.1.4).

49.1.1.1.1 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 57 TWh pour l'exercice 2019 (53 TWh pour l'exercice 2018), dont 7 TWh au titre de la cogénération (7 TWh pour 2018), 30 TWh au titre de l'éolien (26 TWh pour 2018), 11 TWh au titre du photovoltaïque (9 TWh pour 2018) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2018).

49.1.1.1.2 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.

49.1.1.1.3 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.

49.1.1.1.4 Achats de gaz et services associés

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2019, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités.

	31/12/2019				31/12/2018
	Total	Échéances			Total
(en milliards de mètres cubes)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Edison	135	12	44	79	140
EDF	24	2	6	16	22

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 12,4 milliards de mètres cubes par an et avec des durées résiduelles variant entre 1 et 15 ans.

Le contrat avec l'Algérie a été renouvelé en 2019 pour 1 milliard de mètres cubes jusqu' à 2027. En ce qui concerne le gaz provenant de la Russie, le contrat à long terme s'est terminé en 2019 et Edison a signé un nouveau contrat pour un milliard de mètres cubes pour 2020.

EDF a conclu un contrat d'importation de GNL en provenance des USA, pour une fourniture de 0,7 million de tonne de GNL (1 milliard de mètre cube par an de gaz naturel), à partir de mai 2020 et pour une durée de 20 ans.

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.

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.

Autres engagements et risques

Edison a signé récemment deux contrats significatifs d'achat de gaz en provenance d'Azerbaidjan (1 milliard de mètre cubes par an) dont la livraison commencera à partir de 2021 et d'achat de GNL en provenance des Etats-Unis (1 million de tonnes par an) dont la livraison ne commencera qu'à partir de 2023.

49.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 31 décembre 2019, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

	31/12/2019				31/12/2018
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Garanties données liées aux activités opérationnelles	7 349	2 243	2 133	2 973	7 047
Engagements sur achats d'exploitation (1)	7 594	4 100	2 717	777	6 898
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	305	82	131	92	172
ENGAGEMENTS DONNES LIÉS À L'ÉXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION (2)	**15 248**	**6 425**	**4 981**	**3 842**	**14 117**

(1) Hors énergies et combustibles.

(2) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 1 019 millions d'euros au 31 décembre 2019 (982 millions d'euros au 31 décembre 2018).

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 2019 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.

49.1.1.2.1 Garanties données liées aux activités opérationnelles

Les garanties liées aux activités opérationnelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	**31/12/2019**	31/12/2018
EDF	2 081	2 038
EDF Renouvelables	1 612	1 677
Edison	1 319	1 262
EDF Energy	912	795
Framatome	552	517
Autres entités	873	758
TOTAL	**7 349**	**7 047**

49.1.1.2.2 Engagements sur achats d'exploitation

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	**31/12/2019**	31/12/2018
EDF	3 028	2 533
Framatome	1 880	2 024
Enedis	829	764
EDF Energy	613	524
Autres entités	1 244	1 053
TOTAL	**7 594**	**6 898**

49.1.1.3 Engagements de location en tant que preneur

Au 31 décembre 2019, les éléments constitutifs des engagements de location en tant que preneur sont les suivants :

	31/12/2019				31/12/2018
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS DE LOCATION EN TANT QUE PRENEUR	**489**	67	222	200	**4 375**

A compter du 1er janvier 2019, la plupart des contrats de location existants à cette date ont été reconnus au bilan, en application des dispositions d'IFRS 16, tandis qu'ils figuraient en engagements hors bilan au 31 décembre 2018.

Les engagements de location résiduels s'élevaient à 434 millions d'euros au 1er janvier 2019 (voir note 2.1.1).

En effet, seuls subsistent en engagements hors bilan :

- Les contrats exemptés de comptabilisation en application d'IFRS 16. L'encours total de ces contrats au 31 décembre 2019 s'établit à 211 millions d'euros (105 millions d'euros au 31 décembre 2018).
- Les contrats de location liés à des actifs non encore mis à disposition du Groupe (principalement biens immobiliers, navires de transport de GNL en cours de construction). La reconnaissance du droit d'utilisation et de la dette locative au bilan se fera à la mise à disposition de l'actif loué. L'encours total de ces contrats au 31 décembre 2019 s'établit à 278 millions d'euros (329 millions d'euros au 31 décembre 2018).

49.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2019, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

	31/12/2019				31/12/2018
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	17 430	9 422	7 245	763	16 545
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	583	54	431	98	746
Autres engagements donnés liés aux investissements	224	184	40	-	281
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT (1)	18 237	9 660	7 716	861	17 572

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 265 millions d'euros au 31 décembre 2019 (399 millions d'euros au 31 décembre 2018).

49.1.2.1 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)	31/12/2019	31/12/2018
EDF	4 654	4 715
EDF Energy	6 466	6 082
Enedis	2 555	3 092
EDF Renouvelables	2 437	1 622
Framatome	517	587
Autres entités	801	447
TOTAL	17 430	16 545

L'augmentation des engagements donnés sur acquisitions d'actifs corporels et incorporels s'explique principalement par le développement de projets notamment aux Etats-Unis, au Brésil et en Inde chez EDF Renouvelables, le projet de centrale thermoélectrique de Marghera levante chez Edison et une hausse des engagements liés au projet HPC chez EDF Energy. La baisse des engagements chez Enedis s'explique par l'avancement du déploiement des compteurs Linky.

49.1.2.2 Engagements sur acquisition d'actifs financiers

Les principaux engagements relatifs aux titres de participations non valorisables concernent Luminus.

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 1er 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 2019, la juste valeur de ces dérivés de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est non significative.

49.1.2.3 Autres engagements donnés liés aux investissements

Les autres engagements donnés liés aux investissements comprennent notamment au 31 décembre 2019 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.

49.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 31 décembre 2019 sont les suivants :

	31/12/2019				31/12/2018
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	4 587	231	1 998	2 358	4 226
Garanties financières données	1 314	77	475	762	974
Autres engagements donnés liés au financement	442	426	5	11	294
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT [1]	**6 343**	**734**	**2 478**	**3 131**	**5 494**

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 1 225 millions d'euros au 31 décembre 2019 (917 millions d'euros au 31 décembre 2018). 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.

49.2 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	31/12/2019	31/12/2018
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation [1]	49.2.1	9 291	9 539
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	49.2.2	181	183
Engagements reçus liés aux opérations de financement	49.2.3	22	31
TOTAL DES ENGAGEMENTS RECUS [2]		**9 494**	**9 753**

(1) Hors engagements de livraison d'énergie et services associés (voir note 49.2.1.4)
(2) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 41.2.5.

49.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2019 sont les suivants :

	31/12/2019				31/12/2018
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements de location simple en tant que bailleur	770	118	414	238	678
Engagements sur ventes d'exploitation	6 706	1 911	3 733	1 062	7 004
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 756	962	560	234	1 791
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	59	21	20	19	66
ENGAGEMENTS RECUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**9 291**	**3 012**	**4 727**	**1 553**	**9 539**

49.2.1.1 Engagements de location simple en tant que bailleur

Le Groupe bénéficie à hauteur de 770 millions d'euros d'engagements de location simple en tant que bailleur.

Ils portent principalement sur des projets de production indépendante (IPP) asiatiques et sur des locations immobilières.

49.2.1.2 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).

49.2.1.3 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.

49.2.1.4 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 150 TWh.

49.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

	31/12/2019				31/12/2018
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS RECUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	**181**	**60**	**121**	**-**	**183**

Aux termes de l'accord signé avec Exelon le 29 juillet 2013 et finalisé le 1er avril 2014, EDF disposait d'une option de vente de sa participation dans CENG à Exelon, à la juste valeur, exerçable entre janvier 2016 et juin 2022. Le 20 novembre 2019, EDF a notifié à Exelon l'exercice de cette option (voir note 3.2.2).

49.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

	31/12/2019				31/12/2018
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS RECUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	22	6	6	10	30

NOTE 50 PASSIFS ÉVENTUELS

À l'exception des éléments mentionnés en notes 4.2 et 4.3, les principaux passifs éventuels au 31 décembre 2019 sont les suivants :

50.1 CONTRÔLES FISCAUX

EDF

Pour la période 2008 à 2017, 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 556 millions d'euros à fin 2019. Par deux jugements intervenus en 2017 et un en 2019, le Tribunal Administratif de Montreuil a reconnu la déductibilité fiscale de ces passifs et validé la position retenue par la Société. Le Ministre a fait appel de deux de ces jugements. En janvier 2020, la Cour Administrative d'appel de Versailles a confirmé la position d'EDF pour l'exercice 2008.

Pour les exercices 2012 à 2017, 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.

Par un jugement du 2 juillet 2019, le Tribunal Administratif de Montreuil a confirmé ces redressements pour la période 2009-2013. La société a donc liquidé l'impôt en exécution de cette décision contre laquelle elle a également fait appel. Ce montant a été comptabilisé en impôt différé actif conformément à IFRIC 23 (voir note 17.3).

50.2 LITIGES EN MATIÈRE SOCIALE

EDF et ses filiales sont parties à un certain nombre de litiges en matière sociale. Le Groupe 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.

50.3 CONTENTIEUX AVEC DES PRODUCTEURS PHOTOVOLTAÏQUES

Au cours de l'année 2010, les annonces de baisse du tarif de rachat d'électricité ont eu pour conséquence, notamment en août 2010, un afflux considérable de demandes de raccordement auprès des Gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) en métropole et dans les Zones non interconnectées au réseau métropolitain

continental (cet afflux s'expliquant par le fait que la date de dépôt de la demande complète de raccordement déterminait alors le tarif applicable). Le gouvernement a décidé, par décret du 9 décembre 2010 (« le décret moratoire »), la suspension de la conclusion de nouveaux contrats sous obligation d'achat pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas été acceptés avant le 2 décembre 2010 devraient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement à l'issue de ce délai de trois mois, sur la base d'un nouvel arrêté fixant le tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque. Cet arrêté tarifaire, pris le 4 mars 2011, a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat de l'électricité. Par ailleurs, le système des appels d'offres s'est développé.

L'arrêt rendu par le Conseil d'État le 16 novembre 2011 rejetant les différents recours contre le décret moratoire a généré un afflux important d'assignations à l'encontre d'Enedis et d'EDF fin 2011, qui s'est poursuivi en 2012, 2013, 2014 et 2015. Depuis mars 2016, la prescription des actions indemnitaires liées au moratoire photovoltaïque est acquise.

Ces recours sont principalement initiés par des producteurs qui arguent qu'ils ont été conduits à abandonner leurs projets, les conditions d'exploitation étant moins favorables que précédemment selon les nouveaux tarifs de rachat de l'électricité. Ces producteurs considèrent que cette situation est imputable aux GRD au motif qu'ils n'auraient pas émis les propositions techniques et financières relatives au raccordement dans un délai qui leur aurait permis de bénéficier des conditions de rachat de l'électricité plus avantageuses.

Les premiers jugements rendus en première instance comme en Cour d'Appel étaient divergents dans les attendus et les conclusions, certains déboutant le plaignant de l'ensemble de ses demandes, d'autres accordant au plaignant des indemnités globalement limitées en comparaison des demandes initiales.

En décembre 2015, la Cour d'Appel de Versailles a décidé de saisir la Cour de Justice de l'Union européenne (CJUE) d'une question préjudicielle sur la conformité des arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 au droit européen des aides d'État.

La CJUE a rejeté cette question préjudicielle pour des motifs de forme. Le 20 septembre 2016, la Cour d'Appel de Versailles a de nouveau posé à la CJUE une question préjudicielle relative à la conformité des arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 au droit européen des aides d'État et décidé de surseoir à statuer. 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 quatre 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. Elle conclut qu'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 au cours de l'année 2018. La Cour d'Appel de Versailles a notamment débouté, début juillet, 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, 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 a fait l'objet d'un pourvoi en cassation. Le 18 septembre 2019, la Cour de Cassation par plusieurs arrêts de rejet intéressants tant Enedis qu'EDF juge le caractère illégal de l'aide faute de notification des arrêtés tarifaires à la Commission Européenne comme l'impose l'article 108 du TFUE. En conséquence, la Cour de Cassation conclut que le préjudice des producteurs qui n'ont pas pu bénéficier de l'aide, est considéré comme n'étant pas réparable.

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 reconnaitre par les tribunaux l'existence de deux sinistres sériels partiels. Ainsi, si les tribunaux constataient l'existence de deux sinistres seriels 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.

50.4 EDISON – VENTE D'AUSIMONT (SITE DE BUSSI)

A la suite de la cession en 2002 du complexe industriel Ausimont SpA à Solvay Solexis SpA, plusieurs procédures ont été engagées. Après la fin du volet pénal, plusieurs procédures sont toujours en cours :

- deux procédures administratives :
  - la Province de Pescara a communiqué, le 28 février 2018, à la société Solvay Speciality Polymers Italy SpA (anciennement Solvay Solexis SpA) et à Edison SpA le lancement d'une procédure pour

la détermination du responsable de la pollution des terrains se situant à l'extérieur du complexe industriel appartenant à la société Ausimont SpA et objet de la vente. La Province a également ordonné à Edison SpA le retrait des déchets présents sur ces terrains. Après le rejet du recours formé par Edison devant le tribunal administratif régional de Pescara, Edison a fait appel de la décision devant le Conseil d'État. La procédure est en cours,

  - par une communication en date du 18 décembre 2019, la province de Pescara a ordonné à Edison SpA de remettre en état les terrains se situant à l'intérieur du complexe industriel. Edison entend contester cet ordre devant le tribunal administratif régional de Pescara ;

- un arbitrage : en 2012, une procédure d'arbitrage a été lancée par les sociétés Solvay SA et Solvay Specialty Polymers Italy SpA pour violation des représentations et garanties en matière environnementale, pour les sites de Bussi et de Spinetta Marengo, contenues dans le contrat de cession de la société Agora SpA (société contrôlant Ausimont SpA), souscrit en décembre 2001 entre les sociétés Montedison SpA et Longside International SA d'un côté et la société Solvay Solexis SpA (Solvay Specialty Polymers Italy SpA) de l'autre côté. Après une phase de questions préliminaires et préjudicielles, la procédure se poursuit avec l'examen au fond des demandes formulées par les parties ;
- une procédure civile : le 8 avril 2019, le ministère de l'Environnement a engagé une action civile à l'encontre d'Edison pour l'obtention de dommages-intérêts pour des faits de désastre environnemental. La procédure est en cours.

50.5 ENEDIS – QUADLOGIC

Enedis a reçu le 24 février 2016 une assignation devant le Tribunal de Grande Instance (TGI) de Paris de la société américaine Quadlogic Controls Corporation (« QCC ») portant sur une potentielle contrefaçon d'un brevet européen dont QCC est titulaire. Enedis conteste formellement tant l'activité inventive de QCC que la supposée contrefaçon.

En novembre 2017, le TGI de Paris a rendu une décision favorable à Enedis et annulé pour la France, le brevet européen de QCC. QCC a fait appel de cette décision le 12 mars 2018. La procédure est en cours devant la Cour d'Appel de Paris.

NOTE 51 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	
(en millions d'euros)	**31/12/2019**	31/12/2018	**31/12/2019**	31/12/2018	**31/12/2019**	31/12/2018	**31/12/2019**	31/12/2018
Chiffre d'affaires	455	560	-	-	1 889	1 708	2 344	2 268
Achats d'énergie	4 063	4 071	4	5	2 104	2 031	6 171	6 107
Achats externes	18	4	3	3	253	251	274	258
Actifs financiers	150	294	-	-	-	-	150	294
Autres actifs	633	730	-	-	532	486	1 165	1 216
Passifs financiers	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres passifs	1 228	1 162	1	1	624	631	1 853	1 794

(1) Ne comprend pas les dettes fiscales et sociales ainsi que la créance CSPE.

51.1 TRANSACTIONS AVEC LES SOCIÉTÉS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Les transactions avec les principales entreprises associées (CTE (société détentrice de RTE), CENG et Taishan) sont présentées en note 26.

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.

51.2 RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT

51.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 83,58 % du capital d'EDF au 31 décembre 2019. 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.

51.2.2 Relations avec GRDF

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 réorganisé une partie de leurs activités communes en créant deux entités mixtes : l'une regroupant les activités de contrat de travail, études et médico-social et l'autre, l'opérateur Informatique & Télécom regroupant toutes les activités de téléphonie et de bureautique. Ces deux entités ont été effectivement mises en place au 1er janvier 2019.

Les activités supports des domaines Immobilier, Véhicules et Engins, Contentieux et Assurance, Formation et Recrutement, et Achats tertiaires, jusqu'alors mixtes sont reprises en propre par chacune des deux sociétés.

51.2.3 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 sur le long-terme :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats Orano Mining ;
- fluoration : contrat Orano Cycle ;

- enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat 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 32.1.1.

51.3 RÉMUNERATION 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 2019 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 12,6 millions d'euros en 2019 (12,4 millions d'euros en 2018). 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 52 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 53 PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU 31 DÉCEMBRE 2019

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.

53.1 SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES PAR INTÉGRATION GLOBALE

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2019	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2018	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
Cyclife France (ex Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels – SOCODEI) (1)		-	100,00	A
Cyclife (1)		100,00	-	A
CHAM SAS		100,00	100,00	A
Sowee		100,00	100,00	A
IZI Solutions		100,00	-	A
ENRS		100,00	-	A
Immo C47		51,00	51,00	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
Luminus SA (ex 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
EDF Alpes Investissements SARL	Suisse	100,00	100,00	A
Mekong Energy Company Ltd (MECO)	Vietnam	56,25	56,25	P
EDF Andes Spa (ex EDF Chile Spa)	Chili	100,00	100,00	P

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

(1) Cyclife France (ex SOCODEI) est incluse dans le sous palier Cyclife depuis 2019.

EDF Renouvelables		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2019	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2018	Activité
EDF Renouvelables	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) (1)	France	-	88,98	A
EDF IMMO et filiales immobilières	France	100,00	100,00	A
Société C2 (2)	France	-	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
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) La Société Française d'Ingénierie Electronucléaire et d'Assistance (SOFINEL) a été liquidée.
(2) La société C2 a été fusionnée dans la société C3.

53.2 SOCIÉTÉ DÉTENUE SOUS FORME D'ACTIVITÉS CONJOINTES

Autres métiers		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2019	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2018	Activité
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

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

53.3 SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES PAR MISE EN ÉQUIVALENCE

France – Activités de production et commercialisation		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2019	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2018	Activité
Domofinance	France	45,00	45,00	A
CTE (EDF Invest) (1)	France	50,10	50,10	A
Elisandra IV (*Holding* Madrileña Red de Gas) (EDF Invest)	Espagne	20,00	20,00	A
Alba Real Estate SCS (EDF Invest)	Luxembourg	24,66	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	24,50	A
Thyssengaz (EDF Invest)	Allemagne	50,00	50,00	A
Aéroports Côte d'Azur (EDF Invest)	France	19,40	19,40	A
Ecowest SCI A et B (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Fallago Rig (EDF Invest)	Royaume-Uni	20,00	20,00	P
Fenland Wind Farm (EDF Invest)	Royaume-Uni	20,00	20,00	P
Catalina Solar (EDF Invest)	États-Unis	50,00	-	P
Switch (EDF Invest)	États-Unis	50,00	-	P
MiRose (EDF Invest)	États-Unis	50,00	-	P
Red Pine (EDF Invest)	États-Unis	50,00	-	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)	Laos	40,00	40,00	P
Alpiq (2)	Suisse	-	25,04	P, D, T, A
Generadora Metropolitana (GM) (ex Central El Campesino SpA)	Chili	50,00	-	P
Nachtigal Hydro Power Company	Cameroun	40,00	-	P

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

(1) La Coentreprise de Transport d'Électricité « CTE », société détenant la société RTE à 100 %.
(2) Alpiq a été cédée le 28 mai 2019 (voir note 3.2.1).

53.4 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 31/12/2019	Pourcentage de droits de votes détenus au 31/12/2019
Edison SpA	97,45	99,48
EDF Investissements Groupe SA	93,89	50,00

NOTE 54 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 2019 :

	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
(en milliers d'euros)	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit – Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés	2 709	19,2	2 822	17,1
EDF				
Entités contrôlées [1]	8 104	57,4	11 654	70,6
Sous-total	10 813	76,6	14 476	87,7
Services autres que la certification des comptes [2]				
EDF	883	6,3	867	5,3
Entités contrôlées [1]	2 425	17,1	1 152	7,0
Sous-total	3 308	23,4	2 020	12,3
TOTAL	14 121	100	16 496	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 2018

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 2018 :

	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
(en milliers d'euros)	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	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				
EDF	397	2,7	772	4,8
Entités contrôlées	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