COMPTES CONSOLIDÉS

AU 31 DÉCEMBRE 2020

COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	Notes	2020	2019 [1]
Chiffre d'affaires	5.1	69 031	71 347
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(32 425)	(35 091)
Autres consommations externes[2]		(8 461)	(8 625)
Charges de personnel	5.3	(13 957)	(13 797)
Impôts et taxes		(3 797)	(3 798)
Autres produits et charges opérationnels	5.4	5 783	6 687
Excédent brut d'exploitation	**5**	**16 174**	**16 723**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*	6	(175)	642
Dotations aux amortissements[3]		(10 838)	(10 020)
(Pertes de valeur)/reprises	10.8	(799)	(403)
Autres produits et charges d'exploitation	7	(487)	(185)
Résultat d'exploitation		**3 875**	**6 757**
Coût de l'endettement financier brut	8.1	(1 610)	(1 806)
Effet de l'actualisation	8.2	(3 733)	(3 161)
Autres produits et charges financiers	8.3	2 761	4 603
Résultat financier	**8**	**(2 582)**	**(364)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		**1 293**	**6 393**
Impôts sur les résultats	9	(945)	(1 532)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	12	425	818
Résultat net des activités en cours de cession	3.2	(158)	(497)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		**615**	**5 182**
Dont résultat net - part du Groupe		**650**	**5 155**
Résultat net des activités poursuivies		804	5 639
Résultat net des activités en cours de cession		(154)	(484)
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		**(35)**	**27**
Activités poursuivies		(31)	40
Activités en cours de cession		(4)	(13)
Résultat net part du Groupe par action en euros :	**14.7**		
Résultat par action		0,05	1,50
Résultat dilué par action		0,05	1,50
Résultat par action des activités poursuivies		0,1	1,67
Résultat dilué par action des activités poursuivies		0,1	1,67

[1] 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 2019 est présenté en note 1.4.2.

[2] Les autres consommations externes sont nettes de la production stockée et immobilisée.

[3] Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	Notes	2020			2019		
		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		**650**	**(35)**	**615**	**5 155**	**27**	**5 182**
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie							
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - variation brute	18.7.5	(711)	(8)	(719)	786	(55)	731
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - effets d'impôt		210	3	213	(235)	2	(233)
Juste valeur des couvertures sur les investissements nets							
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - variation brute	18.7.5	661	-	661	32	-	32
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - effets d'impôt		(30)	(-)	(30)	(132)	(-)	(132)
Juste valeur des titres de dettes							
Juste valeur des titres de dettes – variation brute	18.1.2	20	-	20	293	-	293
Juste valeur des titres de dettes – effets d'impôt		10	(-)	10	(93)	(-)	(93)
Écarts de conversion des entités contrôlées		**(1 425)**	**(430)**	**(1 855)**	**732**	**357**	**1 089**
Quote part des éléments recyclables en résultat des entreprises associés et des co-entreprises		**(561)**	**-**	**(561)**	**97**	**-**	**97**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat		***(1 826)***	***(435)***	***(2 261)***	***1 480***	***304***	***1 784***
Juste valeur des titres de capitaux propres							
Juste valeur des titres de capitaux propres – variation brute	18.1.2	(34)	(4)	(38)	(22)	-	(22)
Juste valeur des titres de capitaux propres – effets d'impôt		-	-	-	-	-	-
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi							
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – variation brute	16.1.3	(983)	80	(903)	(2 501)	39	(2 462)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – effets d'impôt		(220)	(18)	(238)	(62)	(7)	(69)
Quote part des éléments non recyclables en résultat des entreprises associés et des co-entreprises		**(109)**	**-**	**(109)**	**(153)**	**-**	**(153)**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat		***(1 346)***	***58***	***(1 288)***	***(2 738)***	***32***	***(2 706)***
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres		**(3 172)**	**(377)**	**(3 549)**	**(1 258)**	**336**	**(922)**
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ		**(2 522)**	**(412)**	**(2 934)**	**3 897**	**363**	**4 260**
Dont résultat global des activités poursuivies		(2 368)	(408)	(2 776)	4 337	375	4 712
Dont résultat global des activités en cours de cession		(154)	(4)	(158)	(440)	(12)	(452)

BILAN CONSOLIDÉ

ACTIF *(en millions d'euros)*	Notes	31/12/2020	31/12/2019
Goodwill	10.1	10 265	10 623
Autres actifs incorporels	10.2	9 583	9 350
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre et actifs au titre du droit d'utilisation	10.3	92 600	89 099
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	11	60 352	58 413
Immobilisations en concessions des autres activités	10.5	6 858	6 860
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	12	6 794	6 414
Actifs financiers non courants	18.1	47 615	46 219
Autres débiteurs non courants	13.3.4	2 015	1 930
Impôts différés actifs	9.3	1 150	557
Actif non courant		**237 232**	**229 465**
Stocks	13.2	14 738	14 049
Clients et comptes rattachés	13.3	14 521	15 606
Actifs financiers courants	18.1	23 532	29 401
Actifs d'impôts courants		384	286
Autres débiteurs courants	13.3.4	6 918	6 881
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18.2	6 270	3 934
Actif courant		**66 363**	**70 157**
Actifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	3.2	2 296	3 662
TOTAL DE L'ACTIF		**305 891**	**303 284**

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF *(en millions d'euros)*	Notes	31/12/2020	31/12/2019
Capital	14	1 550	1 552
Réserves et résultats consolidés		44 083	44 914
Capitaux propres – part du Groupe		***45 633***	***46 466***
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	14.6	9 593	9 324
Total des capitaux propres	**14**	**55 226**	**55 790**
Provisions liées à la production nucléaire – Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	15	58 333	55 583
Provisions pour avantages du personnel	16	22 130	20 539
Autres provisions	17	5 374	4 638
Provisions non courantes		***85 837***	***80 760***
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	11.2	48 420	47 465
Passifs financiers non courants	18.3	55 899	57 002
Autres créditeurs non courants	13.5	4 874	4 928
Impôts différés passifs	9.3	3 115	2 295
Passif non courant		**198 145**	**192 450**
Provisions courantes	15, 17 et 16.1	5 827	5 556
Fournisseurs et comptes rattachés	13.4	11 900	12 867
Passifs financiers courants	18.3	17 609	18 535
Dettes d'impôts courants		215	433
Autres créditeurs courants	13.5	16 861	16 610
Passif courant		**52 412**	**54 001**
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	3.2	108	1 043
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		**305 891**	**303 284**

TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	Notes	2020	2019 [1]
Opérations d'exploitation :			
Résultat net consolidé		**615**	**5 182**
Résultat net des activités en cours de cession		**(158)**	**(497)**
Résultat net des activités poursuivies		**773**	**5 679**
Pertes de valeur / (reprises)		799	403
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		13 310	8 358
Produits et charges financiers		785	101
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		433	349
Plus ou moins-values de cession		(185)	(508)
Impôt sur les résultats		945	1 532
Quote-part du résultat net des entreprises associées et des coentreprises		(425)	(818)
Variation du besoin en fonds de roulement	13.1.2	(1 679)	475
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		***14 756***	***15 571***
Frais financiers nets décaissés		(1 008)	(802)
Impôts sur le résultat payés		(983)	(915)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies		**12 765**	**13 854**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession		**98**	**168**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		**12 863**	**14 022**
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(126)	(456)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée		498	293
Investissements incorporels et corporels	10.7	(16 007)	(16 797)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		54	94
Variations d'actifs financiers		2 797	1 294
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies		**(12 784)**	**(15 572)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession		**(104)**	**(78)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		**(12 888)**	**(15 650)**
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle[2]		1 019	1 055
Dividendes versés par EDF	14.3	(-)	(58)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(267)	(155)
Achats/ventes d'actions propres		5	(14)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		***757***	***828***
Émissions d'emprunts	18.3.2.1	6 601	9 080
Remboursements d'emprunts	18.3.2.1	(7 062)	(6 976)
Emissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI) et OCEANEs	14.4 et 14.5	2 243	493
Rachats de titres subordonnés à durée indéterminée		(-)	(1 280)
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	14.4	(501)	(589)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues		534	686
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		***1 815***	***1 414***
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies		**2 572**	**2 242**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession		**19**	**(19)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		**2 591**	**2 223**
Flux de trésorerie des activités poursuivies		2 553	524
Flux de trésorerie des activités en cours de cession		13	71
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		**2 566**	**595**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		**3 934**	**3 290**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		2 566	595
Variations de change		(162)	(5)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		35	17
Autres variations non monétaires		(103)	37
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLOTURE	**18.2**	**6 270**	**3 934**

[1] Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).

[2] Apports par augmentations de capital, ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires ou cessions d'intérêts dans des sociétés contrôlées. Comprend en 2020, un montant de 998 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de NNB Holding Ltd. (pour le projet Hinkley Point C) et Sizewell C Holding Co.. Comprend en 2019, un montant de 967 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de NNB Holding Ltd. (pour le projet Hinkley Point C) et Sizewell C Holding Co..

VARIATION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

La variation des capitaux propres du 1er janvier au 31 décembre 2020 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'IFRIC 23 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 titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	-	-	-	-	(589)	(589)	-	(589)
Emissions / rachats TSDI	(-)	(-)	(-)	(-)	(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 (voir note 14.1)	47	-	-	-	834	881	-	881
Autres variations[4]	-	-	-	-	(108)	(108)	939	831
Capitaux propres publiés au 31/12/2019	**1 552**	**(64)**	**1 037**	**(1 198)**	**45 139**	**46 466**	**9 324**	**55 790**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	(1 908)	82	(1 346)	(3 172)	(377)	(3 549)
Résultat net	-	-	-	-	650	650	(35)	615
Résultat global consolidé	***-***	***-***	***(1 908)***	***82***	***(696)***	***(2 522)***	***(412)***	***(2 934)***
Rémunération des TSDI	-	-	-	-	(501)	(501)	-	(501)
Emissions / rachats TSDI et OCEANEs (voir notes 14.4 et 14.5)	-	-	-	-	2 207	2 207	-	2 207
Dividendes distribués	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	(271)	(271)
Achats/ventes d'actions propres	-	1	-	-	-	1	-	1
Réduction de capital d'EDF (voir note 14.1)	(2)	53	-	-	(51)	-	-	-
Autres variations[5]	-	-	-	-	(18)	(18)	952	934
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2020	**1 550**	**(10)**	**(871)**	**(1 116)**	**46 080**	**45 633**	**9 593**	**55 226**

[1] Les écarts de conversion varient de (1 908) millions d'euros en 2020. Cette variation est liée à la dépréciation de la livre sterling et du dollar par rapport à l'euro.

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

[3] Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans cette colonne.

[4] 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.

[5] En 2020, 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 998 millions d'euros.

SOMMAIRE DE L'ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 1	RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE	10
1.1	DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE	10
1.2	ÉVOLUTIONS DU RÉFÉRENTIEL COMPTABLE	10
1.3	BASES DE PRÉPARATION DES ÉTATS FINANCIERS	11
1.4	COMPARABILITÉ DES EXERCICES (DONT EFFETS DE LA CRISE SANITAIRE)	15
NOTE 2	SYNTHÈSE DES FAITS MARQUANTS	25
NOTE 3	PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION	27
3.1	ÉVOLUTION DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION	28
3.2	ACTIVITÉS EN COURS DE CESSION	29
3.3	PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU 31 DECEMBRE 2020	31
NOTE 4	INFORMATIONS SECTORIELLES	35
4.1	INFORMATIONS PAR SECTEUR OPÉRATIONNEL	35
4.2	CHIFFRE D'AFFAIRES EN PROVENANCE DE CLIENTS TIERS VENTILÉ PAR GROUPES DE PRODUITS OU SERVICES	38
NOTE 5	EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	38
5.1	CHIFFRE D'AFFAIRES	40
5.2	ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	47
5.3	CHARGES DE PERSONNEL	48
5.4	AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS	48
NOTE 6	VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DÉRIVÉS ÉNERGIE ET MATIÈRES PREMIÈRES HORS ACTIVITÉS DE TRADING	51
NOTE 7	AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION	52
NOTE 8	RÉSULTAT FINANCIER	52
8.1	COUT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	52
8.2	EFFET DE L'ACTUALISATION	52
8.3	AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	53
NOTE 9	IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS	53
9.1	VENTILATION DE LA CHARGE D'IMPÔT	54
9.2	RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE ET DE LA CHARGE D'IMPÔT EFFECTIVE (PREUVE D'IMPOT)	55
9.3	VARIATION DES ACTIFS ET PASSIFS D'IMPOTS DIFFÉRÉS	56
9.4	VENTILATION DES IMPÔTS DIFFÉRÉS PAR NATURE	56
NOTE 10	ACTIFS IMMOBILISÉS HORS CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	57
10.1	GOODWILL	57
10.2	AUTRES ACTIFS INCORPORELS	58
10.3	IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION, AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	60
10.4	ACTIFS AU TITRE DU DROIT D'UTILISATION	62
10.5	IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS (HORS CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE)	64
10.6	IMMOBILISATIONS EN COURS	65
10.7	INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	69
10.8	PERTES DE VALEUR / REPRISES	70

NOTE 11 CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE 78
11.1 IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE 80
11.2 PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE 80
NOTE 12 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES CO-ENTREPRISES 81
12.1 COENTREPRISE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (CTE) 82
12.2 TAISHAN 82
12.3 AUTRES PARTICIPATIONS 83
NOTE 13 BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT (BFR) 85
13.1 COMPOSITION ET VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT 85
13.2 STOCKS 85
13.3 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS 87
13.4 FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS 89
13.5 AUTRES CRÉDITEURS 90
NOTE 14 CAPITAUX PROPRES ET RÉSULTAT PAR ACTION 91
14.1 CAPITAL SOCIAL 91
14.2 ACTIONS PROPRES 91
14.3 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES 92
14.4 TITRES SUBORDONNES A DUREE INDETERMINEE 92
14.5 OBLIGATIONS AVEC OPTION DE CONVERSION ET/OU D'ÉCHANGE EN ACTIONS NOUVELLES ET/OU EXISTANTES (OCEANES) 93
14.6 PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE (INTÉRÊTS MINORITAIRES) 94
14.7 RÉSULTAT NET ET RÉSULTAT NET DILUÉ PAR ACTION 96
NOTE 15 PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE ET ACTIFS DÉDIÉS 97
15.1 PROVISIONS NUCLÉAIRES ET ACTIFS DÉDIÉS EN FRANCE 99
15.2 PROVISIONS NUCLÉAIRES D'EDF ENERGY 116
15.3 PROVISIONS NUCLÉAIRES EN BELGIQUE 119
NOTE 16 PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL 120
16.1 PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL DU GROUPE 122
16.2 FRANCE (ACTIVITÉS RÉGULÉES ET ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION) 126
16.3 ROYAUME-UNI 128
NOTE 17 AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS EVENTUELS 129
17.1 AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION 129
17.2 AUTRES PROVISIONS 130
17.3 PASSIFS ÉVENTUELS 131
NOTE 18 ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS 134
18.1 ACTIFS FINANCIERS 134
18.2 TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE 138
18.3 PASSIFS FINANCIERS 138
18.4 LIGNES DE CRÉDIT NON UTILISÉES 143
18.5 JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS 143
18.6 RISQUES MARCHÉS ET DE CONTREPARTIE 144
18.7 INSTRUMENTS DÉRIVÉS ET COMPTABILITÉ DE COUVERTURE 145
NOTE 19 INDICATEURS FINANCIERS 151
19.1 RÉSULTAT NET COURANT 151
19.2 ENDETTEMENT FINANCIER NET 152

NOTE 20 DÉVELOPPEMENT DURABLE ET CLIMAT 152
20.1 DÉPENSES RÉGLEMENTAIRES 153
20.2 EVALUATION DES ACTIFS ET PASSIFS 154
20.3 FINANCEMENT DURABLE 155
20.4 INVESTISSEMENT DURABLE, RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT ET AUTRES DÉPENSES EN FAVEUR DE LA PRÉSERVATION DE L'ENVIRONNEMENT ET DU CLIMAT 155
NOTE 21 ENGAGEMENTS HORS BILAN 158
21.1 ENGAGEMENTS DONNÉS 158
21.2 ENGAGEMENTS REÇUS 162
NOTE 22 PARTIES LIÉES 164
22.1 TRANSACTIONS AVEC LES SOCIÉTÉS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION 164
22.2 RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT 164
22.3 RÉMUNERATION DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION 165
NOTE 23 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE 165
NOTE 24 HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES 166

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS

Électricité de France (EDF ou la « Société ») est une société anonyme de droit français, domiciliée en France (22-30 avenue de Wagram, 75008 Paris).

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 2020.

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production d'énergie (nucléaire, hydraulique, éolienne et solaire, thermique…), 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 2020 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 17 février 2021. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale, qui se tiendra le 6 mai 2021.

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 2020 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 2020. 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 2020.

1.2 ÉVOLUTIONS DU RÉFÉRENTIEL COMPTABLE

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

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2020 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2019 à l'exception des changements des notes 1.2.1, 1.2.2 et 1.2.3 ci-après. Sont également précisés les textes adoptés par l'Union européenne et applicables à compter du 1er janvier 2021 (note 1.2.4) ainsi que ceux publiés par l'IASB mais non encore adoptés par l'Union européenne (note 1.2.5).

Les principes et méthodes comptables appliqués sont désormais détaillés dans les différentes notes concernées afin d'améliorer la lisibilité et la compréhension des états financiers.

1.2.1 Amendements à IFRS 3 « Regroupement d'entreprises » : Définition d'une entreprise

Ces textes, adoptés le 21 avril 2020 par l'Union européenne, applicables aux regroupements réalisés à compter du 1er janvier 2020, visent à clarifier la distinction entre une acquisition d'entreprises et une acquisition d'actifs. Ils prévoient notamment la possibilité d'utiliser un test de concentration permettant de conclure qu'une entité a acquis un ou plusieurs actifs isolés, plutôt qu'une activité, lorsque la quasi-totalité de la juste valeur des actifs bruts acquis est concentrée sur un actif unique (ou un groupe d'actifs similaires). Le Groupe applique cette option à certaines acquisitions sans impact sur ses comptes au 31 décembre 2020.

1.2.2 Réforme des taux interbancaires de référence – amendements à IFRS 9, IAS 39, IFRS 7 (Phase 1)

Les taux d'intérêts de référence actuels (IBOR - *Interbank Offered Rates*) vont être remplacés par de nouveaux taux de référence alternatifs (Risk Free Rate), qui entreront en vigueur pour certains, dès 2021. Cette réforme est susceptible d'affecter notamment certains contrats commerciaux (exemple : intérêts de retard dans les contrats fournisseurs ou clients) et des instruments financiers (prêts et créances, emprunts, évaluation des contrats de location, dérivés). Les principaux taux utilisés par le Groupe et concernés par la réforme sont l'Euribor, le Libor USD et le Libor GBP.

Dans ce contexte, l'IASB a publié plusieurs amendements aux normes IFRS 9, IAS 39 et IFRS 7 qui limitent les impacts de cette réforme pour les émetteurs. Ces amendements, relatifs à la phase 1 de la réforme, adoptés le 15 janvier 2020 par

l'Union européenne, et applicables depuis le 1er janvier 2020, autorisent le maintien des relations de couverture, jusqu'à ce que la transition vers les nouveaux indices soit effective, et n'entrainent pas d'impact pour le Groupe sur les comptes 2020.

1.2.3 Amendements à IFRS 16 « Compensations de loyer liées au Covid-19 »

Ces amendements concernent le traitement chez le preneur des compensations reçues du bailleur, en cours de contrat, *via* une franchise ou une réduction de loyers directement liée au Covid-19 (paiements au plus tard le 30 juin 2021). A condition qu'il n'y ait pas eu de modification substantielle des termes du contrat, ces amendements permettent au preneur de ne pas avoir à réestimer la dette à un taux d'actualisation révisé en contrepartie du droit d'utilisation et de ne pas étaler cette compensation *via* un amortissement du droit d'utilisation. Le preneur peut donc opter pour la comptabilisation de l'impact directement en résultat.

L'application à compter du 1er juin 2020 de ces amendements adoptés par l'Union européenne le 9 octobre 2020 n'a pas d'impact matériel sur les comptes du Groupe.

1.2.4 Textes adoptés par l'Union européenne et applicables à compter du 1e janvier 2021

Réforme des taux interbancaires de référence – amendements à IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 et IFRS 16 (Phase 2)

Les amendements aux normes IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 et IFRS 16 relatifs à la phase 2 de la réforme ont été adoptés le 13 janvier 2021, et seront applicables à partir du 1er janvier 2021 (de manière rétrospective).

Ils précisent notamment qu'en cas de modification des termes contractuels directement liés à la réforme des taux de référence et, qu'en application du paragraphe B5.4.5 d'IFRS 9, il n'y a pas d'impact immédiat au compte de résultat de l'exercice.

Un groupe de travail a été constitué afin d'identifier l'ensemble des instruments par taux de référence pouvant être affectés par cette réforme, d'organiser la transition d'un point de vue contractuel, organisationnel et des systèmes d'information, ainsi que de mettre en oeuvre les traitements comptables appropriés. A la clôture de l'exercice, le Groupe n'a pas identifié d'événements nécessitant l'application anticipée même partielle de la phase 2 de ces amendements.

1.2.5 Textes publiés par l'IASB mais non encore adoptés par l'Union Européenne

Amendements à IAS 16 « Immobilisations corporelles - Produit antérieur à l'utilisation prévue »

Ces amendements modifient le traitement des éléments produits par un actif alors qu'il n'est pas encore en état de fonctionner selon l'utilisation prévue. La comptabilisation de ces produits nets issus de la vente de ces éléments en diminution du coût de l'actif n'est plus autorisée. Les produits de la vente et les coûts correspondants doivent être enregistrés dans le compte de résultat.

Sous réserve d'adoption par l'Union européenne, ces amendements seraient applicables à compter du 1er janvier 2022 et le Groupe serait concerné au titre de ses projets de construction d'installations de production d'énergie (en particulier Flamanville 3).

Amendements à IAS 37 « Contrats déficitaires – Coûts d'exécution du contrat »

Lors de la détermination du caractère onéreux ou non d'un contrat, ces amendements visent à clarifier la nature des charges à inclure dans les coûts d'exécution du contrat. Il s'agit notamment des coûts marginaux, tels que les coûts de la main-d'œuvre directe et des matières, et d'autres coûts directement liés au contrat comme l'imputation de la charge d'amortissement d'une immobilisation corporelle utilisée pour l'exécution du contrat.

A date, le Groupe n'anticipe pas d'impact significatif pouvant résulter de ces amendements, qui seraient applicables à compter du 1er janvier 2022.

Autres textes

Le groupe n'anticipe pas d'impact significatif concernant les modifications des « Améliorations annuelles du cycle 2018- 2020 » qui seraient applicables à compter du 1er janvier 2022.

1.3 BASES DE PRÉPARATION DES ÉTATS FINANCIERS

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 Méthodes de conversion

1.3.2.1 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.

1.3.2.2 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.

1.3.2.3 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.

1.3.3 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.

1.3.4 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 et de l'énergie, 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 :

1.3.4.1 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 dont les 2 tranches ont été définitivement arrêtées durant le 1er semestre 2020), les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies. La durée d'amortissement des autres paliers (1 300 MW et

1 450 MW), qui sont plus récents, est, à ce stade, maintenue à 40 ans.

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 4e visite décennale. Il s'agissait de la première tranche du palier 900 MW à franchir cette étape au-delà de 40 ans.

En 2020, les 4e visites décennales (VD4) des tranches 2 et 4 de Bugey ont été engagées, respectivement en début et fin d'année, le nombre de VD4 à réaliser en parallèle passe à 5 en 2021.

La décision de l'ASN fixant les prescriptions applicables aux réacteurs de 900 MW, au vu des conclusions de la phase générique de leur quatrième réexamen périodique, est attendue pour fin février 2021.

L'adoption définitive de la PPE (voir note 2) en avril 2020 a conduit à prendre en compte dans les états financiers du Groupe au 31 décembre 2020 l'impact de la fermeture anticipée à 2027 et 2028 de deux réacteurs par rapport à leurs cinquante ans. Une accélération des plans d'amortissement a été effectuée à compter du 1er juillet 2020 en prenant en compte différents scénarios de fermeture possibles, la décision concernant le choix des réacteurs à fermer n'ayant pas lieu d'être prise à date. Les provisions nucléaires avaient été ré-estimées en conséquence dès le 30 juin 2020 (voir note 15.1.1.3).

1.3.4.2 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.

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 2020 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 (voir note 15).

S'agissant de la France, les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires d'EDF sont présentées en note 15.1.1.5.

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 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) ;
- les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation ou d'inflation ;
- la durée de vie des installations nucléaires (le calcul des provisions pour déconstruction relatives au parc nucléaire en exploitation est assis sur la durée d'amortissement des actifs, à savoir 50 ans pour les centrales du parc 900 MW et 40 ans pour les centrales du parc 1300 MW et N4).

1.3.4.3 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 2020 sont détaillées en note 16. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2020 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 16.

1.3.4.4 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 10.8.

1.3.4.5 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.

1.3.4.6 Énergie et acheminement en compteur

Comme précisé en note 5.1, 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.

1.3.4.7 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 11). 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 des actifs et de dates de décaissements.

1.3.4.8 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.

1.3.4.9 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 15.1.2.4). 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 E2i Energie Speciali (ex Edens), avec F2i. La gouvernance et les accords contractuels relatifs à E2i Energie Speciali mis en place dans le cadre de cette transaction confèrent cependant à Edison le contrôle exclusif de cette entité. En application d'IFRS 10, E2i Energie Speciali est donc consolidée par intégration globale (*via* Edison) dans les comptes consolidés du Groupe. Edison a annoncé le 14 janvier 2021, avoir signé un accord avec F2i concernant l'acquisition par le Groupe des 70 % d'E2i Energie Speciali, actuellement détenus par F2i. L'acquisition a été finalisée le 16 février 2021. La société E2i Energie Speciali étant déjà consolidée en intégration globale dans les comptes du Groupe, le rachat des 70 % complémentaires impactera uniquement les intérêts minoritaires au sein des capitaux propres (voir notes 3.2) et ultérieurement le résultat net part 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.

1.3.5 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 16) et des charges relatives aux passifs nucléaires (principalement en France – voir note 15.1.2 et au Royaume-Uni – voir note 15.2) ;

- 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 10.5) ;
- la cession de participations du Groupe dans certaines filiales nécessiterait 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 18.3.4) et certaines disponibilités et équivalents de trésorerie font l'objet de restrictions (voir note 18.2).

1.4 COMPARABILITÉ DES EXERCICES (DONT EFFETS DE LA CRISE SANITAIRE)

1.4.1 Conséquences de la crise sanitaire Covid-19

Les perturbations économiques provoquées par la crise sanitaire ont eu en 2020 des répercussions importantes sur de nombreuses activités du Groupe, notamment la production nucléaire, les chantiers, la commercialisation et les services.

Ainsi, le 14 avril 2020[1], le Groupe avait retiré l'ensemble de ses objectifs financiers pour 2020, y compris le seuil bas de la fourchette d'EBE de 17,5 milliards d'euros, ainsi que pour 2021. Le Groupe a été en mesure de publier de nouveaux objectifs d'EBE pour 2020 le 31 juillet 2020, avec une fourchette comprise entre 15,2 et 15,7 milliards d'euros, confirmée le 13 novembre 2020 lors de la publication du chiffre d'affaires du troisième trimestre, puis revue à la hausse le 16 décembre 2020 à un montant égal ou légèrement supérieur à 16 milliards d'euros, principalement en lien avec une visibilité accrue au cours du deuxième semestre sur un niveau plus élevé de la production nucléaire France dans le contexte de la crise sanitaire.

Production nucléaire en France

Comme indiqué dans son communiqué de presse du 16 avril 2020[2], EDF a dû, en raison de la crise sanitaire, adapter l'ensemble de ses activités pour protéger les intervenants dans ses centrales nucléaires. Le déroulement du programme industriel, en particulier des opérations prévues lors des arrêts pour maintenance, en a été fortement affecté, réduisant ainsi la capacité de production d'électricité. Dans ce contexte, EDF a dû adapter la planification des arrêts de réacteurs pour maintenance afin de contribuer, en lien avec RTE, à la sécurisation de l'approvisionnement en électricité pendant l'hiver 2020-2021. Cela a conduit à suspendre la production de certains réacteurs afin d'économiser le combustible de ces unités.

Par ailleurs, pendant le confinement, le ralentissement de l'économie s'est traduit par une baisse de la consommation d'électricité allant jusque 20 %[3] des niveaux habituels, ce qui conduit à une diminution de l'utilisation des centrales.

Dans le contexte de crise sanitaire, l'application des mesures sanitaires (respect des gestes barrières, gestion des flux, limitation du nombre d'intervenants) conduit à un allongement des durées de réalisation des activités. En conséquence, la durée des arrêts de tranches nucléaires est plus importante du fait de la double contrainte liée à la disponibilité du personnel et à la baisse de la productivité. Le programme industriel a ainsi été révisé pour mieux ajuster le programme des travaux aux capacités industrielles et mieux ajuster le nombre de réacteurs en production aux besoins du réseau, notamment sur l'hiver 2020-2021.

La crise sanitaire a également conduit EDF à adapter la programmation des arrêts de réacteurs pour les années suivantes. En effet, le placement des arrêts de réacteurs résulte d'une optimisation complexe au sein d'un champ de contraintes multiples, telles la gestion du combustible, le respect des exigences réglementaires ou l'adéquation du programme de travaux aux capacités industrielles, tout en assurant en permanence l'équilibre entre l'offre et la demande en électricité, en particulier en période hivernale. Les arrêts de tranche sont programmés plusieurs années à l'avance en fonction des besoins prévus du réseau et des ressources industrielles. Décaler des arrêts une année a par effet cascade un impact sur

1 *Cf. communiqué de presse du 14 avril 2020 : Nouveau point de situation sur les conséquences de la crise sanitaire Covid-19.*

2 *Cf. communiqué de presse du 16 avril 2020 : EDF révise son estimation annuelle de production d'électricité nucléaire.*

3 *Cf. rte-france.fr L'impact de la crise sanitaire (Covid-19) sur le fonctionnement du système électrique (5 avril 2020).*

le programme de maintenance des années suivantes et donc également sur le niveau de production attendu.

Dans son communiqué de presse du 16 avril 2020, EDF a ainsi révisé son estimation annuelle de production nucléaire en France pour la porter à environ 300 TWh en 2020 (pour une hypothèse de production comprise entre 375 TWh et 390 TWh communiquée le 14 février 2020), tenant compte des conséquences de la crise sanitaire ainsi que d'autres éléments affectant la disponibilité du parc, et entre 330 et 360 TWh chaque année en 2021 et en 2022.

Le 2 juillet 2020[1], le groupe EDF a annoncé revoir à la hausse son estimation de production nucléaire en France pour l'exercice 2020 à environ 315-325 TWh.

Cette révision résulte d'une reprise des activités plus rapide qu'anticipée lors de l'estimation publiée le 16 avril. La durée des arrêts programmés en 2020 a été ajustée pour tenir compte des conditions réelles de reprise des activités constatées sur les sites. Il a notamment été possible sur le premier semestre de terminer plusieurs arrêts de tranche de la campagne 2020 et de poursuivre les activités sur les tranches en fonctionnement, tout en respectant les mesures barrières, en optimisant la gestion des flux en entrée de site ou de zone contrôlée, en aménageant l'organisation des chantiers pour limiter le nombre d'intervenants sur la même activité ou encore en s'appuyant sur le télétravail. Du fait de la crise sanitaire, le deuxième semestre a débuté avec un nombre de tranches en arrêt programmé pour maintenance plus important qu'initialement prévu.

Les performances meilleures qu'attendues sur les arrêts de tranche au cours du deuxième semestre 2020 ont permis de ré-estimer la production nucléaire à une fourchette de 325-335 TWh le 13 novembre, puis de l'annoncer proche de 335 TWh le 16 décembre 2020. La production nucléaire 2020 s'est finalement établie à 335,4 TWh en diminution de 44,1 TWh par rapport à 2019, cette baisse étant liée aux effets directs et indirects de la crise sanitaire (modulation en lien avec la demande et avec le placement des arrêts ; contraintes de réalisation des arrêts de tranche liées aux mesures barrières) à hauteur de 32,9 TWh. Au-delà des effets liés à la crise sanitaire, la diminution de la production en 2020 par rapport à 2019 est due principalement à l'arrêt des deux réacteurs de Fessenheim et à la prolongation de trois arrêts complexes.

Soutien aux clients et aux fournisseurs

Comme indiqué dans son communiqué de presse du 16 avril 2020[2], EDF a mis en œuvre en 2020 des mesures spécifiques pour accompagner ses clients dans le contexte de crise sanitaire.

Dans le cadre de la première période d'état d'urgence sanitaire du 24 mars au 10 juillet, EDF a décidé, pour ses clients particuliers, de garantir la fourniture d'énergie à l'ensemble de ses clients en suspendant, jusqu'au 1er septembre 2020, toute réduction ou interruption de la fourniture d'électricité et de gaz ainsi que les pénalités de retard et pour les clients en situation difficile, d'assouplir ses modalités et échéanciers de paiement. Ce faisant, l'entreprise est allée au-delà des mesures mises en place par les Pouvoirs Publics (telle que la prolongation de la trêve hivernale jusqu'au 10 juillet 2020), à la fois dans leur portée et dans leur durée.

Pour ses clients professionnels, EDF a pris toutes les dispositions nécessaires pour faire bénéficier ses clients éligibles au Fonds de Solidarité qui le demandent, du report du paiement de leurs factures, conformément aux ordonnances et décrets adoptés par le Gouvernement. Les petites entreprises concernées ont ainsi pu demander le report du paiement de leurs factures exigibles jusqu'à la fin de la première période d'état d'urgence sanitaire le 10 juillet 2020. Ce report a été échelonné sur une durée de 6 mois à compter du dernier jour du mois suivant la date de fin de l'état d'urgence sanitaire.

Le gouvernement français a décidé la mise en place d'une deuxième période d'état d'urgence sanitaire, à compter du 17 octobre 2020, et dont la fin initialement envisagée pour février 2021, pourrait être fixée au 1er juin 2021. Sur le marché des particuliers, des mesures spécifiques ont été prises par EDF complémentaires à celles inhérentes à la « trêve hivernale » commençant le 1er novembre (comme la suspension des interruptions de fourniture) : afin de protéger les clients en difficulté, EDF a décidé de suspendre toutes les réductions de puissance jusqu'au 15 janvier 2021, de ne facturer aucune pénalité de retard sur les factures émises lors de cette période et d'assouplir les délais de paiement accordés aux clients. L'accroissement du risque de recouvrement lié à ces mesures est intégré dans l'évaluation des provisions sur créances clients au 31 décembre 2020 (voir note 13.3). Sur le marché d'affaires, EDF s'était préparé à appliquer le report de paiement des factures prévu dans la loi d'urgence sanitaire d'octobre 2020, dès publication du décret d'application qui devait préciser le périmètre des clients concernés. Le décret n'étant pas sorti à ce stade, le recouvrement sur le marché d'affaires est resté conforme à la politique en vigueur, sans mesure spécifique de la part d'EDF.

Par ailleurs, comme indiqué dans son communiqué de presse du 2 avril 2020[3], afin d'accompagner ses fournisseurs TPE et PME dans un contexte de ralentissement économique dû à la pandémie, le Groupe a accéléré le paiement de factures par rapport au délai contractuel de 60 jours en France. Le dispositif s'est tout d'abord appliqué aux prestations achevées et validées par EDF au 31 mars 2020, conduisant, pour EDF SA, au règlement des fournisseurs avant mi-avril pour les TPE et avant fin avril pour les PME, sans qu'une démarche de leur part ne soit nécessaire. Enedis s'est également engagée dans

1 *Cf. communiqué de presse du 2 juillet 2020 : EDF revoit à la hausse son estimation de production d'électricité d'origine nucléaire pour 2020.*

2 *Cf. communiqué de presse du 16 avril 2020 : Crise sanitaire : EDF s'engage sur des mesures inédites pour aider tous ses clients.*

3 *Cf. communiqué de presse du 2 avril 2020 : Le Groupe EDF mobilisé et solidaire face à la crise sanitaire*

une démarche équivalente. Cette accélération des délais de paiement a ainsi tout d'abord porté sur plus de vingt mille factures pour un montant de l'ordre de 190 millions d'euros à l'échelle du Groupe en France. Le dispositif a été progressivement étendu jusqu'à la fin du premier semestre, en lien avec la fin de la première période d'état d'urgence sanitaire au 10 juillet 2020. Ce sont près de 500 millions d'euros qui auront été réglés de façon accélérée aux fournisseurs TPE et PME du Groupe en France entre avril et juin 2020. Ces mesures prises au premier semestre n'ont pas d'effet sur le besoin en fonds de roulement du Groupe au 31 décembre 2020.

Impacts estimés de la crise sanitaire sur le compte de résultat 2020

Le Groupe n'a pas procédé en lien avec la crise sanitaire à des classements au sein de son compte de résultat différents de ceux opérés usuellement, conformément aux recommandations de l'AMF et de l'ANC. Un travail approfondi a été réalisé dans les différentes entités du Groupe et au niveau central, dans le cadre de la clôture semestrielle au 30 juin 2020, puis dans le cadre de la clôture annuelle au 31 décembre 2020, afin d'élaborer des estimations fiables des impacts liés à la crise sanitaire dans les états financiers du Groupe. Sont ainsi présentés ci-dessous les principaux impacts estimés des effets de la crise sanitaire sur les différentes rubriques du compte de résultat du Groupe.

La crise sanitaire a un impact négatif sur le **chiffre d'affaires** à fin décembre 2020, estimé à (2 306) millions d'euros (soit environ - 3,3 % du chiffre d'affaires). Les principaux secteurs opérationnels concernés sont :

- la France - Activités de production et de commercialisation pour un montant estimé à (1 083) millions d'euros en lien avec la diminution de la production nucléaire, ainsi qu'une baisse de la demande en électricité, celle-ci s'étant traduite par des ventes sur les marchés de gros réalisées à des prix plus bas ;
- la France – Activités Régulés pour un montant estimé à (278) millions d'euros en lien notamment avec la baisse de la demande en électricité (baisse de chiffre d'affaires lié aux prestations d'acheminement) et, sur le premier semestre, avec la baisse de l'activité de prestations de raccordement au réseau (arrêt des chantiers de raccordement et modification d'ouvrages à partir du 16 mars 2020 et reprise de l'activité à partir du 11 mai 2020) ;
- le Royaume-Uni pour un montant estimé à (451) millions d'euros en lien avec la baisse de la demande en électricité, principalement sur les clients du segment industriel et commerce ;
- l'Italie pour un montant estimé à (90) millions d'euros en lien avec la baisse de la demande d'électricité et de gaz ;
- Dalkia pour un montant estimé à (193) millions d'euros en lien principalement avec la fermeture des sites clients durant la période du confinement (impact important sur l'activité travaux (génie thermique et électrique), ainsi qu'une baisse d'activité sur les services, et dans une moindre de l'activité énergétique).

En lien avec la diminution de la production nucléaire et la baisse de la demande en électricité et gaz, l'impact de la crise sanitaire sur les **achats de combustibles et d'énergie** à fin décembre 2020 correspond à une diminution estimée à environ 854 millions d'euros, principalement dans les segments France-Production et Commercialisation, France-Activités Régulées et Royaume-Uni.

La crise sanitaire a par ailleurs un impact à la baisse sur les **achats de consommation externes (nets de la production stockée et immobilisée)** estimée à 344 millions d'euros, cette diminution correspondant à des effets de différentes natures :

- de moindres achats en lien avec la baisse de l'activité services et travaux, principalement chez Dalkia ;
- en lien avec le ralentissement ou le report de chantiers, dans les différentes activités du Groupe, de moindres achats, pour leur part non immobilisable ;
- des dépenses complémentaires réalisées dans le cadre de crise sanitaire (équipements de protection, gels, …) ;
- de moindres achats en lien avec le confinement et les différentes mesures mises en place à l'initiative des pouvoirs publics, telles que la limitation des déplacements et le recours au télétravail (voyages, formations, séminaires...).

Les **charges de personnel** augmentent d'environ 64 millions d'euros principalement en lien avec le plan de relance de l'activité mis en place par le Groupe. Ce montant intègre les indemnisations perçues au titre du recours aux dispositifs de chômage partiel dans quelques entités du Groupe (voir note 1.4.1.5) pour un montant d'environ 18 millions d'euros, ainsi que l'effet défavorable de la crise sanitaire dans certaines entités du Groupe en France sur les charges de congés payés.

Enfin, les **autres produits et charges opérationnels** sont impactés défavorablement pour un montant d'environ (309) millions d'euros, dont (204) millions d'euros suite à la réévaluation des provisions pour dépréciation des créances clients dans différentes entités du Groupe (voir note 1.4.1.2), ainsi que (45) millions d'euros d'augmentation des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées en France du fait de décalages dans certains chantiers de démantèlement.

L'élaboration des estimations ci-dessus a été réalisée sur base d'un reporting spécifique mis en place par la Direction avec l'ensemble des entités du Groupe dans le cadre du processus de clôture des comptes du Groupe.

Les estimations des impacts sont évaluées de manière générale suivant les modalités suivantes :

- Concernant les effets liés à la baisse d'activité dans les différents métiers (services, travaux) ou au décalage de chantiers, sur la base d'analyses détaillées par rapport à la période comparable 2019 ou par rapport à des données

prévisionnelles infra-annuelles ; s'agissant spécifiquement des impacts sur le chiffre d'affaires liés à la baisse de la demande en électricité et en gaz, sur la base d'analyses assises sur les modèles de prévisions de consommation tenant compte des autres effets (climat, portefeuille...) ; s'agissant des impacts sur la production nucléaire, sur la base des analyses de la production s'agissant des tranches en fonctionnement (notamment pour la modulation) et sur la base d'analyses détaillées des arrêts pour les tranches ayant été en arrêt programmé sur 2020 depuis le déclenchement de la crise, qu'il s'agisse d'arrêts pour simple rechargement ou d'arrêts périodiques, assises sur l'analyse des activités et temps passés sur les arrêts réalisés en 2020 dans le contexte de crise par rapport à la modélisation des arrêts de tranche et au réalisé 2019 ;

- Les estimations effectuées s'attachent à évaluer les impacts financiers de la crise en lien avec la diminution du niveau d'activité, des volumes vendus ou produits. Ils n'intègrent pas, du fait de la difficulté à les attribuer de façon directe et unique à la crise, d'impacts liés à des effets prix corrélatifs à la crise, comme par exemple l'évolution des prix de marché observés sur la période. Ces impacts n'intègrent également pas les effets des plans d'actions mis en oeuvre par le Groupe en réponse à la crise sanitaire ;
- Concernant les dépenses complémentaires réalisées dans le cadre de crise sanitaire (équipements de protection, gels…), ou l'évaluation de mesures ou risques spécifiques en lien avec la crise, sur la base des éléments comptabilisés dans le système d'information comptable.

Compte tenu des éléments ci-dessus, l'impact estimé de la crise sur l'excédent brut d'exploitation au 31 décembre 2020 est de l'ordre de (1 479) millions d'euros. Pour rappel, au 30 juin 2020 l'impact était de l'ordre de (1 010) millions d'euros. Cet effet concerne principalement les secteurs suivants : France – Production et Commercialisation pour (872) millions d'euros (contre (482) millions d'euros au premier semestre) ; France – Activités régulées pour (237) millions d'euros (contre (212) millions d'euros au premier semestre) et Royaume-Uni pour (182) millions d'euros (contre (128) millions d'euros au premier semestre). Les impacts estimés de la crise dans les autres secteurs opérationnels du Groupe au 31 décembre 2020 sont moins matériels au regard de l'excédent brut d'exploitation du Groupe, et concernant notamment Dalkia pour (40) millions d'euros (contre (39) millions d'euros au premier semestre), Framatome pour (47) millions d'euros (contre (37) millions d'euros au premier semestre), Italie (Edison) pour (60) millions d'euros (contre (47) millions d'euros au premier semestre).

Certaines estimations effectuées au mieux de la connaissance du Groupe au 31 décembre 2020, notamment en ce qui concerne le risque de recouvrabilité des créances clients, présentent par nature un caractère incertain. Les réalisations pourront différer des estimations faites à la clôture, en fonction du scénario de sortie de crise et plus généralement des conditions économiques en 2021.

Il est enfin à noter que le résultat financier avait été fortement impacté par la baisse des marchés financiers au titre des variations de juste valeur des instruments financiers au premier semestre 2020 (voir note 12 des états financiers semestriels résumés). Le comportement des marchés financiers sur le deuxième semestre, conjugué aux choix d'allocation effectués par le Groupe dans la gestion de son portefeuille, conduisent à des variations de juste valeur des instruments financiers largement positives au 31 décembre 2020 (voir note 8).

Le Groupe a également été amené à enregistrer des pertes de valeur en 2020, qui intègrent le cas échéant les effets de la crise mais n'en sont pas une conséquence directe (voir note 10.8).

1.4.1.1 Risque de liquidité

Comme indiqué dans les comptes consolidés semestriels résumés, le Groupe disposait au 30 juin 2020 d'une position de liquidité solide de 40,9 milliards d'euros (Trésorerie, équivalents de trésorerie et actifs financiers liquides disponibles à la vente, en valeur brute, et incluant des titres mis en pension, avec des opérations réalisées pour un montant de 6,5 milliards d'euros sur le premier semestre dans le contexte de la crise sanitaire) et de lignes de crédits bancaires non tirées de 10,9 milliards d'euros (voir notes 23.2.3 et 23.3 des comptes consolidés semestriels résumés).

Au 31 décembre 2020, le Groupe dispose d'une position de liquidité solide de 32,4 milliards d'euros en valeur brute (Trésorerie, équivalents de trésorerie et actifs financiers liquides disponibles à la vente et incluant des lignes de crédits bancaires non tirées de 11,1 milliards d'euros) (voir notes 18.4 et 19.2).

1.4.1.2 Chiffre d'affaires et créances clients

Provision dépréciation des créances clients

Le Groupe déprécie ses créances clients en s'appuyant sur des matrices de provisionnement établies sur la base d'historiques de pertes de crédit (méthode simplifiée prévue par IFRS 9).

Malgré les mesures de soutien prises par les différents gouvernements et celles mises en place par le Groupe vis-à-vis de ses clients, la crise sanitaire devrait se traduire par une augmentation du montant des créances irrécouvrables, encore peu observable au 31 décembre 2020. Les différentes analyses de risque conduites dans les différentes entités du Groupe conduisent à une augmentation des provisions pour dépréciation des créances clients en lien avec la crise, à hauteur de 223 millions d'euros au sein des autres charges et produits opérationnels du compte de résultat, dont 80 millions d'euros

sur la France - Activités de production et de commercialisation, 58 millions d'euros sur la France - Activités Régulées, 68 millions d'euros sur le Royaume-Uni, et 13 millions d'euros sur la Belgique. Par ailleurs, il a été constaté une augmentation du risque de crédit sur le portefeuille d'EDF Trading, à hauteur de 22 millions d'euros, au sein du chiffre d'affaires (activité de *trading*).

Cette augmentation des provisions est en premier lieu liée à l'augmentation de l'assiette des créances en portefeuille traduisant des délais de paiement plus longs sur lesquelles sont appliquées les matrices de provisionnement habituelles, en particulier sur le secteur Entreprises en France et Royaume-Uni. Par ailleurs, elle s'explique également par une adaptation des matrices de provisionnement, réalisée au travers de correctifs post modèles afin de prendre en compte la situation particulière induite par la crise sanitaire, non reflétée dans les modèles existants. Pour l'établissement de ces correctifs, des approches différenciées ont été mises en place, en fonction du pays et de la typologie de clients (résidentiels, et entreprises suivant leurs secteurs d'activité).

En France, sur les clients Résidentiels, l'appréciation de l'augmentation du risque de crédit reste modérée à ce stade (la majeure partie du portefeuille étant en prélèvement automatique, sans constatation à ce stade d'augmentation de rejets de prélèvement ; des actions de soutien aux clients rencontrant des difficultés étant par ailleurs mises en place). Des correctifs ont toutefois été apportés, d'une part, au travers d'une augmentation des taux de provisionnement sur toutes les créances douteuses générées depuis le début de la crise sanitaire et considérées comme étant plus à risque de passer en irrécouvrables que les créances de moins de 12 mois des années précédentes ayant servi à caler les matrices de taux de provision en vigueur, et, d'autre part, au travers d'une augmentation du taux de provisionnement des créances courantes, en se basant notamment sur une étude INSEE d'octobre 2020 relative aux conséquences économiques du confinement sur la situation financière des ménages et prenant en compte les perspectives d'augmentation du taux de chômage en France en lien avec la crise sanitaire.

Sur les clients Entreprises, sur le haut de portefeuille (grands clients), le suivi au cas par cas réalisé notamment en s'appuyant sur des notations financières externes, n'a pas révélé d'augmentation matérielle du risque de crédit. Sur le bas et milieu de portefeuille (TPE, PME), un correctif sur les matrices de provisionnement sur les secteurs d'activité jugés les plus à risque de ce portefeuille a été effectué afin de refléter une hausse jugée probable du taux de défaillance (en se basant notamment sur des prévisions macro-économiques externes, comme par exemple les publications des sociétés d'assurance-crédit de type Coface ou Euler Hermes). Il est à noter qu'à la date de la clôture les données disponibles tendent plutôt à montrer une diminution du nombre de défaillances constatées d'entreprises en 2020 par rapport à l'année précédente, attribué à un « effet retard ». Les taux prévisionnels de défaillance retenus à la clôture intègrent ainsi un risque jugé probable de dégradation en 2021 (« *expected credit loss* »).

Sur les activités régulées en France, l'augmentation des provisions traduit principalement le risque sur la part acheminement de la facture au client final.

Au Royaume-Uni, une approche similaire a été mise en œuvre, distinguant les clients Résidentiels et Entreprises, en fonction des segments de portefeuille et des secteurs d'activités, et adaptée au contexte du pays. La hausse probable du taux de défaillance des entreprises est notamment jugée plus importante qu'en France.

En Italie, compte tenu des opérations de mobilisation de créances sans recours et des accords d'assurance-crédit mis en place, l'augmentation du risque de crédit est jugée faible.

Affacturage des créances client

Certaines entités du Groupe ont recours à des programmes de cessions de créances commerciales sans recours. Les cessionnaires des créances entrées dans le programme n'ont pas cherché à renégocier des clauses contractuelles qui remettraient en cause le caractère sans recours de ces contrats.

Contentieux ARENH – Force majeure

La crise sanitaire liée au Covid-19 et les mesures d'urgence prises par les pouvoirs publics à partir du 17 mars 2020 ont entraîné une baisse de la consommation d'électricité des clients non résidentiels qui affecte l'ensemble des acteurs du marché, dont EDF.

Confrontés à cette baisse de la consommation d'électricité, certains fournisseurs ont souhaité revenir sur leurs engagements contractuels et ont invoqué le bénéfice de la force majeure pour réduire les volumes qu'ils avaient achetés à EDF en novembre 2019 dans le cadre du dispositif ARENH.

Confortant la position adoptée par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) dans sa délibération du 26 mars dernier, le Conseil d'État avait rejeté le 17 avril le recours en référé déposé par deux associations de fournisseurs d'énergie, considérant qu'il n'était pas établi que les pertes subies par les fournisseurs concernés seraient « d'une ampleur telle qu'elles mettent en péril (...) leur survie à horizon de quelques mois » et que « ces pertes auraient un tel effet dans le délai nécessaire au juge compétent pour statuer sur les demandes dont il a été saisi ».

Par la suite, les 20, 26 et 27 mai 2020, le Tribunal de Commerce de Paris statuant en référé, a considéré que, s'agissant des contrats ARENH conclus avec Alpiq, Gazel et Total Direct Energie, les conditions de la force majeure étaient réunies depuis les mesures d'urgence prises par les pouvoirs publics, entraînant la suspension des contrats ARENH de ces

fournisseurs. Le 28 juillet, la Cour d'appel de Paris a confirmé la décision du juge des référés. EDF a déposé un pourvoi en cassation contre cet arrêt de la Cour d'appel de Paris du 28 juillet 2020. Seule Total Direct Energie demeure partie à l'instance qui est en cours.

Le 2 juin 2020[1], EDF avait par ailleurs, notifié la résiliation des contrats ARENH la liant aux fournisseurs d'énergie Alpiq, Gazel et Total Direct Energie, comme cela est prévu en cas de suspension de ces contrats au-delà d'une période de deux mois. Cette décision avait été prise à titre conservatoire afin de préserver les droits d'EDF.

Cette résiliation a été contestée devant le juge des référés. Ce dernier s'est prononcé le 1er juillet 2020 et a suspendu provisoirement les effets de la lettre de résiliation d'EDF à l'égard de Total Direct Energie. Le 19 novembre 2020, la Cour d'appel de Paris a infirmé la décision du juge des référés, rétablissant les effets de la résiliation notifiée par EDF le 2 juin 2020.

Dans l'intervalle, les trois fournisseurs ayant notifié mi-juin à EDF la levée de la force majeure, les livraisons d'ARENH avaient repris. La CRE n'ayant pas fait droit à la demande d'EDF de procéder à l'interruption des livraisons d'ARENH à Total Direct Energie pour la fin de l'année 2020 en application de la décision de la Cour d'appel de Paris du 19 novembre, EDF a saisi le Conseil d'Etat d'un recours pour excès de pouvoir le 10 décembre 2020, en vue d'obtenir l'annulation de la décision de la CRE.

Au final, la suspension des livraisons aux trois fournisseurs pendant environ 15 jours (entre l'ordonnance rendue fin mai par le Tribunal statuant en référé et la notification de la levée force majeure par les fournisseurs) et la poursuite des livraisons à Total Direct Energie fin décembre a représenté pour EDF un manque à gagner évalué à quelques dizaines de millions d'euros (lié à l'effet prix sur les volumes vendus au prix de marché à cette période plutôt qu'au prix de l'ARENH).

Fin septembre 2020, une nouvelle procédure en référé a été introduite par Ohm Energie visant à obtenir cette fois-ci la suspension des paiements dus au titre de la livraison de volumes ARENH, qui aurait été poursuivie par EDF de manière illicite, alors qu'elle en avait demandé la suspension d'avril à juin 2020 sur le fondement de la force majeure. Le 23 octobre 2020, le Tribunal de commerce de Paris a rejeté toutes les demandes d'Ohm Energie.

Parallèlement aux différentes procédures de référé précitées, des procédures au fond ont été initiées devant le Tribunal de commerce de Paris par plusieurs demandeurs d'ARENH en vue d'obtenir d'EDF des dommages et intérêts en réparation du préjudice causé par son refus prétendument illicite d'appliquer la clause de force majeure. Ces procédures sont en cours.

1.4.1.3 Immobilisations corporelles

Les investissements corporels et incorporels bruts se sont élevés à 16 007 millions d'euros en 2020 (voir note 4) pour un niveau de 16 797 millions d'euros en 2019, soit une diminution de 790 millions d'euros. Au sein de ces montants d'investissements, la production stockée et immobilisée s'élève à 7 888 millions d'euros en 2020 (nettée dans la rubrique autres consommations externes du compte de résultat) contre 7 932 millions d'euros en 2019.

La crise sanitaire a eu un effet globalement modéré à l'échelle du Groupe s'agissant du niveau des investissements corporels et incorporels bruts en 2020 par rapport à 2019. La nature des effets et leur importance sont en revanche contrastées selon les entités du Groupe.

En effet, dans le cadre de la mise en place du confinement et des mesures barrière, qui ont été différenciés selon les Etats et régions, des chantiers ont été arrêtés et reportés, d'autres ont été maintenus mais ralentis et allongés, avec une reprise variable en rythme et en intensité au cours du deuxième semestre, en fonction des domaines d'activités et des pays dans lequel le Groupe intervient, par ailleurs certains travaux, notamment d'ingénierie, ont pu être conduits à distance.

D'autre part, les nouvelles mesures sanitaires mises en place ont engendré des coûts additionnels, principalement liés à la réalisation d'activités complémentaires de protection, ainsi qu'à une tension sur les ressources externes dans certains métiers, et à l'allongement de la durée de réalisation de certaines opérations (respect des gestes barrière, limitation des effectifs sur site…). Les coûts supplémentaires directement attribuables au maintien des chantiers et à l'achèvement des différents actifs ont été immobilisés conformément à IAS 16. Il n'a pas été identifié au 31 décembre 2020 d'effet significatif de sous-activité susceptible d'avoir été capitalisé. Les frais de démobilisation puis de remobilisation associés aux chantiers arrêtés et reportés sont constatés en charges.

S'agissant du secteur opérationnel France – Production et Commercialisation, la diminution des investissements bruts entre 2019 et 2020 est de 588 millions d'euros (voir note 4) s'explique principalement par des conséquences non liées à la crise sanitaire. En effet, en lien avec la crise sanitaire :

- le parc nucléaire en exploitation a connu des décalages d'arrêts de tranche, mais a contrario un allongement des durées d'arrêt, et ainsi un renchérissement de ceux-ci. Le 29 octobre 2020, EDF a communiqué un coût réajusté de son programme Grand Carénage d'ici à 2025, cette nouvelle estimation intégrant essentiellement les premiers enseignements sur les travaux à mener dans le cadre des quatrièmes visites décennales des réacteurs 900 MW, ainsi que la révision de la durée prévisionnelle de réalisation des arrêts programmés pour maintenance, tirant le

1 *Cf. communiqué de presse du 2 juin 2020 : EDF a notifié à trois fournisseurs d'énergie la résiliation de leur contrat ARENH.*

retour d'expérience des années précédentes, ainsi que les impacts de la crise sanitaire sur 2020-2022 ;

- les chantiers hydrauliques ont été arrêtés sauf contrainte de sûreté ou de sécurité (ou finalisation de chantiers indispensables) à partir du 17 mars 2020 et ont repris à partir de mi-avril pour revenir à un rythme quasi normal depuis la fin mai ;
- une majorité des travaux d'ingénierie nucléaire a pu être conduite à distance ;
- du fait d'un cluster Covid-19 identifié dans la région Manche, les activités sur le site de Flamanville ont été réduites à partir de mi-mars aux seules activités de sûreté, de sécurité des installations et de surveillance de l'environnement. Les travaux sur site dans le cadre du projet Flamanville 3 ont progressivement repris depuis le 4 mai 2020 pour revenir à un rythme proche du nominal dès juillet 2020 ; au vu de l'activité du deuxième semestre, la crise sanitaire a finalement eu un impact non significatif sur le niveau d'investissements de Flamanville 3 en 2020 par rapport à 2019, les surcoûts exceptionnels en lien avec la réparation des soudures de traversée étant par ailleurs enregistrés en autres produits et charges d'exploitation (voir note 7).

Enedis (secteur opérationnel France – Activités régulées) a connu un arrêt pendant le confinement de la plupart des chantiers de raccordement, modification d'ouvrages, et de façon générale des chantiers de travaux sur le réseau, ainsi qu'un arrêt des activités de pose des compteurs Linky. Le rythme de reprise depuis le 11 mai 2020 a permis un rattrapage partiel en particulier sur la pose des compteurs Linky. Au final sous ces effets le niveau des investissements bruts du segment France – Activités Régulées, intégrant également Electricité de Strasbourg et les activités insulaires, diminue de 423 millions d'euros en 2020 par rapport à 2019, diminution du même ordre que celle observée au premier semestre 2020, principalement attribuable aux effets de la crise sanitaire.

Au Royaume-Uni, le chantier Hinkley Point C a connu un ralentissement en avril 2020 du fait d'une diminution des intervenants sur site, sur un projet par ailleurs en fort développement. Au final le niveau des investissements bruts d'EDF Energy augmente de 133 millions d'euros entre 2019 et 2020.

Les activités d'EDF Renouvelables ont quant à elles connu une légère augmentation de leurs investissements bruts par rapport à 2019 à hauteur de 42 millions d'euros, tirés notamment par des projets en Amérique du Nord.

Par ailleurs, le Groupe inclut dans la valeur des immobilisations les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction dès lors qu'il s'agit d'actifs qualifiés au sens d'IAS 23 « Coûts d'emprunt ». Lorsque le développement d'un actif est arrêté sur une période longue, la capitalisation des intérêts doit être suspendue. Tel a été le cas pour le chantier de l'EPR de Flamanville pour lequel la capitalisation des intérêts a été suspendue entre le 16 mars et le 30 juin 2020. Au 31 décembre 2020, il en résulte une augmentation des charges financières de 120 millions d'euros.

1.4.1.4 Provisions

Règlement des écarts financiers lié au mécanisme des capacités

Compte tenu de la revue significative à la baisse de l'estimation de production d'électricité d'origine nucléaire en France pour l'année 2020 effectuée sur le premier semestre 2020, et au vu des résultats de l'enchère de capacité du 25 juin 2020, EDF considérait probable, lors de l'arrêté des états financiers consolidés résumés au 30 juin 2020, d'être appelé au règlement financier des écarts au titre de l'année de livraison 2020 et avait donc provisionné 137 millions d'euros à ce titre au 30 juin 2020 (se référer à la note 5.1 pour le fonctionnement du mécanisme de capacité en France). Le niveau de production nucléaire finalement réalisé sur 2020, en particulier la disponibilité des moyens de production d'EDF pendant les jours de pointe du deuxième semestre 2020, ont conduit à reprendre cette provision sur le deuxième semestre 2020, les obligations d'EDF au titre du mécanisme de capacité étant remplies.

Provisions pour contrats onéreux

Le Groupe a mis à jour ses provisions pour contrats onéreux (principalement contrats d'achats de gaz et certains contrats clients) notamment pour prendre en compte l'évolution des scénarios de prix de marché (voir notes 5.2 et 17.2). Aucun nouveau contrat onéreux significatif n'a été identifié.

Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en démantèlement

A partir du 16 mars 2020, les chantiers de déconstruction ont été mis à l'arrêt. Sur les sites, seules les activités règlementaires obligatoires (surveillance de l'environnement, sûreté et sécurité des sites) ont été maintenues. Les activités avaient repris depuis le 11 mai 2020.

Le report temporaire de certaines activités de déconstruction sur site a conduit à enregistrer une augmentation des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en démantèlement de 45 millions d'euros au 31 décembre 2020.

1.4.1.5 Mesures de soutien de l'Etat

En raison de la crise sanitaire, certaines entités du Groupe en France qui ont dû stopper ou ralentir leurs activités ont eu recours au dispositif du chômage partiel mis en place par l'Etat. Les indemnisations perçues ont été reconnues en minoration des charges de personnel pour un montant de 18 millions d'euros au 31 décembre 2020.

Dans le contexte de crise sanitaire, certains États ont mis en place des mesures de report de paiement d'impôts ou de taxes. EDF Energy notamment avait fait usage de ces mesures en procédant à un report de paiement de mensualités de TVA pour un montant de l'ordre de 117 millions de livres sterling au 30 juin 2020 et en a également fait usage au 31 décembre 2020 pour un montant de l'ordre de 104 millions de livres sterling.

1.4.1.6 Autres éléments des actifs, passifs, charges et produits

Au-delà des éléments mentionnés dans les paragraphes précédents, la crise sanitaire n'a pas mis en évidence d'autres recours spécifiques à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, et des produits et charges de l'exercice (autres que ceux décrits dans la note 1.3).

1.4.2 IFRS 5 – Cession de l'activité E&P

Edison Exploration et Production gère toutes les activités, les titres miniers et les participations d'Edison et du Groupe dans le secteur des hydrocarbures en Italie et à l'international.

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 % d'Edison E&P (Exploration et Production), qui gère toutes les activités, les titres miniers et les participations d'Edison et du Groupe dans le secteur des hydrocarbures en Italie et à l'international.

En conséquence, le groupe EDF avait qualifié la cession de son activité E&P d'activité abandonnée au sens d'IFRS 5 dans ses comptes consolidés au 31 décembre 2019 (voir note 2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2019).

Le 23 décembre 2019, Edison a communiqué que l'opération de cession à Energean restait en attente d'obtention des autorisations gouvernementales pour ce qui concerne les actifs E&P localisés en Algérie.

Suite au refus des autorités algériennes d'autoriser la transaction relative à ces actifs, le Conseil d'administration d'Edison du 2 avril 2020, a approuvé la signature d'un amendement à l'accord de cession excluant du périmètre de l'accord du 4 juillet 2019 les actifs E&P localisés en Algérie.

Puis, suite à l'annonce faite par Energean le 19 mai 2020 de mettre fin à la cession projetée de l'activité E&P norvégienne d'Edison à Neptune Energy, un second amendement à l'accord a été signé le 28 juin 2020, excluant du périmètre de la transaction la filiale norvégienne. Le processus d'acquisition, dans son nouveau périmètre, a été approuvé par l'assemblée générale extraordinaire d'Energean le 20 juillet 2020.

Le 17 décembre 2020, Edison et Energean ont finalisé la cession d'Edison Exploration et Production S.p.A. dans le secteur de l'exploration et de la production d'hydrocarbures (pétrole et gaz naturel). Le prix de cession est basé sur une valeur d'entreprise de 284 millions de dollars avec un versement supplémentaire maximum de 100 millions de dollars à la mise en service du projet gazier Cassiopea en Italie, basé sur le prix du gaz (PSV) au moment de la première livraison.

De plus, Edison a signé, le 30 décembre 2020, un accord de cession de l'activité norvégienne avec la société Sval Energi. La finalisation de l'opération, soumise à l'approbation des autorités norvégiennes, est prévue au cours du premier semestre 2021 (cf. communiqué de presse d'Edison du 30 décembre 2020).

1.4.2.1 Présentation de l'activité E&P hors Algérie et Norvège au titre du 31 décembre 2019

Au 31 décembre 2020, dans ce contexte et en application d'IFRS 5, les montants des actifs et passifs relatifs à l'activité E&P de l'Algérie sont présentés dans les postes du bilan consolidé en tant qu'activités poursuivies, tandis que ceux relatifs à l'activité E&P de la Norvège sont présentés au bilan consolidé dans les postes d'actifs et passifs destinés à être cédés.

Le résultat net ainsi que la variation nette de trésorerie relatifs à l'activité E&P de l'Algérie et de la Norvège sont présentés dans la ligne « résultat net des activités poursuivies » et respectivement ventilés dans les différentes lignes du compte du résultat et du tableau de flux de trésorerie pour les périodes publiées, c'est à dire pour 2020 ainsi que pour le comparatif de l'année 2019.

Le résultat net des activités en cours de cession ainsi que la variation nette de trésorerie des activités en cours de cession, correspondant à l'activité E&P hors Algérie et Norvège sont maintenues sur une ligne distincte du compte de résultat et du tableau de flux de trésorerie pour les périodes publiées et ce, jusqu'à la finalisation de la cession intervenue le 17 décembre 2020. Au 31 décembre 2020, les actifs et passifs des activités en cours de cession incluent les actifs E&P norvégiens et font l'objet d'une présentation en note 3.2.

Les effets dans ce nouveau contexte sur le compte de résultat et le tableau de flux de trésorerie du Groupe de l'application d'IFRS 5 au 31 décembre 2019 sont présentés ci-dessous.

Impacts sur le compte de résultat 2019

(en millions d'euros)	2019 publié	Ajustement IFRS 5	2019 retraité
Chiffre d'affaires	71 317	30	71 347
Achats de combustible et d'énergie	(35 091)	-	(35 091)
Autres consommations externes	(8 619)	(6)	(8 625)
Charges de personnel	(13 793)	(4)	(13 797)
Impôts et taxes	(3 798)	-	(3 798)
Autres produits et charges opérationnels	6 692	(5)	6 687
Excédent brut d'exploitation	**16 708**	**15**	**16 723**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*	642	-	642
Dotations aux amortissements	(10 002)	(18)	(10 020)
(Pertes de valeur)/reprises	(403)	-	(403)
Autres produits et charges d'exploitation	(185)	-	(185)
Résultat d'exploitation	**6 760**	**(3)**	**6 757**
Coût de l'endettement financier brut	(1 806)	-	(1 806)
Effet de l'actualisation	(3 161)	-	(3 161)
Autres produits et charges financiers	4 606	(3)	4 603
Résultat financier	**(361)**	**(3)**	**(364)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**6 399**	**(6)**	**6 393**
Impôts sur les résultats	(1 581)	49	(1 532)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	818	-	818
Résultat net des activités en cours de cession	(454)	(43)	(497)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	5 182	-	5 182
Dont résultat net - part du Groupe	***5 155***	**-**	***5 155***
Résultat net des activités poursuivies	5 597	42	5 639
Résultat net des activités en cours de cession	(442)	(42)	(484)
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	***27***	**-**	***27***
Activités poursuivies	39	1	40
Activités en cours de cession	(12)	(1)	(13)

Impacts sur le tableau de flux de trésorerie 2019

(en millions d'euros)	2019 publié	Ajustement IFRS 5	2019 retraité
Opérations d'exploitation :			
Résultat net consolidé	**5 182**	**-**	**5 182**
Résultat des sociétés en cours de cession	**(454)**	**(43)**	**(497)**
Résultat des sociétés intégrées	**5 636**	**43**	**5 679**
Pertes de valeur / (reprises)	403	-	403
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	8 328	30	8 358
Produits et charges financiers	97	4	101
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	349	-	349
Plus ou moins-values de cession	(508)	-	(508)
Impôt sur les résultats	1 581	(49)	1 532
Quote-part du résultat net des entreprises associées et des coentreprises	(818)	-	(818)
Variation du besoin en fonds de roulement	452	23	475
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	***15 520***	***51***	***15 571***
Frais financiers nets décaissés	(798)	(4)	(802)
Impôts sur le résultat payés	(922)	7	(915)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies	**13 800**	**54**	**13 854**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession	**222**	**(54)**	**168**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	**14 022**	**-**	**14 022**
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise	(456)	-	(456)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée	293	-	293
Investissements incorporels et corporels	(16 709)	(88)	(16 797)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	94	-	94
Variations d'actifs financiers	1 294	-	1 294
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies	**(15 484)**	**(88)**	**(15 572)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession	**(166)**	**88**	**(78)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	**(15 650)**	**-**	**(15 650)**
Opérations de financement :			
Flux de trésorerie avec les actionnaires	***828***	**-**	***828***
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement	***1 414***	**-**	***1 414***
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies	**2 242**	**-**	**2 242**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession	**(19)**	**-**	**(19)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	**2 223**	**-**	**2 223**
Flux de trésorerie des activités poursuivies	558	(34)	524
Flux de trésorerie des activités en cours de cession	37	34	71
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**595**	**-**	**595**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	**3 290**	**-**	**3 290**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	595	-	595
Incidence des variations de change	(5)	-	(5)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	17	-	17
Incidence des reclassements	37	-	37
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	**3 934**	**-**	**3 934**

1.4.2.2 Impact dans les comptes consolidés au 31 décembre 2020 de la cession de l'activité E&P

Au 31 décembre 2020, la cession de l'activité E&P (hors actifs algérien et norvégien) a un impact de (117) millions d'euros sur le résultat net consolidé (ligne du « résultat net des activités en cours de cession »), compte tenu d'une perte de valeur constatée sur la base de la valeur nette consolidée de l'activité en cours de cession et du prix de cession tenant compte d'une estimation du complément de prix (voir note 10.8).

Cette cession contribue, par ailleurs, à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 187 millions d'euros.

NOTE 2 SYNTHÈSE DES FAITS MARQUANTS

Outre la crise sanitaire présentée en 1.4.1 et la cession de l'activité E&P présentée en note 1.4.2, les autres principaux évènements et transactions significatifs **en 2020** du Groupe sont les suivants :

- **Développement dans le nucléaire** :
  - EDF a redémarré la centrale de Hunterston B et a confirmé son intention de passer en phase de démantèlement d'ici janvier 2022. Par ailleurs, Hinkley Point B dans le Somerset commencera la phase de déchargement du combustible, au plus tard le 15 juillet 2022 (cf. communiqués de presse d'EDF Energy du 27 août 2020 et 19 novembre 2020, voir note 10.8) ;
  - Le Groupe a réajusté le coût du programme Grand Carénage qui vise à améliorer la sûreté et à poursuivre le fonctionnement des réacteurs du parc nucléaire au-delà de 40 ans (cf. communiqué de presse du 29 octobre 2020 et voir note 10.6) ;
  - Actualisation du projet Hinkley Point C (cf. communiqué de presse du 27 janvier 2021 et voir notes 10.6 et 10.8).
- **Opérations de financement :**
  - EDF a lancé une émission majeure d'obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (cf. communiqués de presse du 8 septembre 2020 et voir note 18.3.2.2 et 14.5) ;
  - EDF a levé 2,1 milliards d'euros par le biais de deux émissions hybrides (cf. communiqué de presse du 8 septembre 2020 et voir note 14.4.2) ;
  - EDF et Standard Chartered Banque ont signé une ligne de crédit de 200 millions d'euros indexée sur des critères ESG (cf. communiqué de presse du 30 octobre 2020 et voir note 18.4).
- **Energies renouvelables** :
  - EDF Renouvelables, Enbridge et wdp ont lancé la construction du parc éolien en mer de Fécamp (cf. communiqué de presse du 2 juin 2020 et voir note 12.3) ;
  - Les groupes EDF et CEI, partenaires pour construire et exploiter des projets éoliens en mer en Chine (cf. communiqué de presse du 2 juin 2020 et voir note 12.3) ;
  - EDEN Renewables India se renforce avec 1 350 MWc de nouvelles centrales solaires (cf. communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 1er octobre 2020 et voir note 12.3) ;
  - Le consortium EDF Renouvelables - Jinko Power a finalisé le financement du plus important projet photovoltaïque au monde à Abu Dhabi et a lancé sa construction (cf. communiqué de presse du 22 décembre 2020 et voir note 12.3) ;
  - EDF a procédé à la mise en service opérationnelle de la nouvelle centrale hydroélectrique de Romanche-Gavet, le plus grand chantier hydroélectrique en France (97 MW) (cf. communiqué de presse du 9 octobre 2020).
- Cinquième anniversaire de l'Accord de Paris : EDF relève son ambition et prend de nouveaux engagements pour le climat (cf. communiqué de presse du 10 décembre 2020 et voir note 20).

Les principaux événements et transactions significatifs **en 2019** du Groupe étaient les suivants :

- **Développement dans le nucléaire** :
  - EPR de Flamanville 3 : Suite aux écarts affectant les soudures des tuyauteries vapeur principales en exclusion de rupture, la décision de l'ASN portant sur la reprise des soudures de traversée de l'enceinte a conduit à une révision des coûts et du calendrier (cf. communiqués de presse du 11 avril 2019, du 20 juin 2019, du 26 juillet 2019, du 9 octobre 2019 et voir note 10.6) ;
  - Hinkley Point C : une revue des coûts, du calendrier et de l'organisation du projet HPC a été engagée (cf. communiqué de presse du 25 septembre 2019 et voir note 10.6).
- **Energies renouvelables :**
  - Le groupe EDF a lancé la construction du parc éolien en mer de Neart na Gaoithe de 450 MW avec son nouveau partenaire irlandais ESB qui prend une participation de 50 % dans le projet (cf. communiqué de presse du 28 novembre 2019 et voir notes 3.1 et 5.4.2).

Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE)

La PPE pour les périodes 2019-2028 a été adoptée par le décret n° 2020-456 du 21 avril 2020, publiée au Journal officiel le 23 avril 2020. Les évolutions par rapport aux projets de PPE publiés le 25 janvier 2019 puis le 20 janvier 2020 ont essentiellement porté sur les énergies renouvelables. La PPE fixe l'objectif de doubler la capacité installée des énergies renouvelables électriques en 2028 par rapport à 2017 et d'augmenter les capacités d'éolien en mer avec 6 nouveaux appels d'offres sur la première période de la PPE. La stratégie d'EDF s'inscrit pleinement dans cette ambition.

Concernant la réduction de la production d'électricité nucléaire, outre la fermeture sur le premier semestre 2020 des deux réacteurs de Fessenheim (voir note 5.4.3), douze réacteurs devront être fermés d'ici 2035. Ces réacteurs seront arrêtés à

l'échéance de leur 5e visite décennale, à l'exception de deux réacteurs qui fermeront par anticipation en 2027 et 2028 (deux autres réacteurs pourraient être également être fermés par anticipation en 2025-2026 si certaines conditions sont réunies, relatives notamment au prix de l'électricité et à la sécurité d'approvisionnement). Seront privilégiées les fermetures minimisant l'impact économique et social, l'impact sur le réseau électrique et celles ne conduisant pas à l'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 anticipées de réacteurs seront confirmées 3 ans avant leur mise en œuvre.

L'adoption de la PPE en avril 2020 a conduit à réestimer les provisions nucléaires au 30 juin 2020 en prenant en compte différents scénarios de fermeture anticipée à 2027 et 2028 de deux réacteurs, ce qui se traduit par une hausse de 32 millions d'euros des provisions nucléaires au 31 décembre 2020 (principalement sur les provisions pour déconstruction, voir note 15.1.1.3). De même, une accélération des plans d'amortissement a été estimée sur la base de ces scénarios, conduisant à une hausse des dotations sur le deuxième semestre, sans impact significatif sur les comptes du Groupe (voir note 1.3.4.1).

En ce qui concerne la centrale de Fessenheim, la mise à l'arrêt a été réalisée, pour le premier réacteur le 22 février 2020 et le second le 30 juin 2020, conformément au décret n° 2020-129 du 18 février 2020 qui abroge l'autorisation d'exploiter la centrale (voir note 5.4.3).

Consultation publique sur la régulation du nucléaire existant

Comme annoncé dans le projet de PPE publié le 25 janvier 2019, le Gouvernement a lancé, en janvier 2020, un appel à contributions sur les constats fondamentaux qui ont conduit au projet de la réforme de la régulation économique du nucléaire existant ainsi que sur ses principes de construction et de fonctionnement. Ce projet de régulation, qui remplacerait l'ARENH, imposerait 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 contribuée 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 a contribué à cette consultation, qui s'est achevée le 17 mars 2020.

Dans ce contexte, la ministre de la Transition écologique et solidaire et le ministre de l'Économie et des Finances ont confié à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) une mission relative à l'expertise des coûts supportés par l'opérateur nucléaire et à la détermination de la juste rémunération de cette activité dans le cadre de la future régulation du nucléaire existant envisagée par les autorités françaises. Le 7 juillet 2020, lors d'une audition devant la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale, le président de la CRE Jean-François Carenco a indiqué que la CRE, avait rendu au Gouvernement son rapport sur le coût du nucléaire en France. La CRE a également présenté les conclusions de son rapport devant la Direction générale de la Concurrence de la Commission Européenne le 16 juillet 2020.

Les termes et conditions d'une nouvelle régulation du nucléaire existant sont en cours d'instruction entre le gouvernement français et la Commission Européenne.

NOTE 3 PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Principes et méthodes comptables

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.

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 (co-entrepreneurs), 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 (voir note 12).

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 Markets, co-détenue par EDF Trading, et d'exploitation de stockage de gaz de Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft mbH (FSG).

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.

3.1 ÉVOLUTION DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

3.1.1 Evolutions du périmètre en 2020

Sur l'exercice 2020, le Groupe connaît les évolutions du périmètre de consolidation suivantes :

- la cession d'Edison Exploration et Production S.p.A. (E&P) le 17 décembre 2020 (voir notes 1.4.2 et 3.2) ;
- la consolidation d'EDF Pulse Croissance, Agregio, Energy2Market (E2M) et IZIVIA (voir note 3.3).

3.1.2 Evolutions du périmètre en 2019

Sur l'exercice 2019, le Groupe a connu les évolutions du périmètre de consolidation suivantes :

- la cession des 25 % de la participation dans Alpiq en mai 2019 (voir note 12) ;
- la cession de 50 % de NnG à la compagnie d'électricité irlandaise ESB le 4 décembre 2019 (voir note 5.4.2).

Par ailleurs, les principales acquisitions dans les énergies renouvelables en 2019 étaient les suivantes :

- EDF Renouvelables a finalisé l'acquisition du groupe LUXEL, développeur et exploitant français de projets solaires ;
- Royaume-Uni : acquisition de Pivot Power au Royaume-Uni permettant une accélération du développement dans le stockage par batteries et l'infrastructure de recharge pour véhicules électriques.

Cession des 25 % de la participation dans Alpiq

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 a valorisé 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 a contribué à une diminution de l'endettement financier net du groupe EDF à hauteur de 434 millions d'euros. Le contrat d'acquisition prévoyait 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'était pas significatif.

Cession de 50 % du parc éolien en mer écossais de Neart na Gaoithe (NnG) à 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[1] (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.

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.

Cette transaction, réalisée le 4 décembre 2019, expliquait 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) et a contribué à une 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.

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

Acquisitions dans les énergies renouvelables - 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 majoritairement de projets prêts à être construits ou en développement et de quelques parcs en exploitation. 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.

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, qui s'inscrit dans le cadre du Plan Stockage Electrique d'EDF, 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 sont en cours de construction à fin 2020 et leur mise en service devrait intervenir courant 2021.

3.2 ACTIVITÉS EN COURS DE CESSION

Principes et méthodes comptables

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.

Conformément aux dispositions de la norme IFRS 5, les actifs ou groupes d'actifs :

- détenus en vue de la vente, identifiés et classés comme tels au cours de l'exercice ne font pas l'objet de changement de présentation, ni de retraitement rétrospectif dans les bilans des exercices antérieurs,
- répondant aux critères de définition d'une activité abandonnée font, quant à eux, l'objet d'un retraitement dans le compte de résultat ainsi que dans le tableau des flux de trésorerie au titre des périodes antérieures présentées dans les états financiers.

3.2.1 Détail des actifs et passifs détenus en vue de leur vente

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
ACTIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	2 296	3 662
PASSIFS LIES AUX ACTIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	108	1 043

En application d'IFRS 5, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont détaillés ci-dessous :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Actifs non financiers non courants[1]	316	893
Actifs financiers non courants	1 811	1 925
Actifs non financiers courants[2]	151	784
Actifs financiers courants	18	60
TOTAL DES ACTIFS DETENUS EN VUE LEUR VENTE	**2 296**	**3 662**

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Passifs non financiers non courants[3]	86	711
Passifs financiers non courants	1	34
Passifs non financiers courants	21	298
Passifs financiers courants	-	-
TOTAL DES PASSIFS LIES AUX ACTIFS DETENUS EN VUE LEUR VENTE	**108**	**1 043**

[1]Les actifs non financiers non courants sont composés d'immobilisations corporelles et incorporelles.

[2]Les actifs non financiers courants sont composés d'éléments du besoin en fonds de roulement et des impôts différés.

[3]Les passifs non financiers non courants sont composés de provisions.

Au 31 décembre 2020, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente concernent les éléments de bilan suivants :

- **La cession en cours des actifs E&P norvégiens d'Edison** (voir note 1.4.2) ;
- **La cession en cours de la société Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG),** filiale à 100 % d'Edison ;.

Les actifs et passifs détenus en vue de leur vente relatifs à IDG s'élèvent respectivement à 98 et 7 millions d'euros au 31 décembre 2020.

En septembre 2020, Edison a entamé des discussions avec 2i Rete Gas pour la cession de sa filiale IDG, qui gère les réseaux et les usines de distribution de gaz dans 58 communes des régions des Abruzzes. Ces discussions ont abouti à la signature d'un accord en janvier 2021. La finalisation de la transaction, soumise à l'approbation de la réglementation « antitrust », est attendue sur le premier semestre 2021 (cf. communiqué de presse d'Edison du 14 janvier 2021).

- **La cession en cours de la participation dans CENG.**

Ces titres figurent en actifs détenus en vue de leur vente pour un montant de 1 811 millions d'euros au 31 décembre 2020 (1 925 millions d'euros au 31 décembre 2019).

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). Depuis 2014, EDF en détient 49,99 %, aux côtés d'Exelon, qui contrôle la société CENG

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

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

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. A ce titre, l'autorisation de la FERC (Federal Energy Regulatory Commission) a notamment été obtenue le 30 juillet 2020.

Au 31 décembre 2020, le processus de cession reste en cours. Les échanges de valorisation sont intervenus sur le second semestre 2020 sans qu'un prix définitif n'ait pu être défini entre les parties. A ce stade du processus, la valorisation retenue par le Groupe dans le cadre de l'exercice du *put* ne conduit pas à mettre en évidence de risque significatif de dépréciation complémentaire.

La diminution des actifs et passifs s'explique par :

- la cession de l'activité E&P d'Edison (hors Algérie et Norvège) en décembre 2020 (voir note 1.4.2) qui représentait un montant de 1 129 millions d'euros à l'actif et 910 millions d'euros au passif au 31 décembre 2020 ;

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

- le reclassement des actifs et passifs de l'Algérie en activités poursuivies qui représentaient un montant de 84 millions d'euros à l'actif et 5 millions d'euros au passif au 30 juin 2020.

3.2.2 Résultat des activités en cours de cession

La ligne dédiée « Résultat net des activités en cours de cession » comprend l'activité E&P d'Edison (hors Algérie et Norvège) ainsi que les pertes de valeur relatives à ces actifs.

Les principaux indicateurs de résultat de l'activité E&P (hors Algérie et Norvège) sur 2019 et 2020 sont les suivants :

(en millions d'euros)	2020	2019[1]
Chiffre d'affaires	216	377
Excédent brut d'exploitation	86	237
Résultat d'exploitation	13	125
Résultat financier	(22)	(22)
Impôt sur les résultats	(32)	(87)
RÉSULTAT NET DE L'ACTIVITE	**(41)**	**16**
Dépréciation des activités en cours de cession nette d'impôt [2]	(117)	(513)
RESULTAT NET DES ACTIVITES EN COURS DE CESSION	**(158)**	**(497)**

[1]Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).
[2]Le montant total de la dépréciation constatée sur 2019 au titre de l'activité E&P reste affecté aux activités abandonnées, les conditions du premier accord ne permettant pas de déterminer la dépréciation calculée en 2019 actif par actif.

3.3 PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU 31 DECEMBRE 2020

Les activités du Groupe sont définies comme suit :

- **« Production – Commercialisation »** (P) : production d'énergie nucléaire, thermique, renouvelable (éolien, photovoltaïque, hydraulique,...) ; commercialisation aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux particuliers. La « Production – Commercialisation » inclut également les activités de *trading* ;
- **« 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 ;
- **« Services et autres activités »** (A) : les services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques...) aux entreprises et aux collectivités. Cette activité comprend également les holdings et entités d'EDF Invest qualifiées d'actifs dédiés.

Les sociétés et paliers de consolidation faisant partie du périmètre de consolidation du Groupe sont mentionnés ci-après.

3.3.1 Sociétés consolidées par intégration globale

France – Activités de production et commercialisation		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2020	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2019	Activité
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		100,00	100,00	A
CHAM SAS		100,00	100,00	A
Sowee		100,00	100,00	A
IZI Solutions		100,00	100,00	A
IZIVIA		100,00	-	A
EDF Pulse Croissance		100,00	-	A
Agregio		100,00	-	A
Energy2Market (E2M)		100,00	-	A
EDF ENR (ex ENRS)		100,00	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	Belgique	68,63	68,63	P, A
EDF Norte Fluminense 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	Chili	100,00	100,00	P

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

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2020	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2019	Activité
EDF Renouvelables				
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
EDF IMMO et filiales immobilières	France	100,00	100,00	A
Société C3	France	100,00	100,00	A
EDF Holding SAS	France	100,00	100,00	A
Citelum	France	100,00	100,00	A
EDF Trading Ltd.	Royaume-Uni	100,00	100,00	P
Wagram Insurance Company DAC	Irlande	100,00	100,00	A
EDF Investissements Groupe SA	Belgique	92,46	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.

3.3.2 Société détenue sous forme d'activités conjointes

Autres métiers		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2020	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2019	Activité
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

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

3.3.3 Sociétés consolidées par mise en équivalence

France – Activités de production et commercialisation		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2020	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2019	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
AREPE Fund SCS (EDF Invest)	Luxembourg	21,99	24,66	A
Géosel Manosque (EDF Invest)	France	38,35	38,35	A
Transport Stockage Hydrocarbures (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Central Sicaf (EDF Invest)	Italie	24,50	24,50	A
Thyssengas (EDF Invest)	Allemagne	50,00	50,00	A
Aéroports Côte d'Azur (EDF Invest)	France	19,40	19,40	A
Ecowest (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	50,00	P
Switch (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
MiRose (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Red Pine (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Energy Assets Groupe (EDF Invest)	Royaume-Uni	40,00	-	A
Valentine Solar (EDF Invest)	États-Unis	50,00	-	P
Glacier's Edge (EDF Invest)	États-Unis	50,00	-	P
Nicolas Riou (EDF Invest)	Canada	50,00	-	P
Arada (EDF Invest)	Portugal	30,00	-	P
Cabreira (EDF Invest)	Portugal	30,00	-	P
Montemuro (EDF Invest)	Portugal	30,00	-	P
Korian & Partenaires Immobilier 1 & 2 (EDF Invest)	France	24,50	-	A
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
Generadora Metropolitana (GM)	Chili	50,00	50,00	P
Nachtigal Hydro Power Company	Cameroun	40,00	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 %.

3.3.4 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 31/12/2020	Pourcentage de droits de votes détenus au 31/12/2020
Edison SpA	97,45	99,48
EDF Investissements Groupe SA	92,46	50,00

NOTE 4 INFORMATIONS SECTORIELLES

4.1 INFORMATIONS PAR SECTEUR OPÉRATIONNEL

Principes et méthodes comptables

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 SA. Ce segment intègre également des entités présentes sur des secteurs à l'aval (B2B et B2C, agrégation) ainsi que toutes les participations d'EDF Invest ;
- **« France – Activités régulées »** qui regroupe les activités de distribution d'Enedis et d'Electricité de Strasbourg ainsi que les activités insulaires d'EDF ;
- **« 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 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.

4.1.1 Au 31 décembre 2020

(en millions d'euros)	France –Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Framatome	Royaume-Uni	Italie	Autre international	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers[5]	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	27 112	16 178	1 900	9 041	5 937	2 242	1 069	3 729	1 823	-	**69 031**
Chiffre d'affaires intersecteurs	1 249	50	1 395	-	30	178	513	483	304	(4 202)	**-**
CHIFFRE D'AFFAIRES	**28 361**	**16 228**	**3 295**	**9 041**	**5 967**	**2 420**	**1 582**	**4 212**	**2 127**	**(4 202)**	**69 031**
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	**7 412**	**5 206**	**534**	**823**	**683**	**380**	**848**	**290**	**261**	**(263)**	**16 174**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**2 270**	**1 893**	**269**	**(947)**	**134**	**98**	**354**	**(32)**	**99**	**(263)**	**3 875**
Bilan :											
Goodwill	109	223	1 332	7 569	98	37	183	572	142	-	**10 265**
Immobilisations incorporelles et corporelles	60 773	65 383	2 603	20 537	5 286	2 127	9 782	2 255	647	-	**169 393**
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises[1]	2 859	-	65	119	156	1 991	1 197	75	332	-	**6 794**
Actifs financiers et trésorerie[2]	52 134	339	263	14 833	400	654	1 727	170	6 897	-	**77 417**
Autres actifs sectoriels[3]	19 901	5 608	1 763	4 772	1 661	662	866	1 919	2 574	-	**39 726**
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	485	1 811	-	-	-	-	**2 296**
TOTAL ACTIF	**135 776**	**71 553**	**6 026**	**47 830**	**8 086**	**7 282**	**13 755**	**4 991**	**10 592**	**-**	**305 891**
Autres informations :											
Dotations aux amortissements[4]	(4 613)	(3 314)	(276)	(1 122)	(417)	(284)	(458)	(278)	(76)	-	**(10 838)**
Pertes de valeur	(16)	-	-	(638)	(74)	-	(36)	(34)	(1)	-	**(799)**
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	118	38	115	7 090	178	423	828	284	519	-	**9 593**
Investissements corporels et incorporels	5 503	4 187	215	3 485	492	191	1 650	257	27	-	**16 007**
Emprunts et dettes financières	67 534	2 335	288	5 311	1 737	11 564	6 537	1 695	264	(31 674)	**65 591**
- dont dettes externes	*60 181*	*761*	*198*	*225*	*823*	*96*	*2 792*	*312*	*203*	-	***65 591***
- dont dettes intersecteurs[6]	*7 353*	*1 574*	*90*	*5 087*	*913*	*11 468*	*3 747*	*1 380*	*62*	*(31 674)*	**-**

[1]Au 31 décembre 2020, 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]La ligne « Actifs financiers et trésorerie » contient principalement les actifs dédiés de 28 398 millions d'euros en France - Activités de production et commercialisation (voir note 18.1.2) et la créance NLF (voir note 18.1.3) de 13 034 millions d'euros au Royaume-Uni.

[3]Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs et les actifs d'impôts. Par convention, la créance CSPE est affectée intégralement au secteur France – Activités régulées pour 1 993 millions d'euros (voir note 13.3.4).

[4]Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

[5]Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres métiers » inclut la marge de trading réalisée par EDF Trading pour 912 millions d'euros.

[6]Le montant des dettes intersecteurs correspond à la centralisation de la gestion de trésorerie groupe (cash pooling chez EDF SA, inclus dans le secteur France Production Commercialisation) et du financement des filiales contrôlées, notamment celui d'EDF International (secteur « Autre international ») et d'EDF Energy (secteur « Royaume-Uni »).

4.1.2 Au 31 décembre 2019

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Framatome	Royaume-Uni	Italie[5]	Autre international	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers[6]	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	26 658	16 072	1 895	9 570	7 565	2 507	1 043	3 732	2 305	-	**71 347**
Chiffre d'affaires intersecteurs	1 212	15	1 482	4	32	183	522	549	423	(4 422)	**-**
CHIFFRE D'AFFAIRES	**27 870**	**16 087**	**3 377**	**9 574**	**7 597**	**2 690**	**1 565**	**4 281**	**2 728**	**(4 422)**	**71 347**
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	**7 615**	**5 101**	**527**	**772**	**593**	**339**	**1 193**	**349**	**505**	**(271)**	**16 723**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**3 483**	**1 892**	**230**	**(349)**	**69**	**42**	**670**	**(18)**	**1 009**	**(271)**	**6 757**
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**
Actifs financiers et trésorerie[2]	51 246	407	276	14 693	485	533	1 351	260	10 303	-	**79 554**
Autres actifs sectoriels[3]	18 526	5 233	2 132	5 352	1 678	790	861	2 001	2 736	-	**39 309**
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	1 737	1 925	-	-	-	-	**3 662**
TOTAL ACTIF	**130 712**	**69 362**	**6 430**	**47 171**	**9 517**	**7 565**	**13 247**	**5 168**	**14 112**	**-**	**303 284**
Autres informations :											
Dotations aux amortissements[4]	(4 047)	(3 200)	(263)	(1 009)	(427)	(269)	(474)	(259)	(72)	-	**(10 020)**
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	376	227	1 608	275	48	-	**16 797**
Emprunts et dettes financières	68 192	2 002	342	5 323	1 723	8 315	5 746	1 691	210	(26 164)	**67 380**
- dont dettes externes	*62 121*	*783*	*233*	*224*	*762*	*93*	*2 695*	*340*	*129*	-	***67 380***
- dont dettes intersecteurs[7]	*6 071*	*1 219*	*109*	*5 098*	*961*	*8 221*	*3 052*	*1 351*	*81*	*(26 164)*	**-**

[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] La ligne « Actifs financiers et trésorerie » contient principalement les actifs dédiés de 26 018 millions d'euros en France - Activités de production et commercialisation (voir note 18.1.2) et la créance NLF (voir note 18.1.3) de 13 303 millions d'euros au Royaume-Uni.

[3] Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs et les actifs d'impôts. Par convention, la créance CSPE est affectée intégralement au secteur France – Activités régulées pour 1 667 millions d'euros (voir note 13.3.4).

[4] Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

[5] Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).

[6] Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres métiers » inclut la marge de trading réalisée par EDF Trading pour 1 026 millions d'euros.

[7] Le montant des dettes intersecteurs correspond à la centralisation de la gestion de trésorerie groupe (cash pooling chez EDF SA, inclus dans le secteur France Production Commercialisation) et du financement des filiales contrôlées, notamment celui d'EDF International (secteur « Autre international ») et d'EDF Energy (secteur « Royaume-Uni »).

4.2 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 et la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, photovoltaïque,...).

(en millions d'euros)	Production – Commercialisation	Distribution	Autres[1]	Total
2020 :				
Chiffre d'affaires externe :				
- dont France[2]	27 261	15 731	298	43 290
- dont International et autres métiers	18 601	-	7 140	25 741
CHIFFRE D'AFFAIRES	**45 862**	**15 731**	**7 438**	**69 031**

(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[3]	21 884	-	6 733	28 617
CHIFFRE D'AFFAIRES	**48 718**	**15 607**	**7 022**	**71 347**

[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 4.1).
[3]Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P.

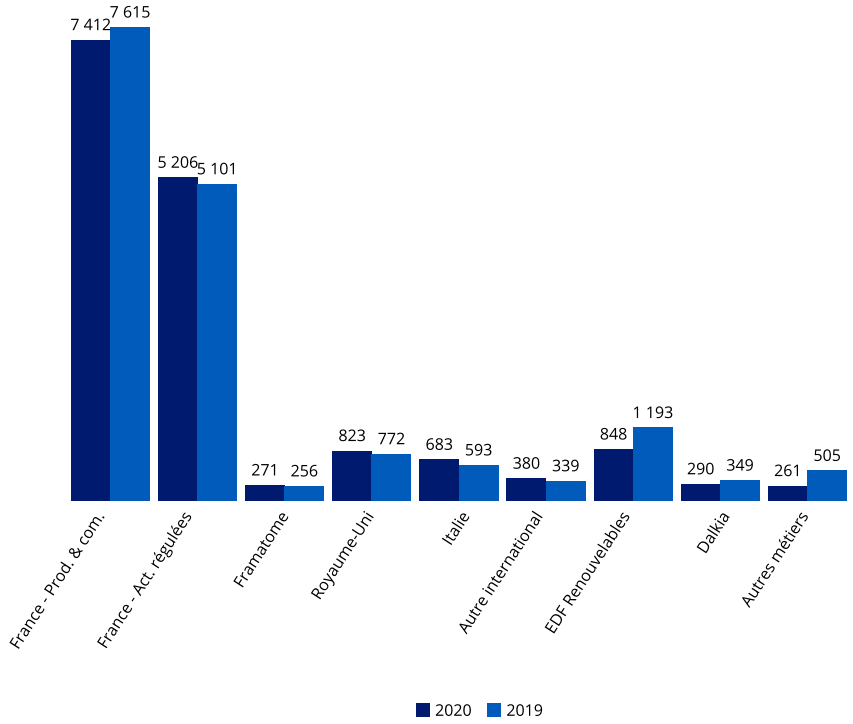
NOTE 5 EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION

(en millions d'euros)	Notes	2020	2019[1]
Chiffre d'affaires	5.1	**69 031**	**71 347**
Achats de combustible et d'énergie	5.2	**(32 425)**	**(35 091)**
Services extérieurs		(13 072)	(13 142)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)		(3 524)	(3 598)
Production stockée et immobilisée		7 888	7 932
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes		247	183
Autres consommations externes[2]		**(8 461)**	**(8 625)**
Charges de personnel	5.3	**(13 957)**	**(13 797)**
Impôts et taxes sur rémunérations		(292)	(250)
Impôts et taxes liés à l'énergie		(1 635)	(1 674)
Autres impôts et taxes[3]		(1 870)	(1 874)
Impôts et taxes		**(3 797)**	**(3 798)**
Autres produits et charges opérationnels	5.4	**5 783**	**6 687**
Excédent brut d'exploitation		**16 174**	**16 723**

[1]Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).
[2]Retraitées des effets de change et périmètre, les autres consommations externes diminuent de 2,8 % par rapport à 2019.
[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. Retraités des effets de change et périmètre, les autres impôts et taxes augmentent de 1,3 % par rapport à 2019.

L'excédent brut d'exploitation (EBE) du Groupe s'élève à 16 174 millions d'euros en 2020, en baisse de 3,3 % par rapport à 2019.

La répartition en millions d'euros de l'EBE par secteur opérationnel en 2020 par rapport à 2019 est la suivante (voir note 4.1) :



Retraité des effets change et périmètre, l'excédent brut d'exploitation du Groupe est en baisse organique de -2,7 % soit (450) millions d'euros. Cette évolution s'explique principalement par les secteurs France - Activités de production et commercialisation (- 2,7 % soit (203) millions d'euros), EDF Renouvelables (-23,0 % soit (274) millions d'euros), Autres métiers (-44,8 % soit (226) millions d'euros) et France - Activités régulées (+ 2,1 % soit + 105 millions d'euros).

La diminution de l'excédent brut d'exploitation de (450) millions d'euros sur le secteur France – Activités de production et commercialisation s'explique essentiellement par les effets de la crise sanitaire pour un montant estimé de (0,9) milliard d'euros, en particulier du fait de la moindre production nucléaire couplée à la baisse de la consommation. Par ailleurs les autres effets de moindre disponibilité du parc, incluant l'arrêt de Fessenheim, sont plus que compensées par des effets prix énergie positifs (intégrant les hausses tarifaires – voir note 5.1.1) et des revenus en hausse sur les marchés de capacités (voir note 5.1).

L'excédent brut d'exploitation du secteur France-Activités régulées est en augmentation de 105 millions d'euros, malgré les effets de la crise sanitaire pour (0,2) milliard d'euros (baisse des volumes acheminés et des prestations de raccordement) et un climat doux, soutenu notamment par l'évolution des indexations du TURPE 5 (voir note 5.1.1).

Malgré une activité de production en croissance, la baisse de l'excédent brut d'exploitation d'EDF Renouvelables de (274) millions d'euros s'explique principalement par de moindres opérations de développement-vente d'actifs structurés (DVAS) pour (0,3) milliard d'euros, en lien avec la cession de 50 % d'un parc éolien en mer (NnG) en 2019.

La hausse de l'excédent brut d'exploitation de 76 millions d'euros sur le secteur Royaume-Uni s'explique notamment par l'effet positif de la hausse des prix du nucléaire compensé par les effets de la crise sanitaire pour un montant de (0,2) milliard d'euros et d'une moindre production nucléaire.

Concernant les Autres métiers, la dégradation de l'excédent brut d'exploitation de (226) millions d'euros s'explique par les activités gazières pour (122) millions d'euros, compte tenu notamment d'une augmentation des provisions pour contrats onéreux et par EDF Trading pour (82) millions, qui réalise une performance soutenue en 2020, après une excellente performance en 2019.

5.1 CHIFFRE D'AFFAIRES

Principes et méthodes comptables

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.

Activité trading

Le chiffre d'affaires inclut la marge réalisée, essentiellement par EDF Trading, sur les opérations de négoce sur le marché de l'énergie (*trading*). Ces opérations entrent dans le champ de la norme IFRS 9 et sont comptabilisées en juste valeur.

EDF Trading est l'entité de négoce du Groupe qui intervient sur les marchés, soit pour le compte d'autres entités du Groupe, soit pour son activité de *trading* pour compte de tiers ou pour compte propre, adossée aux actifs industriels du Groupe et dans le cadre de son mandat de risques.

Elle intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les *futures*, *forwards*, *swaps* et *options*.

EDF Trading réalise des opérations d'achats et de ventes sur les marchés de gros en Europe et en Amérique du Nord :

- d'électricité et de combustibles (principalement gaz) ;
- de permis d'émission de CO_2, dérivés climatiques et autres instruments environnementaux ;
- de garanties de capacités de production électrique.

EDF Trading intervient également sur les marchés non régulés d'Amérique du Nord dans le cadre de son activité de commercialisation.

Les activités d'optimisation et de *trading* de GNL sont réalisées au travers de la participation dans Jera Global Markets, co-détenue par Jera.

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), en tant que fournisseur d'électricité (EDF SA, Électricité de Strasbourg) et en tant qu'acheteur de pertes (Enedis et Électricité de Strasbourg).

Au vu des risques induits par la crise sanitaire sur la sécurité d'approvisionnement en électricité de l'hiver 2020-2021 et pour maximiser l'utilité et l'efficacité du mécanisme de capacité, RTE a adapté exceptionnellement certaines modalités et allégé certaines contraintes réglementaires pouvant peser sur les exploitants de capacité souhaitant augmenter leur disponibilité (notamment, suppression des frais de rééquilibrage à la hausse ou de certification tardive).

Dans ce contexte, RTE a communiqué une synthèse des éléments de transparence disponibles le 18 septembre 2020 sur le mécanisme de capacité pour permettre aux acteurs d'apprécier la situation sur l'équilibre entre l'offre et la demande en garanties de capacité sur le mécanisme pour les prochaines années.

En outre, RTE a proposé deux nouvelles sessions de rééquilibrage pour l'année 2020 et apporté des évolutions à l'Appel d'Offres Effacement 2021 pour le rendre plus attractif : les volumes proposés et retenus ont doublé ; une prime a été ajoutée pour les capacités en mesure d'être présentes dès novembre 2020.

L'année 2020 a été marquée par une forte hausse des prix de la capacité sur les années 2020 et suivantes à partir de la session de juin. Cela s'explique principalement par la prise en compte par les acteurs du risque de moindre disponibilité du parc pour les périodes de pointe dans le contexte lié à la crise Covid-19 (voir note 1.4.1).

Les Prix de Référence Marché pour 2017, 2018, 2019 et 2020 se sont ainsi respectivement établis à 10,0 €/kW, 9,3 €/kW, 17,4 €/kW et 19,5 €/kW. Pour l'année de livraison 2021, les six sessions de marché 2020 (mars, avril, juin, septembre, octobre, décembre) ont révélé par ordre chronologique les prix suivants : 19,5 €/kW, 19,2 €/kW, 47,4 €/kW, 29,5 €/kW, 32,7 €/kW, et 39,1 €/kW.

L'année de livraison 2022 a été également ouverte aux enchères en 2020. Les quatre sessions de marché ont révélé par ordre chronologique les prix suivants : 16,6 €/kW ; 38,9 €/kW ,18,1 €/kW et 18,2 €/KW.

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 ; par ailleurs, l'ARENH, bien qu'inchangée dans son niveau depuis sa mise en place, est réputée intégrer 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 exploitants d'installations, en cas de capacité effective inférieure à la capacité certifiée, une position passive (charge à payer ou provision) est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire pour couvrir cette insuffisance (rééquilibrage ou mécanisme de règlement des écarts) ;
- 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, vise à sécuriser l'approvisionnement en électricité en assurant une rémunération aux producteurs pour leurs capacités de production fiables, en sus du chiffre d'affaires généré par leurs ventes d'électricité, afin de toujours couvrir les besoins en énergie. Il 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 été retenus aux enchères 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 enregistrée en achats d'énergie 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 de suspension 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 75k €/MW pour les nouvelles installations et 33k €/MW pour les capacités existantes. Edison n'a participé à aucune enchère en 2020.

La prime fixe est 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 l'installation.

5.1.1 Evolutions réglementaires en France

Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRV – Tarifs bleus)

Conformément à l'article 337-4 du Code de l'énergie, des tarifs réglementés de ventes d'électricité (TRV) sont fixés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Dans ses décisions du 18 mai et du 3 octobre 2018, le Conseil d'État a 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.

Conformément à la directive 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, la loi Energie et Climat du 8 novembre 2019 autorise le maintien des TRV au seul bénéfice 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 loi Energie et Climat qui organise la fin partielle des TRV pour les clients non résidentiels, de même que les arrêtés associés, sont présentés dans la note 4 des comptes consolidés au 31 décembre 2019.

L'année 2020 a été marquée par la mise en œuvre des textes de loi, en particulier en termes :

- d'identification de l'éligibilité ou non des clients au TRV ;
- de la mise à dispositions de données auprès des autres fournisseurs ; et
- d'informations auprès des clients non éligibles sur la date de fin de leur contrat au TRV et leur obligation de signer auprès du fournisseur de leur choix une offre de marché prenant effet au plus tard le 1er janvier 2021. A défaut, ces clients acceptent la bascule automatique dans une offre de marché validée par la CRE chez leur fournisseur actuel.

Mouvements tarifaires

Conformément à l'article L. 337-4 du Code de l'énergie, la Commission de Régulation de l'Énergie 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 16 janvier 2020, la CRE a proposé 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 TRV constaté pendant l'année 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.

Dans une délibération du 2 juillet 2020, compte tenu de l'évolution du TURPE applicable au 1er août 2020 et en application du code de l'énergie, la CRE a proposé une augmentation de 1,54 % TTC (soit 1,82 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 1,58 % TTC (soit 1,81 % HT) des tarifs bleus non résidentiels. Cette proposition de la CRE a été confirmée par une décision tarifaire du 29 juillet 2020, publiée au Journal officiel le 31 juillet 2020 et mise en œuvre le 1er août 2020.

Dans une délibération du 14 janvier 2021, la CRE a proposé une augmentation de 1,61 % TTC (soit 1,93 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 2,61 % TTC (soit 3,23 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1er février 2021. Cette proposition de réévaluation du niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité par la CRE tient compte en particulier de l'augmentation du coût d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité, de l'ajustement du rattrapage des écarts entre coûts et recettes des TRV des années 2019 et 2020, de l'évolution des coûts commerciaux liés aux prévisions d'impayés en 2021 notamment dans le contexte de la crise sanitaire et à l'ajustement des coûts de commercialisation sur le périmètre des clients non résidentiels restant éligibles au tarif réglementé. La proposition de la CRE a été confirmée par les décisions tarifaires du 28 janvier 2021, publiées au Journal officiel le 31 janvier 2021 et mises en œuvre à compter du 1er février 2021.

Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)

Les coûts supportés par les gestionnaires de réseaux Enedis et RTE concernant la gestion des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité sont couverts par les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et

de distribution d'Électricité (TURPE), visés aux articles L. 341-2 et suivants du Code de l'énergie.

Ces tarifs s'appliquent aux utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution ou de transport.

La fixation des TURPE transport et distribution est validée par le Ministère de la Transition Ecologique sur la base de délibération motivée transmise par la CRE.

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 du 1er août 2017 au 31 juillet 2021.

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 intègre entre autres facteurs la mise en œuvre de la décision d'annulation partielle du Conseil d'État du 9 mars 2018. La méthodologie d'élaboration, la trajectoire de charges d'exploitation, les principes de régulation incitative, le cadre de régulation applicable à Linky n'étaient pas concernés par cette délibération.

La CRE a publié deux délibérations portant décision sur le TURPE 6 Transport (HTB) et le TURPE 6 Distribution (HTA- BT) le 21 janvier 2021, après avis favorable du Conseil supérieur de l'énergie. Ces tarifs s'appliqueront du 1er août 2021 au 31 juillet 2025.

TURPE 5 Transport

Le 6 juin 2019, la CRE a adopté une délibération portant décision sur le TURPE 5 HTB et son évolution au 1er août 2019. 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[1]).

Le 14 mai 2020, la CRE a adopté une délibération ayant pour objet de faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 HTB de - 1,08 % au 1er août 2020. Cette baisse résulte de la prise en compte d'une augmentation de l'inflation de 0,92 % compensée par une diminution de 2 % au titre de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).

TURPE 6 Transport

Dans la délibération n° 2021-12 du 21 janvier 2021, pour rémunérer la base d'actifs régulés (BAR), la CRE retient un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 4,6 % nominal avant impôts, contre 6,125 % pour le TURPE 5. L'évolution tarifaire s'établirait, en moyenne, à + 1,09 % au 1er août 2021 et à + 1,57 % par an sur l'ensemble de la période tarifaire, sur la base d'une hypothèse d'inflation moyenne sur la période de 1,07 % par an. La délibération de la CRE portant décision sur le tarif TURPE 6 Transport a été publiée le 21 janvier 2021.

TURPE 5 bis Distribution

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.

Dans sa délibération du 20 mai 2020, la CRE a adopté une délibération ayant pour objet de faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 bis HTA-BT de + 2,75 % au 1er août 2020. Cette évolution tient compte de + 0,92 % au titre de l'inflation, de + 1,85 % au titre de l'apurement du CRCP et de - 0,02 % au titre de la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018.

TURPE 6 Distribution

Dans la délibération n° 2021-13 du 21 janvier 2021, la CRE fixe la marge sur actif à 2,5 % (inchangé par rapport au TURPE 5 bis) et la rémunération additionnelle des capitaux propres régulés à 2,3 % (contre 4 % pour le TURPE 5 bis, principalement du fait de la baisse des taux de marché et du taux d'impôt sur les sociétés). L'évolution tarifaire moyenne s'établirait à + 0,91 % au 1er août 2021 et à + 1,39 % en moyenne par an sur l'ensemble de la période tarifaire, sur la base d'une hypothèse d'inflation moyenne sur la période de 1,07 % par an. La délibération de la CRE portant décision sur le tarif TURPE 6 Distribution a été publiée le 21 janvier 2021.

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 délibération le 18 janvier 2018, reprenant 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.

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

Cette délibération confirme le principe de commissionnement identique pour tous les fournisseurs commercialisant des offres de marché en contrat unique. Seuls les tarifs réglementés électricité donnent 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 par ailleurs 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 devant le Tribunal de commerce de Paris est toujours en cours.

Fonds de Péréquation de l'Électricité

Le TURPE HTA-BT, qui est identique quel que soit le gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité, est déterminé à partir du niveau prévisionnel de charges supportées par Enedis, sous réserve que ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace, ainsi que des prévisions concernant le nombre de consommateurs raccordés aux réseaux d'Enedis, leur consommation et leur puissance souscrite.

Ce tarif ne permettant pas toujours la prise en compte des spécificités de certaines zones de desserte, le fonds de péréquation de l'électricité (FPE) a pour objet de compenser l'hétérogénéité des conditions d'exploitation de ces réseaux. Le code de l'énergie dispose qu'il est procédé à une péréquation des charges de distribution d'électricité en vue de répartir entre les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité les charges résultant de leur mission d'exploitation des réseaux publics. Un décret et un arrêté ministériels définissent une formule normative de calcul de cette péréquation applicable aux différents gestionnaires de réseau de distribution, sont donc concernés au sein du Groupe EDF, Enedis, Electricité de Strasbourg et SEI.

La CRE a publié ses délibérations du 23 juillet 2020 fixant la dotation définitive au titre du Fonds de Péréquation de l'Electricité pour SEI, Electricité de Mayotte et Gérédis, les 3 opérateurs ayant choisi l'option basée sur l'analyse de leurs comptes par la CRE. La dotation s'élève ainsi à 198,5 millions d'euros pour SEI au titre de 2020.

L'arrêté du 22 octobre 2020 décrit quant à lui la contribution ou les dotations des différents opérateurs de réseau de distribution au FPE au titre de 2020. La contribution forfaitaire de Strasbourg Electricité Réseaux s'est ainsi élevée à 2,5 millions d'euros et celle d'Enedis à 27,7 millions d'euros.

ARENH

Le dispositif d'Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) est un droit mis en œuvre depuis 2011 pour permettre aux fournisseurs alternatifs d'acheter de l'électricité à EDF pour l'approvisionnement de leurs clients finals, après signature d'un accord-cadre, à un prix régulé et pour des volumes déterminés conformément aux dispositions prévues par le Code de l'énergie. Ce dispositif est aussi accessible aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes.

Le prix de l'ARENH, déterminé par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE, est maintenu à 42 €/MWh depuis janvier 2012 et comprend la livraison de l'électricité et est réputé intégrer des garanties de capacité associées.

Le volume global maximal d'ARENH pouvant être cédé aux fournisseurs qui en font la demande pour couvrir le besoin de leurs clients finals avait initialement été fixé à 100 TWh par an.

Par sa délibération n° 2020-277 du 12 novembre 2020, 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 fixé pour l'année 2021. Cette décision dispose que, en cas de dépassement du volume global maximal d'ARENH au guichet de novembre 2020, l'écrêtement ne s'appliquera qu'aux nouvelles demandes d'ARENH formulées lors du guichet.

Elle prévoit également que 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 et qu'elles 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° 2020-002 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRV), ce mécanisme de l'écrêtement, lorsqu'il est mis en œuvre, conduit ainsi à renforcer le poids de la référence aux prix de marché dans la détermination des tarifs réglementés de vente

(TRV).

Le décret n° 2020-1414 du 19 novembre 2020 a modifié la partie réglementaire du code de l'énergie relative à l'ARENH et à la compensation des charges de service public de l'énergie, en précisant les modalités de répartition, entre les fournisseurs et EDF, du complément de prix acquitté au titre de l'ARENH et en confiant à la CRE la définition des modalités de calcul et de répartition du complément de prix ARENH en cas d'atteinte du plafond. Ce même décret a modifié les dispositions relatives au défaut de paiement en disposant que, dès la première cessation de transfert d'électricité au titre de l'ARENH pour défaut de paiement, l'acheteur ne peut à nouveau bénéficier de la cession de produits au titre de l'ARENH qu'après une durée d'un an.

La loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 a introduit de nouvelles dispositions. Elle augmente le volume global maximal pouvant être cédé dans le cadre de l'ARENH initialement fixé à 100 TWh à 150 TWh à compter du 1er janvier 2020 permettant ainsi 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 volume ni le prix d'ARENH ne seraient modifiés pour l'année 2021.

La demande des fournisseurs (hors filiales EDF) au guichet de novembre 2020 pour livraison 2021 s'est élevée à 146,2 TWh. En application du volume global maximal non modifié, le volume à livrer s'est établi à 100 TWh et la CRE a procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur. À cela s'ajoutent les volumes cédés par EDF à ses filiales *via* les contrats répliquant le dispositif de l'ARENH et les souscriptions au titre des pertes réseau (26,3 TWh).

Dans le contexte de crise sanitaire lié à la pandémie de Covid-19, la CRE a adopté, dans sa délibération n° 2020-071 du 26 mars 2020, des mesures en faveur des fournisseurs bénéficiant du dispositif ARENH consistant, d'une part, à supprimer la pénalité pour demande excessive d'ARENH (terme de complément de prix CP2[1]) pour l'année 2020 et, d'autre part, à mettre en œuvre des modalités de report de paiement des factures ARENH aux fournisseurs qui en feraient la demande, selon les modalités prévues par l'ordonnance n° 2020-316 relative au paiement des factures du 25 mars 2020 et précisées par la délibération de la CRE n° 2020-076 du 9 avril 2020.

En outre, EDF a proposé des facilités de paiement supplémentaires aux fournisseurs de petite taille et en situation de fragilité, dont les modalités d'application ont été établies par la délibération de la CRE n° 2020-076 du 9 avril 2020.

Des contentieux en lien avec l'ARENH ont par ailleurs été initiés par des fournisseurs d'énergie dans le contexte de crise sanitaire. Ils sont décrits en note 1.4.1.

La CRE a proposé dans sa délibération n° 2020-315 du 17 décembre 2020 des évolutions au modèle d'Accord-cadre ARENH afin de tenir compte des modifications figurant dans le décret n° 2020-1414 et a également défini, par ses délibérations n° 2020-277 du 12 novembre 2020 et n° 2020-285 du 2 décembre 2020, les modalités de calcul et de répartition du complément de prix ARENH en cas d'atteinte du plafond.

5.1.2 Composition du chiffre d'affaires

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

(en millions d'euros)	2020	2019[(1)]
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	62 918	65 790
dont ventes d'énergie[(2)]	*43 767*	*46 620*
dont services liés à l'énergie (incluant les prestations d'acheminement[(3)])	*19 151*	*19 170*
Autres ventes de biens et de services	5 201	4 531
Trading	912	1 026
CHIFFRE D'AFFAIRES	**69 031**	**71 347**

[(1)]Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).

[(2)]En 2020, les ventes d'énergie incluent 1 112 millions d'euros de chiffre d'affaires liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre 1 548 millions d'euros en 2019. 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. En 2020, 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 2019, il s'agissait des mêmes secteurs.

[(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. 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 5.2.

1 *Pénalités pour demande excessive d'ARENH.*

Retraité des effets de change et périmètre, le chiffre d'affaires de l'exercice 2020 est en baisse de 3,4 % soit (2,4) milliards d'euros, incluant l'effet de la crise sanitaire pour (2,3) milliards d'euros. Cette évolution du chiffre d'affaires concerne principalement les secteurs Italie (- 21,8 % soit (1,6) milliards d'euros), Autres métiers (- 19,5 % soit (0,4) milliard d'euros), Dalkia (- 8,9 % soit (0,3) milliard d'euros) et le Royaume-Uni (- 1,9 % soit (0,2) milliard d'euros), avec une hausse observée sur le secteur France – Activités de production et commercialisation (+ 0,6 % soit + 0,2 milliard d'euros).

Malgré des effets de la crise sanitaire de (1,1) milliard d'euros, le chiffre d'affaires du secteur France – Activités de production et commercialisation est en hausse de 0,2 milliard d'euros. Cette progression s'explique par des effets prix de l'énergie (incluant les hausses du tarif réglementé de ventes : voir paragraphe relatif aux TRV ci-dessus) ainsi que la hausse des revenus des enchères de capacités (voir paragraphe relatif aux mécanismes de capacité ci-dessus), partiellement compensés par la diminution de la production nucléaire hors effets liés à la crise sanitaire.

La hausse du chiffre d'affaire du secteur France – Activités régulées (+ 0,1 milliard d'euros) est plus particulièrement liée aux évolutions du TURPE 5 du fait des évolutions tarifaires intervenues en 2020 (voir paragraphe relatif aux TRV ci-dessus), dans un contexte de forte diminution des quantités acheminées à la fois en lien avec le climat très doux de 2020, et avec les effets de la crise sanitaire, ces derniers s'élevant à (0,3) milliard d'euros.

La baisse du chiffre d'affaires du secteur Italie observée en 2020 pour (1,6) milliard d'euros s'explique principalement par des effets prix et volumes défavorables sur le gaz estimés à (1,5) milliard d'euros, en lien avec la baisse des prix sur l'ensemble des marchés, mais aussi la douceur du climat, auxquels s'ajoute un effet prix défavorable sur l'électricité estimé à environ (0,2) milliard d'euros.

La diminution du chiffre d'affaires des Autres métiers de (0,4) milliard d'euros provient essentiellement de l'activité gazière GNL affaiblie par la forte baisse des prix de gros et par une diminution de l'utilisation des capacités du Groupe.

Le chiffre d'affaires de Dalkia baisse de (0,3) milliard d'euros dans un contexte défavorable de baisse du prix des énergies et de crise sanitaire (effet de (0,2) milliard d'euros sur le chiffre d'affaires de Dalkia).

Au Royaume-Uni, le chiffre d'affaires est en baisse de (0,2) milliard d'euros, principalement en raison des effets défavorables de la crise sanitaire pour (0,5) milliard d'euros, de la moindre production nucléaire et de la baisse des revenus de capacités, malgré les effets favorables de la hausse des prix de vente réalisés du nucléaire.

5.2 ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE

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

(en millions d'euros)	2020	2019[1]
Achats consommés de combustible – production d'énergie[2]	(10 162)	(11 700)
Achats d'énergie[2]	(14 645)	(15 041)
Charges de transport et d'acheminement	(7 916)	(8 325)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	(22)	(7)
(Dotations) / reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	320	(18)
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	**(32 425)**	**(35 091)**

[1]Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).

[2]En 2020, les achats consommés de combustible et d'énergie incluent respectivement 514 et 1 674 millions d'euros liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre respectivement 417 et 3 117 millions d'euros en 2019. En 2020, 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 2019, il s'agissait des mêmes secteurs.

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

La ligne « achats d'énergie » intègrent les achats effectués dans le cadre du mécanisme des obligations d'achat en France.

5.3 CHARGES DE PERSONNEL

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2020	2019[1]
Rémunérations	(9 024)	(8 914)
Charges de sécurité sociale	(2 020)	(1 951)
Intéressement et participation	(271)	(277)
Autres contributions liées au personnel	(347)	(360)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(219)	(251)
Avantages à court terme	**(11 881)**	**(11 753)**
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(952)	(988)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(944)	(801)
Avantages postérieurs à l'emploi	**(1 896)**	**(1 789)**
Autres avantages à long terme	(155)	(222)
Indemnités de fin de contrat	(25)	(33)
Autres charges de personnel	**(180)**	**(255)**
CHARGES DE PERSONNEL	**(13 957)**	**(13 797)**

[1]Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2)

Retraitées des effets de change et périmètre, les charges de personnel sont en augmentation de 1,1 % par rapport à 2019, principalement sur les secteurs France – activité régulées, EDF Renouvelables et Dalkia.

Les effectifs moyens sont les suivants :

	2020	2019
Statut IEG	95 530	96 818
Autres	65 673	64 704
EFFECTIFS MOYENS	**161 203**	**161 522**

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 3.4.2.1.1 « Effectifs du groupe EDF » du Document d'enregistrement universel.

5.4 AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS

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

(en millions d'euros)	Notes	2020	2019[1]
Subventions d'exploitation	5.4.1	8 305	7 834
Résultat de déconsolidation	5.4.2	221	576
Résultat de cession d'immobilisations	5.4.2	(229)	(188)
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants[2]		(203)	(107)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation		(348)	(54)
Autres produits et charges	5.4.3	(1 963)	(1 374)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS		**5 783**	**6 687**

[1]Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).
[2]Voir les provisions dépréciations des créances clients liées à la crise sanitaire en note 1.4.1.2.

5.4.1 Subventions d'exploitation

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre des charges de service public de l'énergie à compenser au titre de 2020 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), qui se traduit dans les comptes par un produit de 8 081 millions d'euros en 2020 (7 662 millions d'euros en 2019). La créance d'exploitation au 31 décembre 2020 est comptabilisée en autres débiteurs (voir note 13.3.4).

Compensation des charges de service Public de l'énergie (CSPE) (France)

Mécanisme

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 2020 des charges de solidarité au titre du Fonds de Solidarité Logement et au titre de services à destination de clients précaires.

Le financement du mécanisme de compensation des charges de service public était, en 2020, assuré comme suit :

- les charges liées à la transition énergétique, qui correspondaient aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, ainsi qu'au remboursement du déficit de compensation « historique » au 31 décembre 2015 supporté par EDF, étaient 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 prévoyait que le CAS soit abondé par les deux recettes suivantes : 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 a substitué 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 intègrent 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 quatrième loi de finances rectificative pour 2020 a ajusté à la hausse les compensations à verser par l'État en 2020 concernant :

- d'une part, les charges de service public au titre de 2019 (écart total observé entre la reprévision des charges 2019 vu de juillet 2019 et le réalisé 2019 vu de juillet 2020) ;
- d'autre part, les charges de service public au titre de 2020 (écart partiel entre la prévision initiale de juillet 2019 pour 2020 et la reprévision de juillet 2020 pour 2020).

Ces charges ont en effet augmenté en raison de l'augmentation de l'écart entre le prix de marché de l'électricité et le tarif d'obligation d'achat aux producteurs.

5.4.2 Résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent principalement en 2020 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 210 millions d'euros (560 millions d'euros en 2019 comprenant en particulier l'effet de la cession NnG (voir note 3.1.2)).

5.4.3 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, des compléments de rémunérations versés aux producteurs d'énergies renouvelables en France et les pertes relatives aux créances d'exploitation irrécouvrables. L'évolution défavorable des autres produits et charges sur l'année 2020 s'explique principalement par l'évolution de ce complément de rémunération et par le renchérissement des coûts liés aux CEE.

Le complément de rémunération accordé aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables a été introduit par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Ce dispositif de soutien vise à garantir une rémunération raisonnable aux producteurs qui commercialisent directement leur énergie sur les marchés, en compensant l'écart de revenus entre le produit de cette vente et une rémunération de référence. Ce mécanisme vient compléter celui des obligations d'achat.

Ils comprennent également à partir du premier semestre 2020 les produits et charges liés à la fermeture de la centrale de Fessenheim.

Fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim

Conformément à la demande d'abrogation de l'autorisation d'exploiter ainsi qu'à la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, adressées par EDF à la ministre chargée de la Transition écologique et solidaire et à l'Autorité de sûreté nucléaire le 30 septembre 2019, EDF a procédé à l'arrêt du réacteur n° 1 le 22 février 2020 et du réacteur n° 2 le 30 juin 2020.

L'État et EDF avaient signé le 27 septembre 2019 un protocole d'indemnisation 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 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 au maximum suivant la fermeture de la centrale. Un montant de 370 millions d'euros a été reçu le 14 décembre 2020 (voir note 13.5) ;

  Le produit de cette indemnité est 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.

A compter de sa date de découplage du réseau, la centrale de Fessenheim est entrée en phase de fin d'exploitation pendant une période d'environ cinq ans. Durant cette période, les tranches 1 et 2 continueront à être exploitées et maintenues en « Réacteur Complètement Déchargé » (RCD) et en « Réacteur Sans Combustible » (RSC). Un ensemble d'opérations techniques et administratives seront requises.

Les charges et les produits liés à l'arrêt des deux tranches intervenu sur l'année 2020 sont comptabilisés en autres produits et charges opérationnels. Ils comprennent principalement au 31 décembre 2020 :

- des charges à hauteur de 113 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main d'œuvre du site pour 42 millions d'euros, les achats de biens et de prestations de service pour 43 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales pour 28 millions d'euros) ;
- l'indemnisation prévue par le protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 50 millions d'euros enregistrée en subvention d'exploitation, selon les modalités de reconnaissance au compte de résultat explicitées ci-dessus.

Certificats d'économie d'énergie

Principes et méthodes comptables

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.

Mécanisme règlementaire en France

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.

La loi n°2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, a augmenté la durée de la quatrième période, et comporte par ailleurs un chapitre relatif à la lutte contre la fraude aux CEE. Elle vise ainsi à renforcer fortement le nombre et l'efficacité des contrôles, ainsi que les sanctions.

En cas de déficit de certificats en fin de période, l'obligé est exposé à une pénalité libératoire de 15€/MWhc manquant

Pour répondre à ces obligations, le Groupe a tout mis en œuvre pour accroître progressivement sa production de Certificats d'économie d'énergie, tirant notamment parti des opérations « coups de pouce » lancées en début d'année 2019 (aides à l'isolation, 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…).

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

NOTE 6 VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DÉRIVÉS ÉNERGIE ET MATIÈRES PREMIÈRES HORS ACTIVITÉS DE *TRADING*

Principes et méthodes comptables

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.

(en millions d'euros)	2020	2019
VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DERIVES ENERGIE ET MATIERES PREMIERES HORS ACTIVITES DE *TRADING*	(175)	642

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading* passent de 642 millions d'euros en 2019 à (175) millions d'euros en 2020, principalement en lien avec une forte volatilité des prix observés sur le marché des autres commodités et en particulier l'électricité (effet majoritairement prix et non volume) ainsi qu'en lien avec les positions sur le gaz chez Edison.

NOTE 7 AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à (487) millions d'euros au 31 décembre 2020. Ils comprennent principalement les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de préparation de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (397) millions d'euros en 2020. Ces surcoûts sont considérés comme anormaux au sens d'IAS 16 (paragraphe 22) et ne peuvent être inclus dans le coût des immobilisations en cours.

Les autres produits et charges d'exploitation comprennent également 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 (185) millions d'euros au 31 décembre 2019 et comprenaient principalement la charge liée à l'Offre préférentielle Réservée aux Salariés (ORS) pour (30) millions d'euros réalisée sur le premier semestre 2019, 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.

NOTE 8 RÉSULTAT FINANCIER

8.1 COUT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT

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

(en millions d'euros)	2020	2019
Charges d'intérêts sur opérations de financement[1]	(1 699)	(1 801)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	90	(14)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	(8)	(40)
Résultat net de change sur endettement	7	49
COUT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	(1 610)	(1 806)

[1] Les charges d'intérêts sur opérations de financement comprennent en 2020 les intérêts relatifs à la dette locative IFRS 16 de (80) millions d'euros ((85) millions d'euros en 2019).

8.2 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)	2020	2019
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme[1]	(637)	(931)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs[2]	(2 679)	(2 116)
Autres provisions et avances	(417)	(114)
EFFET DE L'ACTUALISATION	(3 733)	(3 161)

[1] Voir note 16.1.3.
[2] Y compris effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 18.1.3).

L'augmentation de la charge de désactualisation sur les provisions nucléaires s'explique par une diminution du taux d'actualisation réel de 20 points de base en 2020 contre 10 points de base en 2019, s'agissant des provisions nucléaires en France.

L'augmentation de la charge de désactualisation sur les « autres provisions et avances » s'explique par des taux d'actualisation sensiblement plus bas qu'au 31 décembre 2019 sur les différentes provisions (contrats onéreux notamment), en lien avec l'évolution de la méthodologie de détermination des taux d'actualisation, faisant intervenir une courbe de taux (voir note 15.1.1.5).

8.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS

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

(en millions d'euros)	2020	2019[1]
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	35	17
Produits / (charges) sur autres actifs financiers (dont prêts et créances)	181	248
Produits / (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres	691	878
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	1 253	2 338
Autres charges financières	(102)	(134)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	(254)	(7)
Produits sur les actifs de couverture	378	523
Intérêts d'emprunts capitalisés	579	740
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	**2 761**	**4 603**

[1] *Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P cédée (voir note 1.4.2).*

Les « produits (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres » incluent principalement sur l'année 2020 :

- des dividendes et des produits d'intérêts sur titres de dettes pour un montant de 518 millions d'euros (740 millions d'euros en 2019) ;
- des plus ou moins-values nettes de cessions réalisées sur les titres de dettes en juste valeur par OCI recyclable pour un montant de 173 millions d'euros (dont 162 millions d'euros sur les actifs dédiés) contre 138 millions en 2019 (dont 136 millions d'euros en 2019 sur les actifs dédiés).

Les autres produits et charges financiers incluent sur l'année 2020, des variations de juste valeur liées aux instruments financiers pour 1 253 millions d'euros. Dans un contexte de marchés très volatiles, notamment en lien avec la crise sanitaire, cette évolution globalement favorable sur l'année s'explique par la variation de juste valeur des titres de dettes et de capitaux propres à hauteur de 1 214 millions d'euros (dont 1 218 millions d'euros au titre des actifs dédiés) et par les variations de juste valeur d'instruments dérivés à hauteur de 39 millions d'euros. En 2019, les variations des instruments financiers en juste valeur par compte de résultat de 2 338 millions d'euros incluaient 2 545 millions d'euros au titre des actifs dédiés.

La diminution des intérêts d'emprunt capitalisés est liée à la suspension de la capitalisation des intérêts intercalaires relatifs à Flamanville 3 entre mars et juillet 2020 (voir note 1.4.1.3).

NOTE 9 IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS

Principes et méthodes comptables

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.

9.1 VENTILATION DE LA CHARGE D'IMPÔT

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

(en millions d'euros)	2020	2019[1]
Impôts courants	(747)	(1 597)
Impôts différés	(198)	65
TOTAL	**(945)**	**(1 532)**

[1] *Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).*

En 2020, la charge d'impôt courant provient des sociétés en France pour (604) millions d'euros et des autres filiales pour (143) millions d'euros (respectivement (1 519) millions d'euros et (78) millions d'euros en 2019).

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

(en millions d'euros)	2020	2019[1]
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	**1 293**	**6 393**
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	32,02%	34,43 %
Charge théorique d'impôt	**(414)**	**(2 201)**
Différences de taux d'imposition[2]	(225)	232
Différences permanentes[3]	6	162
Impôts sans base[4]	(27)	118
Actifs d'impôts différés non reconnus[5]	(288)	156
Autres	3	1
CHARGE RÉELLE D'IMPOT	**(945)**	**(1 532)**
TAUX EFFECTIF D'IMPOT	**73,10 %**	**23,96 %**

[1] *Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).*

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (945) millions d'euros en 2020, correspondant à un taux effectif d'impôt de 73,10 % (contre (1 532) millions d'euros en 2019, correspondant à un taux effectif d'impôt de 23,96 %). La baisse de la charge d'impôt de 587 millions d'euros entre 2020 et 2019 est essentiellement liée à la baisse du résultat avant impôt de 5 100 millions d'euros, générant une charge d'impôt moindre de 1 633 millions d'euros ; à contrario, à la décision défavorable rendue par le Conseil d'Etat en décembre 2020 contestant la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme d'EDF SA pour un impact de 538 millions d'euros dont des actifs d'impôts différés non reconnus pour (361) millions d'euros, en raison de la politique prudente de reconnaissance des impôts différés du Groupe au-delà de 10 ans; à l'effet défavorable de la hausse du taux d'imposition de 17 % à 19 % au Royaume Uni ; et à l'absence d'effet favorable de cession d'actifs en 2020 (Alpiq, NnG en 2019).

Retraité des éléments non récurrents (principalement les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers, les pertes de valeur, les conséquences des contentieux fiscaux, et l'impact du changement de taux d'imposition au Royaume-Uni), le taux effectif d'impôt courant en 2020 est de 19,0 %, contre 18,0 % en 2019.

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

- pour 2020 :
  - [2] l'impact défavorable des différences de taux d'imposition pour 225 millions d'euros, principalement lié à l'augmentation du taux d'imposition au Royaume-Uni de 17 % à 19 % et à l'écart entre les taux applicables à l'impôt courant (32,02 %) et à l'impôt différé en France (28,41 % ou 25,82 %, selon l'horizon de retournement des différences temporaires) ;
  - [4] l'impact économique des contentieux fiscaux, pour (175) millions d'euros, partiellement compensé par l'effet positif de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 162 millions d'euros ;
  - [5] la non-reconnaissance d'actifs d'impôts différés pour (288) millions d'euros, dont (361) millions d'euros au titre des impôts différés constatés sur les contentieux fiscaux (résultant de la déductibilité future des charges dont la déductibilité est provisoirement mise en cause), en raison de la politique prudente de reconnaissance des impôts différés du Groupe au-delà de 10 ans.
- 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.

9.3 VARIATION DES ACTIFS ET PASSIFS D'IMPOTS DIFFÉRÉS

(en millions d'euros)	2020	2019
Impôts différés actifs	557	978
Impôts différés passifs	(2 295)	(1 987)
Impôts différés nets au 1er janvier	***(1 738)***	***(1 009)***
Variation en résultat net	(198)	28
Variation en capitaux propres	(215)	(402)
Écarts de conversion	72	(66)
Mouvements de périmètre[1]	69	(275)
Autres mouvements	45	(14)
IMPOTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	**(1 965)**	**(1 738)**
Dont impôts différés actifs	1 150	557
Dont impôts différés passifs	(3 115)	(2 295)

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

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2020 est liée à hauteur de (238) millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi ((69) millions d'euros sur l'exercice 2019).

9.4 VENTILATION DES IMPÔTS DIFFÉRÉS PAR NATURE

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Impôts différés :		
Immobilisations	(6 194)	(6 141)
Provisions pour avantages du personnel	5 222	5 018
Autres provisions et pertes de valeur	321	561
Instruments financiers	290	74
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	1 172	1 292
Autres	711	333
Impôts différés actifs et passifs	**1 523**	**1 137**
Impôts différés actifs non reconnus	(3 489)	(2 875)
IMPOTS DIFFÉRÉS NETS	**(1 965)**	**(1 738)**

Au 31 décembre 2020, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 3 489 millions d'euros (2 875 millions d'euros au 31 décembre 2019) et se situent principalement en France et aux États-Unis.

En France, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 2 900 millions d'euros (2 091 millions d'euros au 31 décembre 2019) 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 428 millions d'euros (473 millions d'euros en 2019) est principalement liée à un résultat fiscal négatif générant des déficits dont l'expiration se situe entre 2030 et 2037 (concernant les déficits générés avant le 31 décembre 2017), ou à un horizon illimité (concernant les déficits générés après cette date).

Les impôts différés actifs sur déficits reportables et crédit d'impôts activés sont de 584 millions d'euros (543 millions d'euros en 2019) et se situent principalement aux États-Unis pour 151 millions d'euros (197 millions d'euros en 2019), au Royaume-Uni pour 173 millions d'euros (118 millions d'euros en 2019), en France pour 52 millions d'euros (37 millions d'euros en 2019), et en Allemagne pour 47 millions d'euros (26 millions d'euros en 2019). 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 10 ACTIFS IMMOBILISÉS HORS CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

Les différents éléments constituant les actifs immobilisés hors concession de distribution publique d'électricité en France sont les suivants :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2020	dont immobilisations en cours[1]	31/12/2019	dont immobilisations en cours[1]
Goodwill	10.1	10 265	n.a.	10 623	n.a.
Autres actifs incorporels	10.2	9 583	1 581	9 350	1 415
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre et actifs au titre du droit d'utilisation	10.3	92 600	39 460	89 099	34 755
dont actifs au titre du droit d'utilisation	*10.4*	*4 116*	*n.a.*	*4 333*	*n.a.*
Immobilisations en concessions des autres activités	10.5	6 858	574	6 860	1 155
TOTAL DES ACTIFS IMMOBILISÉS HORS CONCESSIONS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE		**119 306**	**41 615**	**115 932**	**37 325**

[1] *Les immobilisations en cours sont présentées en note 10.6.*

10.1 GOODWILL

Principes et méthodes comptables

Détermination des goodwill

En application de la norme IFRS 3 « Regroupements d'entreprises » (voir note 3), 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.

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)/reprises » 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 des 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 10.8.

En 2020, les goodwill portent principalement sur l'entité Framatome pour 1 332 millions d'euros ainsi que sur EDF Energy pour 7 569 millions d'euros. Une répartition par secteur opérationnel est présentée en note 4.1.

Les variations des goodwill sur les exercices 2020 et 2019 sont détaillées ci-dessous :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Valeur nette comptable à l'ouverture	**10 623**	**10 195**
Acquisitions	139	66
Cessions	-	-
Pertes de valeur (note 10.8)	(31)	(57)
Écarts de conversion	(439)	392
Autres mouvements	(27)	27
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLOTURE	**10 265**	**10 623**
Valeur brute à la clôture	11 032	11 418
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(767)	(795)

En 2020, les variations observées sont liées principalement à :

- l'acquisition de Pod Point par EDF Energy pour 74 millions d'euros, entreprise spécialisée dans la charge pour véhicules électriques au Royaume-Uni ;
- la première consolidation d'Energy2market pour 37 millions d'euros ;
- des écarts de conversion pour (439) millions d'euros, principalement du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

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.

10.2 AUTRES ACTIFS INCORPORELS

Principes et méthodes comptables

Généralités

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués :

- des logiciels amortis linéairement sur leur durée d'utilité, y compris les contrats SaaS (*Software as a Service*) qui, par exception, ne seraient pas considérés comme des contrats de prestations de services et comptabilisés en charges. Pour être enregistrés en immobilisations, les contrats SaaS doivent conférer un droit de contrôle à l'utilisateur, en plus d'un accès au logiciel pour une durée déterminée ;
- des frais de recherche et développement remplissant les critères d'inscription à l'actif de la norme IAS 38 amortis linéairement sur leur durée d'utilité prévisible ;
- 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 (conformément à IFRS 6 « Prospection et évaluation de ressources minérales ») ;
- 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 10.5) ;
- 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 ;
- des coûts incrémentaux d'obtention ou de renouvellement des contrats clients, amortis sur la durée moyenne des contrats clients ;
- des actifs incorporels liés à la réglementation environnementale.

Actifs liés à la réglementation environnementale

Ils comprennent les droits d'émission de gaz à effet de serre et les certificats d'énergie renouvelable acquis (voir notes 20.1.1 et 20.1.2).

Droits d'émission de gaz à effet de serre

La directive européenne 2003/87/CE établit un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) 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.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de cette directive sont : EDF, EDF Energy, Edison, Dalkia, et 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 sont comptabilisés en immobilisations incorporelles, « 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).

A chaque clôture, une provision est constatée lorsque les estimations d'émissions de l'exercice pour une entité sont supérieures aux droits détenus ou acquis à terme, déduction faite des éventuelles ventes à terme (voir note 17.2).

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 à la clôture et non vendus à terme est supérieur au nombre de droits 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.

Certificats d'énergie renouvelable (certificats verts)

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'attribution d'un tarif de vente spécifique pour cette production d'origine renouvelable (dispositif en vigueur en France et en Italie) ;
- un dispositif de certificats d'énergie renouvelable à restituer par les fournisseurs d'énergie (dispositif en vigueur au Royaume-Uni (« Renewable Obligation Certificates ») et en Belgique (« Certificats Verts »).

Dans cette deuxième situation, le Groupe a retenu le traitement comptable suivant :

- les certificats obtenus sur la base de la production réalisée ne font pas l'objet d'une comptabilisation dans la mesure où leur coût est nul ;
- les certificats acquis sont comptabilisés en immobilisations incorporelles dans la ligne « Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts » ;
- une provision est constituée pour matérialiser l'obligation de restitution des certificats. Elle est évaluée en tenant compte successivement du coût des certificats obtenus (d'une valeur nulle) et de ceux déjà acquis (au comptant ou à terme), du prix des certificats restant à acquérir, valorisés prix de marché, et le cas échéant du prix de marché ou du prix de la pénalité pour le solde. Cette provision est soldée lors de la restitution des certificats (voir note 17.2).

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

(en millions d'euros)	31/12/2019	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre[2]	Autres mouvements	31/12/2020
Logiciels	5 295	850	(155)	(62)	11	31	**5 970**
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	504	-	-	-	-	-	**504**
Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts	474	2 056	(1 752)	(13)	-	4	**769**
Autres immobilisations incorporelles	7 919	421	(327)	(44)	(332)	(91)	**7 546**
Immobilisations incorporelles en cours[1]	1 415	175	(4)	(7)	-	2	**1 581**
Valeurs brutes	**15 607**	**3 502**	**(2 238)**	**(126)**	**(321)**	**(54)**	**16 370**
Logiciels	(2 963)	(775)	153	45	(7)	(22)	**(3 569)**
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	(191)	(25)	-	-	-	-	**(216)**
Autres immobilisations incorporelles	(3 103)	(528)	317	26	272	14	**(3 002)**
Amortissements et pertes de valeur	**(6 257)**	**(1 328)**	**470**	**71**	**265**	**(8)**	**(6 787)**
VALEURS NETTES	**9 350**	**2 174**	**(1 768)**	**(55)**	**(56)**	**(62)**	**9 583**

[1] Les flux d'augmentation des immobilisations incorporelles en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service. Les immobilisations en cours sont présentées en note 10.6.
[2] Les mouvements de périmètre concernent essentiellement le reclassement en actifs détenus en vue de leur vente des immobilisations de la société Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG) détenue par Edison (voir note 3.2).

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles comprend au 31 décembre 2020 :

- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants respectivement de 945 millions d'euros et 489 millions d'euros ;
- la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour des montants respectivement de 141 millions d'euros et 1 209 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 288 millions d'euros.

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (85) millions d'euros a été enregistrée en 2020 ((47) millions d'euros en 2019).

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 518 millions d'euros en 2020 (523 millions d'euros en 2019).

10.3 IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION, AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE

Principes et méthodes comptables

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 15) ;
- pour les installations de production nucléaire, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers cœurs (voir note 15).

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.

Mode et durée 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 :

- installations de production nucléaire 40 à 50 ans
- installations éoliennes et photovoltaïques 20 à 25 ans
- centrales thermiques à flamme (principalement CCGT-cycles combinés gaz) 25 à 45 ans
- installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation) 20 à 60 ans
- autres installations générales 10 à 20 ans

Les valeurs nettes des immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	Augmentation	Diminution	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre[1]	Autres mouvements[2]	31/12/2020
Terrains et constructions	**13 797**	479	(89)	(62)	-	(34)	**14 091**
Installations production nucléaire	**75 213**	3 723	(1 778)	(631)	-	802	**77 329**
Installations productions thermique et hydraulique	**18 486**	330	(341)	(185)	1	(125)	**18 166**
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	**21 316**	1 599	(559)	(812)	(1 042)	118	**20 620**
Actif au titre du droit d'utilisation [3]	**5 355**	479	-	(48)	(21)	(32)	**5 733**
Immobilisations en cours[4]	**34 959**	5 362	(30)	(850)	12	162	**39 616**
Valeurs brutes	**169 126**	**11 972**	**(2 797)**	**(2 588)**	**(1 050)**	**891**	**175 555**
Terrains et constructions	**(7 518)**	(406)	67	10	5	(1)	**(7 843)**
Installations production nucléaire	**(49 345)**	(3 522)	1 696	337	-	481	**(50 353)**
Installations productions thermique et hydraulique	**(12 765)**	(1 352)	339	178	-	150	**(13 450)**
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	**(9 173)**	(1 293)	519	309	143	(41)	**(9 536)**
Actif au titre du droit d'utilisation[3]	**(1 022)**	(697)	-	5	2	95	**(1 617)**
Immobilisations en cours[4]	**(204)**	(40)	3	6	(7)	86	**(156)**
Amortissements et pertes de valeur	**(80 027)**	**(7 310)**	**2 624**	**845**	**143**	**770**	**(82 955)**
VALEURS NETTES	**89 099**	**4 662**	**(173)**	**(1 743)**	**(907)**	**1 661**	**92 600**

[1]Les mouvements de périmètre concernent essentiellement EDF Renouvelables.
[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 707 millions d'euros (voir note 15.1) et EDF Energy pour 322 millions d'euros (voir note 15.2).
[3]Les actifs au titre du droit d'utilisation sont présentés en note 10.4.
[4]Les flux d'augmentation des immobilisations en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service. Les immobilisations en cours sont présentées en note 10.6.

Les variations observées sur les immobilisations de production du domaine propre incluent un impact lié aux écarts de conversion pour (1 093) millions d'euros, du fait de l'appréciation de l'euro par rapport à la livre sterling.

Durées d'amortissement des centrales à charbon en France

Dans le contexte de la Loi Energie et Climat du 8 novembre 2019, les dates de fin d'amortissement des deux centrales à charbon du Havre et de Cordemais ont été modifiées au 1er juin 2019, sur la base d'une fermeture de la centrale du Havre au 1er avril 2021 et d'une poursuite de la centrale de Cordemais jusqu'en 2026 prenant en considération une reconversion à la biomasse dans le cadre du projet Ecocombust. La date pour Cordemais est susceptible d'être modifiée ultérieurement en fonction des décisions sur ce projet, qui est toujours en cours d'examen en lien avec les pouvoirs publics. Cette modification des dates de fin d'amortissement conduit à constater un amortissement accéléré par rapport à la durée d'amortissement précédente évalué à 250 millions d'euros sur l'année 2020 (141 millions d'euros en 2019).

10.4 ACTIFS AU TITRE DU DROIT D'UTILISATION

Principes et méthodes comptables

Selon la norme IFRS 16, applicable à compter du 1er janvier 2019, 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.

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 applique les exemptions 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 21.1.1, 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 inférieure à 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).

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.

10.4.1.1 Variation des actifs au titre du droit d'utilisation

(en millions d'euros)	31/12/2019	Augmentations[1]	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements[2]	31/12/2020
Terrains et constructions	**4 520**	283	-	(31)	(32)	**4 740**
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	**835**	196	-	10	(48)	**993**
Valeurs brutes	**5 355**	**479**	**-**	**(21)**	**(80)**	**5 733**
Terrains et constructions	**(541)**	(555)	-	2	39	**(1 055)**
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	**(481)**	(142)	-	-	61	**(562)**
Amortissements et pertes de valeur	**(1 022)**	**(697)**	**-**	**2**	**100**	**(1 617)**
VALEURS NETTES	4 333	(218)	-	(19)	20	4 116

[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 ainsi que les écarts de conversion.

10.4.1.2 Les impacts au compte de résultat

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)	2020	2019
Revenus en provenance des sous-locations	56	73
Charges au titre des loyers variables	(46)	(45)
Charges au titre des locations à court terme ou dont le bien sous-jacent est de faible valeur	(106)	(167)
Résultats de cessions-bails	-	-
Excédent brut d'exploitation	**(96)**	**(139)**
Dotations aux amortissements des actifs au titre du droit d'utilisation	(697)	(660)
Résultat d'exploitation	**(793)**	**(799)**
Charges d'intérêts sur l'obligation locative	(80)	(85)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	**(873)**	**(884)**

10.4.1.3 Décaissements relatifs aux contrats de location

(en millions d'euros)	2020	2019
TOTAL DES DECAISSEMENTS RELATIFS AUX DETTES LIEES A L'OBLIGATION LOCATIVE	(795)	(790)

Les décaissements relatifs aux dettes liées à l'obligation locative sont principalement composés du remboursement du nominal pour 719 millions d'euros en 2020 (721 millions d'euros en 2019).

10.5 IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS (HORS CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE)

Principes et méthodes comptables

La comptabilisation de contrats de concessions prend en compte la nature des contrats et leurs stipulations contractuelles.

Concessions en France

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

- Les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) (voir note 11) ;
- Les concessions d'énergie hydraulique, dont le concédant est l'Etat ;
- Les concessions de production et distribution de chaleur, dont les concédants sont des collectivités publiques.

Concessions d'énergie hydraulique

Les contrats de concession d'énergie hydraulique relèvent d'un cahier des charges-type approuvé par décret. Les immobilisations concédées comprennent, pour les concessions accordées avant 1999, les seuls ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines …) et, pour les autres concessions, les ouvrages de production hydraulique et les ouvrages d'évacuation d'électricité (alternateurs…).

D'une durée de 75 ans, la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans. En revanche, pour 18 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 », instauré 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).

Les contrats de concession ne relevant pas de l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services », les actifs utilisés, qu'il s'agisse des biens concédés ou biens propres, sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » pour leur coût d'acquisition.

Les principales durées d'amortissement sont les suivantes :

- barrages hydroélectriques 75 ans
- matériel électromécanique des usines hydroélectriques 50 ans

Concession de production et de distribution de chaleur, dont les concédants sont des collectivités publiques

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 « autres actifs incorporels » conformément à l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services ».

Les installations des concessions sont généralement composées de :

- chaufferies
- réseaux
- extensions de réseau
- raccordements au réseau
- et parfois une cogénération.

Les actifs incorporels sont amortis de manière linéaire sur la durée des contrats de concessions qui est comprise généralement entre 15 et 25 ans.

Les installations sont situées quasi exclusivement en France.

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.

Les valeurs nettes des immobilisations en concessions des autres activités se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	Augmentations	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2020
Terrains et constructions	**1 528**	137	(9)	(16)	-	**1 640**
Installations productions thermique et hydraulique	**11 021**	718	(23)	29	(34)	**11 711**
Autres	**651**	36	(11)	(2)	3	**677**
Immobilisations en cours[(1)]	**1 213**	(528)	(5)	(30)	(60)	**590**
Valeurs brutes	**14 413**	**363**	**(48)**	**(19)**	**(91)**	**14 618**
Terrains et constructions	**(956)**	(34)	9	1	-	**(980)**
Installations productions thermique et hydraulique	**(6 081)**	(272)	19	24	28	**(6 282)**
Autres	**(458)**	(36)	11	-	1	**(482)**
Immobilisations en cours[(1)]	**(58)**	-	-	-	42	**(16)**
Amortissements et pertes de valeur	**(7 553)**	**(342)**	**39**	**25**	**71**	**(7 760)**
VALEURS NETTES	**6 860**	**21**	**(9)**	**6**	**(20)**	**6 858**

[(1)]Les flux d'augmentation des immobilisations en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service. Les immobilisations en cours sont présentées en note 10.6.

Les immobilisations en concessions des autres activités comprennent au 31 décembre 2020 les immobilisations concédées principalement situées en France et en Italie (production hydraulique hors distribution publique d'électricité).

10.6 IMMOBILISATIONS EN COURS

(en millions d'euros)	2020	2019
Autres actifs incorporels en cours	1 581	1 415
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre en cours	39 460	34 755
Immobilisations en concessions des autres activités en cours	574	1 155
IMMOBILISATIONS EN COURS	**41 615**	**37 325**

Autres actifs incorporels

Les autres actifs incorporels en cours au 31 décembre 2020 comprennent notamment les études relatives à EPR 2 pour 577 millions d'euros (414 millions d'euros au 31 décembre 2019).

Le projet de PPE publié le 25 janvier 2019 par le ministère de la Transition Ecologique et Solidaire (MTES) indique 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 et que 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. Le Groupe est pleinement mobilisé dans l'instruction et la préparation de ce dossier sur l'ensemble de ses composantes, en lien avec les pouvoirs publics.

Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre

Au 31 décembre 2020, les immobilisations de production, autres immobilisations corporelles en cours du domaine propre incluent notamment :

- Les investissements relatifs au réacteur EPR de Flamanville 3 pour 14 565 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 3 291 millions d'euros (13 653 millions d'euros au 31 décembre 2019, incluant des intérêts intercalaires pour 3 028 millions d'euros). Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2020 est de 14 792 millions d'euros, comprenant également un montant de 208 millions d'euros[1] en immobilisations mises en service, voir note 10.3).

  Ce montant immobilisé de 14 792 millions d'euros comprenant les intérêts intercalaires capitalisés, 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 466 millions d'euros ;
  - ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 691 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 277 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 2020 de 10 318 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.

  Dans son rapport sur la filière EPR de juillet 2020, la Cour des comptes indique que selon ses calculs, aux coûts de construction communiqués par EDF de 12,4 milliards d'euros$_{2015}$ s'ajouteront des coûts complémentaires qui pourraient atteindre 6,7 milliards d'euros$_{2015}$, dont environ 4,2 milliards d'euros de frais financiers. Comme indiqué ci-dessus, au 31 décembre 2020, les coûts financiers capitalisés s'élèvent à 3,3 milliards d'euros et les autres coûts capitalisés au titre du projet s'élèvent à 1,2 milliard d'euros.

  Les surcoûts exceptionnels induits par la nécessité de reprendre les soudures de traversée du circuit secondaire principal sont pour leur part enregistrés en autres produits et charges d'exploitation, pour un montant de 397 millions d'euros en 2020 (voir note 7).

- Les investissements relatifs à Hinkley Point C pour 13 586 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 518 millions d'euros (10 942 millions d'euros au 31 décembre 2019 incluant des intérêts intercalaires pour 318 millions d'euros). Ce projet fait l'objet d'un montant d'investissement sur 2020 de 2 868 millions d'euros.
- Les études relatives à Sizewell C pour 324 millions d'euros (219 millions d'euros en 2019).

Investissements en immobilisations corporelles et incorporelles

Les immobilisations corporelles en cours de production du domaine propres augmentent de 4 705 millions d'euros du fait d'un niveau d'investissement en 2020 significativement plus élevé que le montant de mises en service effectuées sur l'exercice (voir note 10.3). Les investissements en immobilisations corporelles et incorporelles réalisés en 2020 (voir note 10.7) concernent principalement :

- le secteur France – Production et Commercialisation pour 5 361 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 3 679 millions d'euros, avec des investissements principalement relatifs à la production nucléaire ;
- le secteur EDF Renouvelables pour 1 991 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.

Descriptifs des principaux projets en cours et investissements de la période

Grand Carénage

EDF mène depuis 2014 le programme Grand Carénage, qui vise à améliorer la sûreté et à poursuivre le fonctionnement des réacteurs du parc nucléaire au-delà de 40 ans. Estimé en 2015 à 55 milliards d'euros$_{2013}$ pour la période 2014-2025, il a fait l'objet d'optimisations et de reports et a été évalué en 2018 à 45 milliards d'euros$_{2013}$ soit 48,2 milliards d'euros courants pour cette même période 2014-2025.

Le 29 octobre 2020, EDF a réajusté le coût de ce programme à 49,4 milliards d'euros courants pour la période 2014-2025.

Cette nouvelle estimation intègre essentiellement les premiers enseignements sur les travaux à mener, induits par le processus d'instruction du quatrième réexamen périodique des réacteurs 900 MW, actuellement en cours. Il s'agit d'études, de modifications et d'équipements supplémentaires non prévus initialement et visant à améliorer le niveau de

1 *Soit 292 millions d'euros en valeur brute diminuée de 84 millions d'euros d'amortissements.*

sûreté. Elle intègre également la révision de la durée prévisionnelle de réalisation des arrêts programmés pour maintenance (visites décennales et visites partielles), tirant le retour d'expérience des années précédentes, ainsi que les impacts de la crise sanitaire sur la période 2020-2022 (voir note 1.4.1).

Le programme Grand Carénage se poursuit avec 33 visites décennales réalisées sur les réacteurs 900 MW, 1300 MW et 1450 MW et 55 diesels d'ultime secours mis en exploitation sur 56.

La décision de l'ASN fixant les prescriptions applicables aux réacteurs de 900 MW au vu des conclusions de la phase générique de leur quatrième réexamen périodique est attendue pour fin février 2021.

EPR de Flamanville 3

Rappels relatifs à l'exercice 2019

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 ensuite donné lieu à des échanges avec l'ASN, qui a transmis le 4 octobre 2019 à EDF[5] une lettre relative à la faisabilité technique de ces trois scénarios.

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

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.*

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 surcoûts supplémentaires seront comptabilisés pour l'essentiel en résultat d'exploitation[3] et non en immobilisation et ces coûts affecteront les années 2020, 2021 et 2022.

Développements 2020

Les principaux développements sur le chantier relatifs à 2020 sont les suivants :

La deuxième phase des essais dits « à chaud » débutée le 21 septembre 2019 a été finalisée en février 2020. Ces essais permettent de tester l'installation en conditions normales de fonctionnement.

Dans le contexte de la crise sanitaire et du fait d'un cluster Covid-19 identifié dans la région Manche, les activités sur le site de Flamanville ont été réduites à partir de mi-mars aux seules activités de sûreté, de sécurité des installations et de surveillance de l'environnement (voir note 1.4.1) et avaient progressivement repris depuis le 4 mai 2020 pour revenir à un rythme proche du nominal dès juillet 2020.

Les essais fonctionnels cuve ouverte se sont déroulés avec succès du 21 mai au 25 juin 2020.

Suite à la décision de l'ASN du 8 octobre 2020 qui a autorisé la mise en service partielle de l'EPR, les premiers assemblages de combustible sont arrivés sur site le 26 octobre et sont stockés dans la piscine du bâtiment réacteur.

En parallèle, le processus de remise à niveau des soudures hors traversée situées sur le circuit secondaire principal présentant des écarts de qualité ou ne respectant pas les exigences du référentiel « exclusion de rupture » défini par EDF se poursuit, et plusieurs soudures ont été reprises depuis le mois d'août 2020 suite aux premières autorisations données par l'ASN. Par ailleurs, EDF a décidé d'inclure, dans le périmètre de remise à niveau du circuit secondaire principal, les soudures du circuit d'alimentation en eau des générateurs de vapeur (ARE). La qualification du procédé de réparation des traversées ARE est en cours, avec un objectif d'intervention au second semestre 2021. A ce stade, une centaine de soudures des circuits secondaires sont concernées par des réparations.

En 2020, la revue de l'impact du premier confinement sur le chantier n'a pas amené à modifier les cibles de dates du chargement de combustible et de coût de construction annoncées en octobre 2019 mais a montré que le projet n'a plus de marge, ni en termes de calendrier ni en termes de coûts. Le respect de ces cibles est dépendant de nombreux facteurs et notamment des instructions menées par l'ASN sur les modalités envisagées par EDF pour le traitement des soudures du circuit secondaire principal, et en particulier de la qualification des robots soudeurs pour la reprise des soudures de traversée.

La décision finale de l'ASN relative à l'agrément de l'ensemble du procédé par robots télé-opérés, reportée au premier trimestre 2021, conditionne en effet le début de reprise des soudures de traversées. Ce lot fait partie de ceux qui sont sur le chemin critique de finalisation du chantier de l'EPR dans le calendrier cible. Une nouvelle revue du projet sera réalisée en 2021.

Hinkley Point C

Bien qu'impacté par la crise sanitaire du Covid-19 (voir note 1.4.1), le projet HPC a continué à progresser en 2020, à la fois sur le chantier, sur les plans d'exécution du design et sur la fabrication des équipements. En particulier, le projet a atteint 4 jalons fixés pour 2020 :

- l'installation des premières conduites de sûreté dans l'îlot nucléaire de l'unité 1 ;
- l'achèvement du radier de l'îlot nucléaire de l'unité 2 (étape J0) dans les délais du calendrier initial de 2016 ;
- la fabrication de la bâche d'alimentation en eau du circuit secondaire de l'unité 1 ;
- la finalisation du design des structures internes du bâtiment réacteur de l'unité 1.

D'autres avancées ont été réalisées sur l'Unité 1, en particulier l'achèvement du tunnel d'arrivée d'eau de 3,5 kilomètres et la pose du premier rondeau du *liner* de confinement dans le bâtiment réacteur. Sur l'unité 2, des progrès significatifs ont également été accomplis. Les travaux de l'unité 2 ont été effectués avec environ 12 mois de décalage après l'unité 1.

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) concerne notamment les quatre générateurs de vapeur et le pressuriseur du réacteur EPR de Flamanville 3 - voir communiqué de presse du 9 septembre 2019.*

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.*

Une revue détaillée du calendrier et des coûts a été engagée en 2020 notamment afin de mesurer les impacts de la pandémie à ce jour. Cette revue présente les conclusions suivantes rendues publiques le 27 janvier 2021[1] :

- Le début de production d'électricité par l'Unité 1 est à présent prévu en juin 2026 au lieu de fin 2025 comme annoncé initialement en 2016 ;
- Les coûts à terminaison du projet sont désormais estimés entre 22 et 23 milliards de livres sterling$_{2015}$[2]. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF est par conséquent réestimé entre 7,1 % et 7,2 %[3] ;
- Le risque de report de la livraison (COD) des Unités 1 et 2 est maintenu à respectivement 15 et 9 mois. La réalisation de ce risque, dont le niveau de probabilité reste élevé, 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 de 0,3 %.

Le management du projet a fixé comme objectif la pose du dôme de l'unité 1 fin 2022.

Sizewell C

EDF et CGN ont signé en septembre 2016, en même temps que les contrats relatifs à HPC, les accords relatifs au projet Sizewell C en Angleterre, dans le Suffolk, concernant le développement, la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR d'une capacité totale de 3,2 GW.

Pendant la phase de développement précédant la décision finale d'investissement, la part d'EDF est de 80 % et celle de CGN de 20 %. La décision finale d'investissement pourrait intervenir mi-2022. Ce projet repose sur l'hypothèse que des investisseurs tiers s'engagent très majoritairement et EDF prévoit, à la date de la décision finale d'investissement, de devenir un actionnaire minoritaire avec des droits limités correspondants et de déconsolider le projet à partir de cette date. La capacité à prendre une décision finale d'investissement sur Sizewell C dépendra en particulier de la définition d'un cadre de régulation et d'un modèle de financement adaptés, qui n'ont jamais été mis en œuvre pour un projet de cette envergure en Europe. A ce stade, il n'est pas certain que le Groupe parvienne à cet objectif.

Le développement du projet repose sur une stratégie de réplication du projet HPC qui vise à diminuer les coûts grâce à une baisse des dépenses de construction associée à une réduction des risques. Le projet Sizewell C s'appuierait ainsi sur la technologie EPR (EDF étant en charge du design « Responsable designer »), et bénéficierait du retour d'expérience de HPC.

Les autorités britanniques (« Le Planning Inspectorate ») ont formellement accepté, le 24 juin 2020, d'examiner la demande d'autorisation de construction déposée pour Sizewell C. Le processus d'examen devrait démarrer en avril 2021 ce qui signifie que le Secrétaire d'Etat devrait prendre une décision de permis de construire d'ici avril 2022.

Le 30 juin 2020, Sizewell C a par ailleurs franchi une autre étape importante en déposant auprès du régulateur britannique, l'Office for Nuclear Regulation (ONR), une demande de permis de site nucléaire (Nuclear site licence) afin de construire et d'exploiter la nouvelle centrale.

En parallèle de la parution du livre blanc sur l'énergie (Energy White Paper) publié le 14 décembre 2020, le gouvernement britannique a déclaré qu'il allait entamer des discussions sur le projet Sizewell C sur la base des différentes options envisagées. Il a déclaré qu'il continue à explorer une série d'options de financement pour le nouveau nucléaire, y compris le modèle de financement sur base d'actifs régulés (BAR). En outre, compte tenu de l'ampleur du défi financier, le gouvernement examinera également la possibilité d'un financement public pendant la construction, sous réserve qu'il y ait un bénéfice pour le consommateur et le contribuable.

10.7 INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS

Les investissements incorporels et corporels présentés dans le tableau de flux de trésorerie se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	2020	2019[(1)]
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(1 446)	(1 380)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(15 086)	(15 514)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	525	97
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	**(16 007)**	**(16 797)**

[(1)]Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 liés à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).

1 *Cf. communiqué de presse du 27 janvier 2021. Les informations sont fondées sur l'hypothèse d'un retour progressif à des conditions normales de chantier à compter du deuxième trimestre 2021.*

2 *Rappel des coûts précédemment annoncés dans le Communiqué de presse du 25 septembre 2019 : 21,5 – 22,5 milliards de livres sterling 2015.Coûts nets des plans d'actions opérationnels, 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£ = 1,23€. Coûts déterminés en actualisant l'estimation des coûts du projet en livres sterling courantes avec l'indice du coût de la construction au Royaume Uni (OPI for all new work index).*

3 *Taux de rentabilité prévisionnel d'EDF calculé sur la base d'un taux de change de 1£ = 1,13€, et incluant le mécanisme plafonné et encadré de compensation des surcoûts en place entre les actionnaires du projet. Précédent TRI de 7,6 % à 7,8 % basé sur un taux de change de 1£ = 1.15€.*

10.8 PERTES DE VALEUR / REPRISES

Principes et méthodes comptables

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, d'UGT déterminées au sein d'un sous-groupe correspondant à différents types d'activités (thermique, renouvelable, services) lorsque ces dernières sont gérées indépendamment ou encore d'actifs isolés ;
- 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 ; les pertes de valeur comptabilisées relatives à des goodwill sont irréversibles ;
- 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 de clôture ;
  - 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 de scénarisation mis à jour annuellement. Les prix à 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, Wood Mackenzie ou encore Aurora, 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 de 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.

10.8.1 Pertes de valeur par catégorie d'immobilisations

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

(en millions d'euros)	Notes	2020	2019[1]
Pertes de valeur sur goodwill	10.1	(31)	(57)
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	10.2	(85)	(47)
Pertes de valeur sur actifs corporels	10.3-10.5	(683)	(299)
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		**(799)**	**(403)**

[1]Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).

Pour mémoire, les pertes de valeur enregistrées au 31 décembre 2019 s'élevaient à (403) millions d'euros et concernaient :

- des actifs thermiques pour 127 millions d'euros au Royaume-Uni ;
- différentes UGT de Dalkia (notamment en Pologne), pour 105 millions d'euros ;
- différentes UGT d'EDF Renouvelables (notamment la dépréciation du goodwill d'une entité allemande), pour 49 millions d'euros ;
- des actifs hydrauliques pour 33 millions d'euros et des actifs de services énergétiques pour 27 millions d'euros, détenus par Edison en Italie ;
- d'autres actifs pour un montant cumulé de 62 millions d'euros, dont 24 millions d'euros de projets arrêtés en France.

Des pertes de valeur pour un montant de 73 millions d'euros avaient par ailleurs été comptabilisées au titre des entreprises associées au 31 décembre 2019 (voir note 12).

Les pertes de valeur enregistrées en 2020 s'élèvent à 799 millions d'euros, et sont détaillés ci-après.

10.8.2 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 2020, 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 2020 *(en millions d'euros)*
Royaume-Uni	Goodwill EDF Energy	7 569	6,0 %	-(1)	-
Italie	Marque Edison	945	6,5 %	2,0 %	-
Framatome	Goodwill Framatome	1 332	6,1 %	0,5 %	-
	Marque Framatome	151	6,1 %	0,5 %	-
Dalkia	Goodwill Dalkia	547	4,3 %	1,4 %	-
	Goodwill DES Groom (filiale travaux aux États-Unis)(2)	26	6,1 %	1,5 %	**(26)**
	Marque Dalkia	141	4,3 %	1,4 %	-
Autres pertes de valeur					**(5)**
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DUREE DE VIE INDETERMINÉE					**(31)**

(1) Le test du goodwill d'EDF Energy est effectué sur la durée de vie des actifs industriels, sans projection à l'infini.
(2) Pertes de valeur enregistrées au 30 juin 2020.

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 2020 *(en millions d'euros)*
Royaume-Uni	Actifs nucléaires(1)	Diminution des prix de marché et fermeture anticipée de certaines tranches AGR / moindres niveaux de production projetée	6,0 %	**(621)**
	Actifs de stockage gaz	Investissements réglementaires sur centrales totalement dépréciées	5,4 %	**(13)**
Italie	Actifs hydrauliques(1)	Evolution défavorable des prix de marchés	6,5 %	**(39)**
	Services énergétiques(1)	Rentabilité moindre de certains contrats	6,5 %	**(27)**
EDF Renouvelables	Différentes UGT	Perspectives tarifaires défavorables	3,4 % - 6,6 %	**(36)**
Autres pertes de valeur				**(32)**
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				**(768)**

(1) Pertes de valeur enregistrées essentiellement au 30 juin 2020.

Hypothèses générales

Pour rappel, compte tenu du contexte particulier lié à la crise sanitaire, une approche spécifique avait été retenue pour la clôture semestrielle 2020 afin de tenir compte des conditions macro-économiques (taux d'actualisation), de l'évolution des prix de marché des matières premières et de l'électricité, des premières orientations issues des travaux de cadrage du Plan à Moyen Terme et de la situation spécifique de certaines entités du Groupe. Des pertes de valeur avaient ainsi été enregistrées pour un total de 738 millions d'euros au 30 juin 2020.

Au 31 décembre 2020, le Groupe a retenu la méthodologie usuelle pour la réalisation de ses tests de dépréciation et a notamment procédé à la mise à jour du test annuel pour les goodwills et actifs incorporels, y compris pour ceux qui avaient fait l'objet d'un test au 30 juin 2020.

Prix de l'électricité

Sur l'horizon de marché, les prix *forward* retenus dans les tests correspondent aux prix de marché constatés à la clôture marqués par une diminution importante par rapport aux niveaux de fin 2019

Sur l'horizon long terme, il est rappelé que les tests prennent en compte des courbes de prix issues d'une construction analytique assemblant différentes briques d'hypothèses et des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande dans le cadre d'un processus de scénarisation mis à jour annuellement.

Les courbes de prix long terme du scénario 2020 sont en diminution en début d'horizon (2024-2030) par rapport au scénario 2019, avec une perte de valeur du ruban de l'électricité dans les quatre pays principaux (France, UK, Italie, Belgique), comme cela avait été anticipé dans les tests intermédiaires conduits à fin juin 2020, puis en augmentation dans la plupart des pays sur la période suivante (2030-2040) par rapport au scénario 2019. Cette évolution est expliquée par plusieurs facteurs :

- Les prix à long terme des commodités fossiles, et notamment du gaz en Europe, évoluent à la baisse entre les deux scénarios, en raison d'hypothèses d'offre de GNL revues à la hausse (nombreuses annonces de nouveaux projets d'usines de liquéfaction dans différentes régions du monde), de ressources abondantes et durablement peu chères aux Etats-Unis (gaz non conventionnels et gaz associés), et d'une demande européenne orientée à la baisse sur tout l'horizon sous l'effet des politiques d'efficacité énergétique et du développement des énergies renouvelables ;
- Dans le même temps, la trajectoire sur les prix des quotas de CO_2 dans le cadre du mécanisme de l'ETS (EU Emissions Trading System) est quant à elle revue à la hausse intégrant le projet de l'Union Européenne d'engagements plus contraignants de réduction nette des émissions de gaz à effet de serre, notamment concernant les objectifs pour les années 2030 et 2050 ;
- Des hypothèses actualisées relatives à l'offre et à la demande en électricité mettant en évidence un infléchissement de la demande en électricité à moyen terme (efficacité énergétique accrue et dans une moindre mesure baisse du prix du gaz livré en Europe). Cette tendance se corrige à plus long terme avec une demande orientée à la hausse en lien avec le développement des véhicules électriques et de l'hydrogène électrolytique.

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. A ce titre, les informations communiquées en matière de sensibilité des valeurs aux prix de l'électricité restent appropriées dans le contexte actuel, les effets de la crise étant considérés comme limités au-delà de l'horizon 2025 et la prise en compte des *forwards* permettant de capter les effets sur la croissance à court terme.

Par ailleurs, concernant les hypothèses relatives aux mécanismes de capacité, la rémunération est anticipée en légère hausse par rapport au scénario 2019 dans la majorité des pays européens, en raison de la révision à la baisse de la rentabilité des actifs de production de pointe sur les marchés de vente de l'électricité, en lien notamment avec la révision à la hausse du prix du CO_2. Cette tendance structurelle concerne également la France, mais avec un temps de décalage. En effet, l'arrivée d'ici 2025 de nouvelles capacités en France (notamment EPR de Flamanville, CCG à Landivisiau, premier parc éolien maritime…) permettront au système électrique français de retrouver des marges, avec un effet à la baisse sur le prix de la capacité.

Taux d'actualisation

Les taux d'actualisation retenus pour les tests sont en hausse par rapport au 31 décembre 2019 sur la plupart des pays cœurs en Europe, compte tenu d'une augmentation du *spread* de financement EDF conjuguée à une augmentation de la prime de risque marché. Cette hausse est néanmoins plus mesurée qu'au 30 juin 2020 du fait de la révision du *spread* de financement et de la prise en compte de la baisse des taux sans risque. Au Royaume-Uni, l'évolution du taux d'impôt conduit à un taux d'actualisation stable par rapport au 31 décembre 2019. Pour l'Italie, la prime de risque souverain qui avait été augmentée dès le 30 juin 2020 au regard du contexte spécifique du pays reste en augmentation par rapport à 2019 compte tenu de la volatilité, ce qui conduit à une hausse plus marquée des CMPC. La hausse des principaux CMPC retenus dans le cadre des tests par rapport au 31 décembre 2019 est ainsi de l'ordre de 10 à 20 points de base pour la France et la Belgique et de 40 points de base sur l'Italie. Les résultats des tests font par ailleurs l'objet d'analyses de sensibilité au taux d'actualisation.

Au 31 décembre 2020, les actifs du Groupe sont en grande majorité impactés par le contexte macro-économique présenté ci-avant et les conséquences éventuelles en termes de pertes de valeur avaient été largement identifiées lors de la clôture semestrielle 2020.

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 2020, les investissements nécessaires réalisés pour le site de stockage gaz de

Hole House et Hill Top ont été totalement dépréciés pour un montant de (13) millions d'euros. S'agissant des actifs charbon, la fermeture de la centrale de West Burton A reste anticipée à court terme.

S'agissant de la centrale au gaz de West Burton B (CCGT), la mise à jour du test de perte de valeur bénéficie d'un niveau des *spark spreads* estimé plus favorable sur tout l'horizon par rapport à celui retenu fin 2019. Compte tenu de l'historique de dépréciation de cet actif depuis sa mise en service en 2013, l'excédent calculé dans le cadre du test à cette clôture ne conduit néanmoins pas à l'enregistrement d'une reprise de perte de valeur. La valeur de cet actif est en effet sensible aux variations de prix ; ainsi une variation de 5 % des *spark spreads* aurait un impact d'environ 5 % sur la valeur recouvrable du CCGT West Burton B.

Segment commercialisation

Les hypothèses de marge sur le long terme ont été révisées à la baisse dans le contexte de crise sanitaire en particulier sur le segment BtoB, les niveaux de marge retenus pour le segment BtoC prenaient déjà en compte le contexte concurrentiel et réglementaire sur le marché britannique et en particulier la fin du cap sur le *Standard Variable Tariff* en 2023. Le test a été mis à jour sur la base de ces hypothèses révisées qui conduisent à une diminution de la valeur recouvrable de l'ordre de 40 % par rapport au 31 décembre 2019 et de 20 % par rapport au 30 juin 2020 mais reste supérieure à la valeur à tester. Des analyses de sensibilité ont été menées sur des réductions de marge à long terme plus importantes et des pertes de parts de marché, sans conduire à un risque de perte de valeur, cette UGT ayant par ailleurs des montants d'actifs immobilisés peu significatifs.

Actifs nucléaires (centrales en exploitation)

La valeur recouvrable des actifs nucléaires existants (8 tranches, dont 7 réacteurs avancés refroidis au gaz (AGR) et un réacteur à eau pressurisée (REP)) 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 conformément à la stratégie du Groupe. La mise à jour du test pour cette fin d'année 2020 intègre les décisions de fermeture anticipée des tranches de Hunterston au plus tard le 7 janvier 2022 et Hinkley Point B en juillet 2022 conformément aux communications faites par le Groupe respectivement le 27 août 2020 et le 19 novembre 2020.

Pour rappel, le test réalisé au 30 juin 2020 intégrait un niveau de production du parc ajusté à la baisse pour les années 2021 et 2022 visant à capter les difficultés récentes de production, les risques d'arrêts imprévus et de retard de remise en service des réacteurs sur ces deux années. La mise à jour de ces hypothèses de production conjuguée à l'impact des prix de marché électricité à la baisse, à moyen terme comme à long terme, avait conduit à constater une perte de valeur de 552 millions de livres sterling soit 621 millions d'euros.

Le test mis à jour au 31 décembre 2020 intègre les décisions de fermeture anticipée des deux centrales de Hunterston et Hinkley Point B. Les résultats du test conduisent au maintien de la dépréciation enregistrée lors de la clôture semestrielle 2020.

La valeur recouvrable est sensible aux hypothèses de prix, une variation des prix de +/- 2 % sur tout l'horizon par rapport au scénario retenu dans le test, aurait un impact de +/- 260 millions de livres sterling. Les hypothèses de production retenues ont également une forte influence sur le calcul, une révision des perspectives de +/- 3 % sur tout l'horizon conduirait à une variation de +/- 400 millions de livre sterling sur la valeur recouvrable. Par ailleurs, une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation conduirait à une perte de valeur complémentaire de l'ordre de 300 millions de livres sterling.

Goodwill

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 7,6 milliards d'euros au 31 décembre 2020 (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 des deux EPR d'une durée de vie de soixante ans en cours de construction 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 prix d'exercice du CfD est fixé à 92,50 $£_{2012}$/MWh, et est indexé sur l'inflation britannique par le biais de l'indice des prix à la consommation (CPI) ; Ainsi pour la période d'exploitation sous CfD, les flux futurs de trésorerie intègrent une hypothèse d'inflation à long terme. Pour les vingt-cinq années d'exploitation au-delà de la période du CfD, période pour laquelle il n'existe pas de prévision de prix de marché à long terme de l'électricité au Royaume-Uni, les flux futurs de trésorerie intègrent une hypothèse d'inflation à très long terme pour déterminer les prix de marché de l'électricité, repartant de la dernière année de flux de trésorerie évaluée en fonction du CfD.

Le test réalisé pour la clôture au 31 décembre 2020 tient compte des dernières estimations des coûts du projet HPC, communiqués le 27 janvier 2021, c'est-à-dire de 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 22 et 23 milliards de livres sterling 2015, contre une fourchette comprise entre 21,5 et 22,5 milliards de livres sterling 2015 lors de la précédente revue des coûts de septembre 2019, et le report de la livraison de la tranche 1 à mi 2026. L'amplitude de la fourchette sera fonction de la réussite des plans d'actions opérationnels à mener en partenariat avec les fournisseurs, le test de perte de valeur se positionnant en milieu de fourchette. Les coûts additionnels résultent de la revue détaillée des coûts et du calendrier tenant compte des impacts de la pandémie mesurés à ce jour. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF est désormais estimé entre 7,1 % et 7,2 % (contre une fourchette comprise entre 7,6 % et 7,8 % lors de la précédente revue).

Sur ces bases révisées et tenant compte également des effets défavorables précédemment explicités sur la valeur recouvrable des actifs nucléaires existants ainsi que du segment de la commercialisation, l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable d'EDF Energy reste néanmoins significatif au 31 décembre 2020. 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 du 27 janvier 2021 a maintenu le risque de report de la livraison (*Commercial Operations Date*) à respectivement 15 mois pour la tranche 1 et à 9 mois pour la tranche 2, induisant le cas échéant 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 30 %.

Des sensibilités avec des hypothèses très dégradées ont également été conduites à titre illustratif, par exemple, un décalage de la mise en service complémentaire de 3 ans et un surcoût associé de 3 milliards de livres sterling, conduiraient à une valeur seuil pour la marge du goodwill, toutes choses égales par ailleurs.

Par ailleurs, des analyses de sensibilité ont également été conduites sur les hypothèses d'inflation à long terme retenues pour les revenus HPC sur la durée du CfD et au-delà et ne conduisent pas à mettre en évidence un risque de perte de valeur, toutes choses égales par ailleurs.

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. 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, le test de dépréciation de la marque « Edison », reconnue lors de la prise de contrôle en 2012 pour un montant de 945 millions d'euros, fait annuellement l'objet d'une mise à jour selon la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires et en retenant une prime de risque de 100 points de base dans la détermination du taux d'actualisation. Compte tenu du contexte macro-économique au 30 juin 2020, le test avait été mis à jour et avait mis en évidence une diminution de la valeur recouvrable en lien essentiellement avec l'augmentation du CMPC, sans conduire à enregistrer une perte de valeur. Le test a été mis à jour au 31 décembre 2020, conformément aux pratiques usuelles, et confirme l'absence de perte de valeur. De plus, une étude externe de valorisation de la marque a été réalisée en 2020 et conclut à une valeur d'utilité de la marque supérieure à sa valeur nette comptable. Les tests de sensibilité conduits mettent néanmoins en évidence un risque de perte de valeur d'environ 55 millions d'euros en cas de variation à la hausse de 50 points de base du CMPC.

Concernant les actifs hydrauliques, le test mis à jour au 30 juin 2020 intégrait les diminutions des *forwards* et la hausse du CMPC sur l'Italie, et avait conduit à enregistrer une perte de valeur de (39) millions d'euros. La mise à jour du test au 31 décembre 2020 ne conduit pas à identifier de risque complémentaire. Une variation à la hausse de 50 points de base du CMPC conduirait à enregistrer une perte de valeur complémentaire d'environ (15) millions d'euros. Une diminution des prix de 5 % sur tout l'horizon conduirait à une perte de valeur additionnelle de même ordre.

Concernant les services énergétiques, une perte de valeur d'un montant de (27) millions d'euros dont (23) millions d'euros au 30 juin 2020 a été enregistrée sur les actifs d'Edison Facility Solution en lien notamment avec la diminution des perspectives de rentabilité de certains contrats.

S'agissant des actifs éoliens, la diminution de la valeur recouvrable constatée au 30 juin 2020 principalement du fait de la mise à jour des scénarios de prix est confirmée et s'élève à près de 10 % par rapport au 31 décembre 2019, la marge reste néanmoins significative. Les analyses de sensibilité sur le CMPC (augmentation de 50 points de base) et sur les variations de prix (diminution de 5 %) ne remettent pas en cause les conclusions du test.

Les actifs thermiques bénéficient des investissements à forte rentabilité du fait de la construction des nouveaux CCGT de nouvelle génération Marghera et Presenzano d'une capacité respective de 780 MW et 760 MW à faible impact environnemental (émissions de carbone inférieures de 40 % à la moyenne nationale et réduction de 70 % des émissions

d'oxyde d'azote) et dont la production d'énergie devrait démarrer respectivement en 2022 et 2023. Des tests de sensibilité ont été réalisés sur ces actifs et les résultats montrent qu'une baisse de 10 % des *clean spark spreads* ou une hausse de 50 points de base du CMPC n'entraînerait pas de risque de perte de valeur.

Enfin, les actifs E&P de l'Algérie présentés en activité poursuivie, ont fait l'objet d'un test mis à jour au 31 décembre 2020 tenant compte notamment de la situation des prix des commodités sur le marché. La valeur ainsi déterminée n'a pas donné lieu à constater de perte de valeur complémentaire.

Framatome

Au 31 décembre 2020, le goodwill de Framatome s'élève à 1 332 millions d'euros. Il résulte de l'acquisition par EDF de 75,5 % du capital de Framatome réalisée le 31 décembre 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 tenant compte des différentes activités de Framatome, et fonction de leur profil de risque. La marge du test reste très significative, néanmoins la mise à jour du test au 31 décembre 2020 montre une diminution de la valeur recouvrable par rapport au 31 décembre 2019 principalement en lien avec la hausse du CMPC.

Des analyses de sensibilité ont été conduites sur un niveau de CMPC plus élevé 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.

Les actifs incorporels de Framatome reconnus suite à l'acquisition (technologies, dont EPR, amorties sur une durée moyenne de 15 à 20 ans ; relations clients, amorties sur une durée moyenne de 11 ans, marque) ont été testés sans qu'un risque de perte de valeur ne soit mis en évidence.

EDF Renouvelables

Les actifs d'EDF Renouvelables sont principalement constitués d'UGT bénéficiant de *Price Purchase Agreement* (PPA) avec des revenus contractés sur la plus grande partie de la durée de vie des actifs et, de ce fait, une faible exposition marché.

Sur l'exercice 2020, (36) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisées au titre de différentes UGT d'EDF Renouvelables dont (21) millions d'euros au titre de la dépréciation d'un parc éolien aux Etats-Unis en cours de cession avec un prix attendu inférieur à la valeur des actifs. Les autres pertes de valeur concernent des actifs spécifiques.

Par ailleurs, la loi de finances 2021 publiée au Journal officiel le 30 décembre 2020 prévoit une réduction des tarifs d'achat de l'électricité d'origine solaire relatifs à certains contrats conclus entre 2006 et 2010. EDF Renouvelables détient, seul ou en partenariat, des parcs solaires concernés par cette potentielle révision de tarif pour une capacité totale de 145 MWc nets. Un décret en Conseil d'Etat, pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie, et dont le calendrier de publication n'est pas encore connu, doit préciser les modalités d'application de ces dispositions. Dans l'attente de ces éléments, aucun risque éventuel de perte de valeur ne peut être estimé à ce stade.

Dalkia

Au 31 décembre 2020, le goodwill de Dalkia ressort à 547 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. Pour rappel, le test Dalkia conduit au 30 juin 2020 mettait en évidence une diminution de la valeur recouvrable en lien avec le contexte macroéconomique. La mise à jour du test au 31 décembre 2020 bénéficie de l'amélioration de certains paramètres par rapport au 30 juin 2020, notamment le taux d'actualisation, mais également de l'impact favorable de la diminution des impôts de production prévue dans le cadre du plan de relance. Selon les hypothèses actualisées, la valeur recouvrable retrouve un niveau proche de celui du 31 décembre 2019 et reste très supérieure à la valeur à tester. Les paramètres-clés du test sont l'évaluation 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 141 millions d'euros est évaluée selon la méthode des taux de redevance du chiffre d'affaires. L'actualisation du test au 31 décembre 2020 permet de justifier sa valeur dans les comptes.

Par ailleurs, compte tenu des impacts de la crise sur les filiales travaux, des tests ont été réalisés sur des actifs spécifiques dès le 30 juin 2020 et ont conduit à enregistrer une perte de valeur de (26) millions d'euros sur le goodwill reconnu suite à l'acquisition d'une filiale aux États-Unis. S'agissant de la filiale travaux Imtech, au Royaume-Uni, un test a également été réalisé compte tenu des résultats déficitaires importants constatés sur l'année 2020 sur cette UGT sans mettre en évidence de perte de valeur. Des analyses de valeur seuil ont été réalisées pour s'assurer de la robustesse de ce résultat par rapport aux paramètres retenus.

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 principes et méthodes comptables sur la durée de vie des actifs, avec un CMPC après impôt de 5,2 % au 31 décembre 2020. S'agissant des actifs nucléaires, le Groupe retient l'hypothèse, dans son modèle de référence, d'une durée de vie à 50 ans des centrales en exploitation en cohérence avec sa stratégie industrielle. Il tient également compte des propositions de fermeture anticipée de deux tranches nucléaires 900 MW telles qu'inscrites dans la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Le test tient compte des dernières prévisions concernant Flamanville 3 déterminées fin 2019 c'est-à-dire du calendrier ajusté, avec une date de chargement du combustible fin 2022, et de la réestimation de son 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, principalement liée aux surcoûts exceptionnels pour la réparation des soudures de traversée. Le test prend en compte l'enregistrement de ces coûts anormaux en autres produits et charges d'exploitation et non pas comme actif immobilisé.

Comme au 30 juin 2020, le test de dépréciation réalisé fait ressortir une valeur recouvrable en diminution par rapport au 31 décembre 2019, mais la marge du test reste significative par rapport à la valeur à tester. Le calcul de la valeur recouvrable prend notamment en compte au-delà du contexte macroéconomique défavorable (scénarios de prix à moyen terme et long terme, CMPC), la révision des hypothèses de production d'électricité et l'augmentation du coût du grand carénage, particulièrement en lien avec la crise sanitaire, conformément aux annonces faites par le Groupe, et à l'inverse, les effets favorables du plan de relance sur les impôts de production.

Les hypothèses structurantes du test restent 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.

Autre International – Belgique

La mise à jour du test met en évidence un excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur à tester. La diminution de valeur constatée au premier semestre du fait des scénarios de prix de l'électricité et de l'attrition projetée du portefeuille client, est compensée par une plus forte valorisation de l'éolien en lien avec l'augmentation des capacités.

Pour rappel, concernant les centrales nucléaires opérées par le Groupe ENGIE dont Luminus est propriétaire à hauteur de 10,2 % (soit 419 MW) le test intègre historiquement une durée d'exploitation jusque 2025 au plus tard selon les centrales.

Des analyses de sensibilité sont par ailleurs réalisées pour intégrer un risque de diminution de la durée de vie des concessions hydrauliques, qui ne mettent pas en évidence de risque de perte de valeur à ce titre.

Enfin des pertes de valeur au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 31 décembre 2020 à hauteur de (189) millions d'euros au titre d'actifs charbon en Chine, de participations de Framatome dans des entités intervenant au sein de secteurs très fortement impactés par la crise et de certains actifs non cotés détenus par EDF SA (EDF Invest) au sein des actifs dédiés (voir note 15.1.2).

NOTE 11 CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

Principes et méthodes comptables

Le traitement comptable des concessions de distribution publique d'électricité en France 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.

Conformément aux contrats de concession, le concessionnaire exploite les ouvrages à ses risques et périls sur toute la durée de la concession et assume la majeure partie des risques et avantages, tant techniques qu'économiques sur la durée de vie de l'infrastructure du réseau. Le contrôle des actifs est exercé par le concessionnaire au sens d'IAS 16, et les concédants ne disposent pas des éléments déterminants qui caractérisent le contrôle des infrastructures au sens d'IFRIC 12.

L'enregistrement de l'ensemble des biens de la concession est ainsi porté à l'actif du bilan, quelle que soit la maîtrise d'ouvrage (ouvrages construits ou achetés par les concessionnaires, et ouvrages remis par les concédants) et l'origine du financement, avec au passif l'enregistrement des obligations contractuelles vis-à-vis des concédants.

Les ouvrages relevant de la distribution publique d'électricité construits ou acquis par le concessionnaire sont évalués au coût de production ou d'acquisition :

- la valeur d'entrée à l'actif des immobilisations acquises correspond au coût réel d'achat, y compris les frais directement attribuables engagés pour mettre l'actif en état de fonctionner ;
- le coût de production des biens réalisés 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, qu'il s'agisse des moyens propres engagés directement par l'entreprise ou des facturations de tiers.

Les ouvrages neufs remis par les concédants sont évalués au coût qu'aurait supporté la société si elle les avait elle-même construits.

Au cas particulier des colonnes montantes transférées au réseau public de distribution à titre gratuit, en application de l'article 176 de la loi n° 2018-1021 du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique (loi ELAN), ces immobilisations sont évaluées conformément à l'article 213-4 du PCG à leur valeur vénale.

La contrepartie des biens neufs remis gratuitement par les concédants et des colonnes montantes transférées dans le cadre de la loi ELAN figure au passif du bilan.

Les ouvrages de distribution (canalisations, postes de transformation) sont amortis sur une durée comprise entre 30 et 60 ans, les compteurs et installations de comptage sur une durée de 20 à 30 ans. Selon une périodicité régulière, le Groupe s'assure de la pertinence des principaux paramètres de comptabilisation des immobilisations en concession (durées d'utilité, valeurs de remplacement, mailles de gestion).

Cadre réglementaire des concessions de distribution en France

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.

Par ailleurs, SEI est le concessionnaire chargé du réseau de distribution pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, selon un cadre réglementaire des concessions identique à celui d'Enedis.

De même, Electricité de Strasbourg est le concessionnaire chargé de l'exploitation de réseaux de distribution publique sur une zone limitée dépendant d'un distributeur non nationalisé dans le cadre de la loi du 8 avril 1946.

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, au travers de 421 contrats de concession au 31 décembre 2020. 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.

Conformément à l'accord conclu fin 2017 avec la FNCCR et France urbaine, les négociations en vue du renouvellement des contrats de concession se sont poursuivies dans les territoires au cours de l'année 2020. A fin 2020, 240 contrats ont été conclus selon le nouveau modèle de contrat validé en décembre 2017, dans le cadre de projets de territoires avec des métropoles, des communautés urbaines, des syndicats – départementaux ou intercommunaux – et des communes. Plus des deux tiers des contrats avec des syndicats départementaux et des contrats avec des métropoles ou communes urbaines ont d'ores et déjà été renouvelés selon le nouveau modèle. Ils s'ajoutent aux 42 contrats précédemment renouvelés ou modifiés qui contiennent des stipulations proches de celles du nouveau modèle. L'objectif est de poursuivre les négociations avec les autorités concédantes afin d'avoir renouvelé la quasi-totalité des contrats signés selon d'anciens modèles de contrat d'ici à fin 2021.

11.1 IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

(en millions d'euros)	31/12/2019	Augmentations[1]	Diminutions	Autres mouvements[2]	31/12/2020
Terrains et constructions	**3 061**	177	(18)	(1)	**3 219**
Réseaux	**96 970**	4 383	(465)	11	**100 899**
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	**4 624**	466	(218)	-	**4 872**
Immobilisations en cours[3]	**1 880**	(56)	(1)	5	**1 828**
Valeurs brutes	**106 535**	**4 970**	**(702)**	**15**	**110 818**
Terrains et constructions	**(1 523)**	(74)	15	(10)	**(1 592)**
Réseaux	**(43 724)**	(234)	361	(2 276)	**(45 873)**
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	**(2 875)**	(210)	204	(120)	**(3 001)**
Amortissements et pertes de valeur	**(48 122)**	**(518)**	**580**	**(2 406)**	**(50 466)**
VALEURS NETTES	58 413	4 452	(122)	(2 391)	60 352

[1]Les augmentations comprennent également les remises d'ouvrage par les concédants. En 2020, elles incluent 399 millions d'euros suite à l'intégration des colonnes montantes en application de la loi ELAN.
[2]Les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie des dépréciations des comptes spécifiques de passifs de concessions.
[3]Les flux d'augmentation des immobilisations en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service.

11.2 PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

Principes et méthodes comptables

Les passifs associés aux concessions, 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) :
  - Amortissement du financement du concédant : il s'agit d'une dette du concessionnaire envers le concédant qui se constate au fur et à mesure de l'utilisation du bien ;
  - Provision pour renouvellement : pour les seuls biens renouvelables avant le terme des contrats de concession signés selon le modèle de cahier des charges de 992, et à l'exception des colonnes montantes transférées dans le cadre de la loi ELAN, 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.

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.

Les passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Contre-valeur des biens[1]	52 907	51 085
Financement concessionnaire non amorti	(28 730)	(27 387)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	**24 177**	**23 698**
Amortissement du financement du concédant	15 000	14 389
Provisions pour renouvellement	9 243	9 378
Droits sur biens à renouveler	**24 243**	**23 767**
PASSIFS SPECIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE EN FRANCE	**48 420**	**47 465**

[1]Incluant les participations reçues sur le financement d'immobilisations en concessions pour 108 millions d'euros (131 millions d'euros en 2019).
Au 31 décembre 2020, ce poste inclut 399 millions d'euros suite à l'intégration des colonnes montantes en application de la loi ELAN.

NOTE 12 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES CO-ENTREPRISES

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

(in millions of euros)	Notes	31/12/2020			31/12/2019	
		Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net
Principales participations dans les entreprises associées						
CTE	12.1	50,10	1 378	237	1 417	308
Taishan (TNPJVC)[1]	12.2	30,00	n.c.	n.c.	1 165	13
Autres participations détenues par EDF SA	12.3	n.a.	1 742	-	1 448	59
Participations détenues par EDF Renouvelables	12.3	n.a.	1 198	70	1 063	77
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises	12.3	n.a.	n.c.	n.c.	1 321	62
Sous total			**6 794**	**362**	**6 414**	**519**
CENG (reclassé en actifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente)	3.2	49,99	n.a.	63	n.a.	288
Alpiq (cédée le 28 mai 2019)	3.1.2	n.a.	n.a.	n.a	n.a.	11
Sous total				**63**		**299**
TOTAL			**6 794**	**425**	**6 414**	**818**

n.a. = non applicable
n.c. = non communiqué
[1]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 2020.

12.1 COENTREPRISE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (CTE)

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

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Actifs non courants	19 202	18 568
Actifs courants	3712	3 120
Total actif	**22 914**	**21 688**
Capitaux propres	2 750	2 829
Passifs non courants	15 630	15 059
Passifs courants	4 534	3 800
Total des capitaux propres et du passif	**22 914**	**21 688**
Chiffre d'affaires	4 729	4 856
Excédent brut d'exploitation	1 914	2 181
Résultat net	***473***	***615***
Endettement financier net	12 700	12 256
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(188)	(279)
Dividendes versés	367	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.

12.2 TAISHAN

12.2.1 Eléments financiers de Taishan

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

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Actifs non courants	12 183	11 595
Actifs courants	618	451
Total actif	**12 801**	**12 046**
Capitaux propres	3 882	3 279
Passifs non courants	7 467	7 777
Passifs courants	1 452	990
Total des capitaux propres et du passif	**12 801**	**12 046**
Chiffre d'affaires	783	32
Résultat net	***44***	***(8)***
Dividendes versés	-	-

12.2.2 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. La centrale nucléaire de Taishan, composée de deux réacteurs EPR de 1 750 MW chacun, est le plus important projet de coopération sino-française dans le secteur énergétique. CGN est actionnaire à hauteur de 51 % et Yudean à hauteur de 19 %.

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. L'année 2020 a été marquée par le premier arrêt pour rechargement du combustible nucléaire de Taishan 1, opéré du 29 juin au 24 septembre 2020.

Le 20 mars 2019, la NDRC (*National Development and Reform Commission*) a attribué des tarifs régulés aux trois premiers projets nucléaires de 3e génération en Chine, dont Taishan. Pour rappel, 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 après 2021 n'ont pas été précisés dans cette décision et ne sont pas connues à ce jour. Le test de dépréciation réalisé au 31 décembre 2020 a été mis à jour en en tenant compte de ces incertitudes liées au niveau tarifaire et à certaines hypothèses opérationnelles ajustées suite aux opérations conduites en 2020. Les résultats obtenus

permettent de conforter l'absence de perte de valeur de la participation dans les comptes au 31 décembre 2020.

12.3 AUTRES PARTICIPATIONS

Les autres participations détenues par EDF SA font partie des actifs dédiés (voir note 15.1.2).

Les participations détenues par EDF Renouvelables se situent principalement aux Etats Unis, en Europe, en Chine et au Brésil.

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent principalement :

- le barrage Compagnie Energétique de Sinop (CES) au Brésil, détenu à hauteur de 51 % par le Groupe et dont la mise en service commerciale a eu lieu en septembre 2019 pour la première turbine et en octobre 2019 pour la seconde ;
- le barrage Nachtigal au Cameroun, détenu à hauteur de 40 % par le Groupe et dont la construction a démarré en mars 2019 et dont la mise en service opérationnelle est prévue début 2024 ;
- la centrale thermique supercritique Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. en Chine, détenue à hauteur de 49 % par le Groupe.

Sur l'exercice 2020 (189) 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, au titre de certains actifs charbon en Chine, de participations de Framatome dans des entités de secteur très fortement impactés par la crise et de certains actifs non côtés détenus par EDF SA (EDF Invest) au sein des actifs dédiés (voir note 15.1.2).

Sur l'exercice 2019, (73) 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, de montant individuellement non significatif.

Développements dans les participations mises en équivalence détenues par EDF Renouvelables en 2020

Le consortium EDF Renouvelables - Jinko Power a finalisé le financement du plus important projet photovoltaïque au monde à Abu Dhabi et a lancé sa construction

Le 22 décembre 2020, le consortium, constitué du **groupe EDF**, *via* sa filiale **EDF Renouvelables** et du chinois **Jinko Power HK**, filiale de **Jinko Power Technology Co. Ltd**, a finalisé le financement du projet photovoltaïque Al Dhafra PV2 d'une capacité de 2,1 GW à Abu Dhabi, aux Émirats arabes unis. Cette opération a été menée avec TAQA Group et Masdar, les actionnaires d'Abu Dhabi et leaders sur les marchés de l'électricité et du renouvelable.

D'un montant d'environ 1 milliard de dollars, l'opération a été réalisée en financement de projet, par un groupement bancaire.

La finalisation du financement permet le lancement de la construction de la centrale photovoltaïque. Située dans la région d'Al Dhafra, à 35 kilomètres au sud de la ville d'Abu Dhabi, elle sera la plus puissante au monde. Dotée de plus de 4 millions de modules photovoltaïques, la centrale solaire couvrira une zone de climat désertique d'environ 20 kilomètres carrés.

Dès sa mise en service prévue en 2022, Al Dhafra PV2 pourra alimenter en électricité chaque année, l'équivalent de 160 000 foyers.

Ce projet faisant l'objet d'un partenariat public-privé (PPP), EDF Renouvelables et Jinko Power en détiennent chacun 20 % des parts ; les 60 % restants reviennent à TAQA Group et Masdar.

Le 23 juillet 2020, les quatre partenaires avaient signé le contrat de vente d'électricité (PPA) sur 30 ans.

EDEN Renewables India se renforce avec de nouvelles centrales solaires

Le 1er octobre 2020, EDF Renouvelables et Total Eren, deux leaders mondiaux des énergies renouvelables, ont annoncé qu'EDEN Renewables India, leur coentreprise dédiée à l'énergie solaire sur le marché indien et détenue à parts égales, avait remporté trois projets de centrales photovoltaïques d'un total de 1 350 MWc au Rajasthan, dans le nord de l'Inde.

A fin 2020, EDEN Renewables confirme ses ambitions en Inde avec plus de 1,2 GW de projets éoliens ou solaires en exploitation ou en construction.

Par ailleurs, EDEN Renewables y a renforcé son portefeuille de projets en emportant notamment entre avril et juillet 2020 :

- deux projets photovoltaïques de 450 MWc[1] lors des derniers appels d'offres organisés par la Solar Energy Corporation of India (SECI VIII et SECI IX) ;
- un projet photovoltaïque de 450 MWc[1] lors du dernier appel d'offres organisé par la National Hydro Power Corporation (NHPC) et avec qui un contrat de vente d'électricité (PPA) d'une durée de 25 ans a été signé fin août 2020.

1 *Equivalent à 300 MWac*

D'une production attendue de plus de 2 300 GWh par an, ces futures centrales solaires alimenteront en électricité l'équivalent de près de 2 millions de personnes en Inde chaque année.

Les constructions démarreront au premier semestre 2021 et les mises en service sont prévues à horizon 2022-2023.

EDF Renouvelables, Enbridge et wpd lancent la construction du parc éolien en mer de Fécamp

Le 2 juin 2020, EDF Renouvelables, Enbridge, entreprise d'infrastructure énergétique de premier plan en Amérique du Nord et wpd, producteur européen d'énergies renouvelables, ont annoncé le lancement du chantier du parc éolien en mer de Fécamp. Cette annonce faisait suite à la signature de l'ensemble des accords de financement entre le consortium et ses partenaires financiers.

D'une capacité de 500 MW, le parc éolien en mer de Fécamp sera composé de 71 éoliennes localisées entre 13 et 22 km au large des côtes. Sa mise en service est prévue à l'horizon 2024.

Le coût total d'investissement du projet est estimé à 2 milliards d'euros. La majorité sera financée par une dette sans recours pour le projet. Le parc éolien en mer de Fécamp bénéficie d'un contrat d'achat d'électricité (PPA) d'une durée de 20 ans, accordé par l'Etat en juin 2018.

Chacun des actionnaires du projet bénéficie d'une grande expérience dans le domaine de l'éolien en mer et dans la conduite de projets industriels d'envergure :

- **EDF Renouvelables** qui détient 35 % du projet à travers la société Eolien Maritime France, apporte son savoir-faire en matière de développement, de construction et d'exploitation de projets d'énergies renouvelables, notamment dans le secteur de l'éolien en mer ;
- **Enbridge Inc.** qui détient 35 % du projet à travers la société Eolien Maritime France, est une entreprise nord-américaine figurant parmi les leaders du secteur des infrastructures énergétiques ;
- **wpd *offshore*** qui détient 30 % du projet, figure parmi les pionniers et les leaders de l'éolien en mer.

Les groupes EDF et CEI, partenaires pour construire et exploiter des projets éoliens en mer en Chine

Le 2 juin 2020, EDF et China Energy Investment Corporation (CEI) ont annoncé avoir franchi une nouvelle étape dans leur partenariat industriel à travers la conclusion des accords de joint-venture relatifs aux projets Dongtai IV et V. La nouvelle société commune construit et exploite désormais des projets éoliens en mer d'une capacité totale de 502 MW, situés au large de la province du Jiangsu au nord de Shanghai, en Chine.

L'accord porte sur Dongtai IV, un parc éolien en mer de 302 MW, mis en service en décembre 2019, et sur Dongtai V, un projet de 200 MW en cours de construction et dont la mise en service est prévue en 2021. Conjointement, les deux partenaires poursuivent la construction du projet éolien en mer de Dongtai V et réaliseront les activités d'exploitation et de maintenance des deux parcs. Ces projets sont les premiers projets éoliens en mer du groupe EDF en Chine.

Le Groupe a pris une participation de 37,5 % dans la co-entreprise, *via* ses filiales EDF Renouvelables et EDF (China) Holding Ltd., tandis que le groupe CEI a conservé le reste du capital par l'intermédiaire de ses filiales Shenhua Renewable et Shenhua Clean Energy Holdings.

La joint-venture est consolidée par mise en équivalence dans les comptes du Groupe.

Les évolutions de périmètre de consolidation sont présentées en note 3.1.1, notamment les principales acquisitions dans les énergies renouvelables en 2019 et 2020.

NOTE 13 BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT (BFR)

13.1 COMPOSITION ET VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT

13.1.1 Composition du besoin en fonds de roulement

L'évolution du besoin en fonds de roulement net au cours de l'exercice 2020 est la suivante :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2019	Variation de flux monétaire	Variation de flux non-monétaire	31/12/2020
Stocks et en-cours de production	13.2	**(14 049)**	(873)	184	**(14 738)**
Clients et comptes rattachés net de provision	13.3	**(15 606)**	842	243	**(14 521)**
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	13.4	**12 867**	(861)	(106)	**11 900**
Créance de Contribution au Service Public de l'Énergie (CSPE)	13.3.4	**(1 667)**	(328)	2	**(1 993)**
Autres débiteurs et autres créditeurs[1]	13.3.4 et 13.5	**9 379**	(189)	361	**9 551**
Autres éléments du besoin en fonds de roulement[2]		**(726)**	(270)	255	**(740)**
BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT NET		**(9 802)**	**(1 679)**	**939**	**(10 541)**

[1] Hors créances et dettes sur acquisition/cession d'immobilisations et subventions d'investissements.
[2] Les autres éléments comprennent les droits d'émission CO_2 et certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, ainsi que les instruments dérivés liés à l'exploitation.

13.1.2 Variation du besoin en fonds de roulement (flux non monétaires)

Les flux non monétaires incluent les effets de variation de périmètre, les effets de change et de variation de juste valeur ainsi que les effets de reclassements. La variation des flux non monétaires sur 2020 s'explique principalement par l'effet de change pour 320 millions d'euros (notamment sur les stocks, créances clients et dettes fournisseurs en lien avec la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro) et par la variation de juste valeur des instruments dérivés liés à l'exploitation pour 239 millions d'euros.

13.1.3 Variation du besoin en fonds de roulement (flux monétaire)

(en millions d'euros)	Notes	2020	2019[1]
Variation des stocks	13.2	(873)	191
Variation des créances clients et comptes rattachés	13.3	842	199
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	13.4	(861)	(48)
Variation de la créance de Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE)	13.3.4	(328)	(864)
Variation des autres débiteurs et autres créditeurs[2]	13.3.4 et 13.5	(459)	997
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT		**(1 679)**	**475**

[1] Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 liés à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).
[2] La variation des autres débiteurs et créditeurs comprend les variations monétaires des droits d'émission CO_2 et certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, et des instruments dérivés liés à l'exploitation.

Les variations monétaires du besoin en fonds de roulement (BFR) se dégradent de (1 679) millions d'euros en 2020, principalement du fait de la forte augmentation des stocks (hausse des certificats de capacité et des certificats d'économie d'énergie – voir note 13.2) et de l'évolution des positions dénouées et appels de marge de l'activité trading. Ces deux éléments expliquent également l'essentiel de la différence de variation du besoin en fonds de roulement observée entre l'année 2019 et 2020.

13.2 STOCKS

Principes et méthodes comptables

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.

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.

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 notes 5.4.3 et 10.2) et aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France voir note 5.1).

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.

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

	31/12/2020			31/12/2019		
(en millions d'euros)	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	10 564	(33)	10 531	10 649	(4)	10 645
Autre combustible	770	(42)	728	872	(30)	842
Autres approvisionnements	1 660	(398)	1 262	1 624	(360)	1 264
En-cours de production de biens et services	469	(33)	436	497	(30)	467
Autres stocks	1 804	(23)	1 781	869	(38)	831
TOTAL STOCKS	**15 267**	**(529)**	**14 738**	**14 511**	**(462)**	**14 049**

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 8 068 millions d'euros au 31 décembre 2020 (7 828 millions d'euros au 31 décembre 2019).

La valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF *Trading* est comptabilisée en « Autre combustible » et « Autres stocks » et s'élève à 300 millions d'euros au 31 décembre 2020 (141 millions d'euros au 31 décembre 2019).

L'augmentation de la valeur des « Autres stocks » sur 2020 est principalement liée aux garanties de capacité en France, du fait de la hausse du prix des achats observée depuis les enchères de juin 2020 (voir note 5.1), et aux stocks de CEE (voir note 5.4.3).

13.3 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS

Principes et méthodes comptables

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.

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

(en millions d'euros)	Note	31/12/2020	31/12/2019
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute		14 686	15 066
dont actifs sur contrat	13.3.3	*389*	*400*
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute		1 036	1 583
Dépréciations[(1)]		(1 201)	(1 043)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHES – VALEUR NETTE		**14 521**	**15 606**

[(1)] *Voir note 1.4.1.3.*

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 6 782 millions d'euros au 31 décembre 2020 (6 719 millions au 31 décembre 2019).

13.3.1 Créances échues/non échues

(en millions d'euros)	31/12/2020			31/12/2019		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CREANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHES	**15 722**	**(1 201)**	**14 521**	**16 649**	**(1 043)**	**15 606**
dont créances échues de moins de 6 mois	1 249	(242)	1 007	1 262	(187)	1 075
dont créances échues de 6 à 12 mois	465	(193)	272	367	(124)	243
dont créances échues de plus de 12 mois	851	(526)	325	940	(514)	426
dont total des créances échues	**2 565**	**(961)**	**1 604**	**2 569**	**(825)**	**1 744**
dont total des créances non échues	**13 157**	**(240)**	**12 917**	**14 080**	**(218)**	**13 862**

13.3.2 Opérations de mobilisation de créances

Principes et méthodes comptables

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.

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	84	-
Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan	60	32
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	792	1 042

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 792 millions d'euros au 31 décembre 2020, concernant principalement Edison, EDF SA et Dalkia (1 042 millions d'euros en décembre 2019).

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.

13.3.3 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 389 millions d'euros au 31 décembre 2020 et de 400 millions d'euros au 31 décembre 2019 et concernent principalement Framatome, Dalkia et EDF Renouvelables.

13.3.4 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Charges constatées d'avance	1 457	1 429
Compensation des charges de Service Public de l'énergie (CSPE)	1 993	1 667
Créances TVA	1 988	2 022
Créances fiscales (hors TVA)	248	153
Autres créances d'exploitation	3 247	3 540
AUTRES DEBITEURS	**8 933**	**8 811**
dont part non courante	2 015	1 930
dont part courante	6 918	6 881
dont valeurs brutes	9 013	8 877
dont dépréciation	(80)	(66)

Les autres créances d'exploitation comprennent les avances versées aux fournisseurs pour un montant de 1 045 millions d'euros (1 278 millions d'euros au 31 décembre 2019). Ces avances versées aux fournisseurs concernent principalement le secteur France - Activités de Production Commercialisation.

Charges de Service Public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF SA (hors annuité de remboursement et intérêts associés) au titre de 2020 s'élève à 8 081 millions d'euros.

Les montants encaissés sur l'année 2020 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), s'établissent à 7 732 millions d'euros (dont 5 333 millions d'euros au titre du Compte d'Affectation Spéciale (CAS) « Transition énergétique » et 2 399 millions d'euros au titre du Budget Général).

Sur la base d'une créance de 1 647 millions d'euros au 31 décembre 2019, la créance d'exploitation au 31 décembre 2020 s'élève ainsi à 1 974 millions d'euros que l'État doit à EDF SA. Un point de vigilance devra être apporté compte tenu de la loi de finances initiale 2020 votée fin 2019, qui prévoit la suppression du CAS dès janvier 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 le 17 juillet 2020 sa délibération n° 2020-177 du 15 juillet 2020 constatant, pour EDF, la prévision des charges de service public au titre de 2021 (8 104 millions d'euros), la reprévision des charges au titre de 2020 (8 122 millions d'euros), ainsi que les charges constatées au titre de 2019 (7 585 millions d'euros).

Le mécanisme de la compensation de service Public de l'Energie en France est présenté en note 5.4.1.

13.4 FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	10 868	11 243
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	1 032	1 624
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHES	**11 900**	**12 867**

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.

13.5 AUTRES CRÉDITEURS

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	Dont passifs sur contrat	31/12/2019	Dont passifs sur contrat
Avances et acomptes reçus	1 788	1 344	1 975	1 761
Fournisseurs d'immobilisations	4 196	-	3 824	-
Dettes fiscales	4 532	-	4 439	-
Dettes sociales	4 712	-	4 535	-
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 290	3 233	3 412	3 412
Autres produits constatés d'avance[1]	827	430	641	509
Autres dettes	2 390	-	2 712	-
AUTRES CREDITEURS	**21 735**	**5 007**	**21 538**	**5 682**
dont part non courante	4 874	3 092	4 928	3 473
dont part courante	16 861	1 915	16 610	2 209

[1]Ce poste intègre le versement initial au titre du protocole d'indemnisation Fessenheim (voir note 5.4.3).

13.5.1 Avances et acomptes reçus

Les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients des contrats long terme de Framatome pour 518 millions d'euros (651 millions d'euros au 31 décembre 2019).

13.5.2 Dettes fiscales

Au 31 décembre 2020, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 502 millions d'euros au titre de la taxe CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée minorée de la CSPE collectée sur avances versées par les clients mensualisés (560 millions d'euros au 31 décembre 2019).

13.5.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 31 décembre 2020, 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 1 713 millions d'euros (1 709 millions d'euros au 31 décembre 2019).

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).

13.5.4 Autres dettes

Principes et méthodes comptables

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.

Les autres dettes incluent des subventions d'investissements reçues sur l'année 2020 pour 414 millions d'euros (543 millions d'euros sur l'année 2019).

13.5.5 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)	31/12/2019	Montants constatés sur l'exercice	Montants repris en chiffre d'affaires sur l'exercice	Montants annulés sur l'exercice sans contrepartie chiffre d'affaires	Désactualisation	Modification de périmètre	Effet change	31/12/2020
Acomptes reçus	**1 761**	1 066	(1 429)	(25)	(1)	4	(32)	**1 344**
Produits constatés d'avance long terme	**3 412**	465	(705)	-	60	14	(13)	**3 233**
Autres produits constatés d'avance	**509**	320	(390)	-	-	1	(10)	**430**

Ils sont constitués de la majorité des avances et acomptes reçus pour 1 344 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 3 663 millions d'euros (principalement pour le segment France – Activités de production et de commercialisation), soit un total de 5 007 millions d'euros au 31 décembre 2020 (contre 5 682 millions d'euros au 31 décembre 2019).

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 10 910 millions d'euros. Il sera reconnu jusqu'en 2034 pour le contrat Exeltium pour un montant de 1 183 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 14 CAPITAUX PROPRES ET RÉSULTAT PAR ACTION

14.1 CAPITAL SOCIAL

Principes et méthodes comptables

Les coûts externes directement liés à une 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.

Au 31 décembre 2020, le capital social s'élève à 1 549 961 789,50 euros composé de 3 099 923 579 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,68 % par l'État, 14,94 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,36 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,02 % d'actions auto-détenues.

En 2020, la variation de capital est liée à une annulation d'actions auto-détenues.

En 2019, la variation du capital 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.

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.

14.2 ACTIONS PROPRES

Principes et méthodes comptables

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.

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 2020, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 830 000 actions pour une valeur de 10 millions d'euros.

14.3 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES

Pour rappel, l'acompte pour dividende au titre de l'exercice 2019, se montait à 0,15 euro par action, décidé par le Conseil d'administration d'EDF le 19 novembre 2019 et 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 s'élevait à 27 millions d'euros.

Dans le contexte de la crise sanitaire Covid-19 et afin de répondre aux impératifs de solidarité et de responsabilité vis-à-vis de l'ensemble des parties prenantes de l'entreprise, l'Assemblée générale du 7 mai 2020 a décidé que le dividende au titre de l'exercice clos au 31 décembre 2019 se limiterait au versement de l'acompte sur dividende 2019.

En outre, EDF n'a pas distribué d'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2020.

14.4 TITRES SUBORDONNES A DUREE INDETERMINEE

Principes et méthodes comptables

Titres subordonnés à durée indéterminée (émission hybride)

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. 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.

14.4.1 Composition du solde des titres subordonnés à durée indéterminée au 31 décembre 2020

Au 31 décembre 2020, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 11 290 millions d'euros (déduction faite des coûts de transaction nets d'impôts) (9 209 millions d'euros au 31 décembre 2019).

Les opérations d'émission de titres subordonnés à durée indéterminée ont été comptabilisées en capitaux propres au 31 décembre 2020 pour un montant net total de 2 081 millions d'euros (voir note 14.4.2).

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée a été de 501 millions d'euros sur l'exercice 2020 et de 589 millions d'euros sur l'exercice 2019. La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

En janvier 2021, une rémunération d'environ 276 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 %
EDF	09/2020	850	EUR	6,5 ans	2,88 %
EDF	09/2020	1 250	EUR	10 ans	3,38 %

14.4.2 Evolutions des titres subordonnés à durée indéterminée sur l'exercice 2020

Emissions d'obligations hybrides

Le 8 septembre 2020, EDF a lancé deux émissions d'obligations hybrides libellées en euros pour un montant nominal total de 2,1 milliards d'euros consistant en :

- une émission d'obligations hybrides à durée indéterminée d'un montant de 850 millions d'euros avec un coupon initial de 2,875 % et une première option de remboursement anticipé au gré de la Société le 15 décembre 2026,
- une émission d'obligations hybrides à durée indéterminée d'un montant de 1,250 milliards d'euros avec un coupon initial de 3,375 % et une première option de remboursement anticipé au gré de la Société le 15 juin 2030.

La Société peut procéder à tout moment au remboursement en numéraire des obligations hybrides au cours de la période de 90 jours précédant la première date de révision du taux d'intérêt, qui est prévue dans 6,5 ans (avec une première date de révision en mars 2027) pour les obligations hybrides à 6,5 ans et dans 10 ans (avec une première date de révision en septembre 2030) pour les obligations hybrides à 10 ans, et à chaque date de versement du coupon qui suivra.

Le règlement-livraison est intervenu le 15 septembre 2020, date à laquelle les obligations hybrides ont été admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

Ces émissions marquent l'attachement de la Société au financement par les titres hybrides, en tant que composante permanente de la structure de son capital. Les fonds levés par les obligations hybrides sont utilisés pour les besoins généraux de la Société.

Les obligations hybrides sont admises aux négociations sur Euronext Paris. Les agences de notation ont attribué aux Obligations Hybrides une note de Baa3/BB-/BBB (Moody's/S&P/Fitch), avec 50 % du montant de cette émission retenu en tant que fonds propres par les agences.

Cette émission a été comptabilisée en capitaux propres à compter de la réception des fonds pour un montant net de 2 081 millions d'euros.

14.5 OBLIGATIONS AVEC OPTION DE CONVERSION ET/OU D'ÉCHANGE EN ACTIONS NOUVELLES ET/OU EXISTANTES (OCEANES)

Principes et méthodes comptables

OCEANEs (obligations convertibles à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes)

Les OCEANEs, dont la conversion se fait par la remise d'un nombre fixe d'actions contre un montant fixe de trésorerie (règle dite du « fixe contre fixe »), donnent lieu à la comptabilisation d'une composante dette et d'une composante capitaux propres, conformément à la norme IAS 32.

Cette répartition reste constante, indépendamment de l'évolution de la probabilité d'exercice de l'option de conversion.

La composante dette est évaluée à la valeur actualisée des flux de trésorerie au taux d'une obligation similaire de marché sans option de conversion. La composante capitaux propres correspond, quant à elle, à la différence entre la juste valeur de l'instrument et celle de la composante dette.

Les frais d'émission sont affectés aux composantes dettes et capitaux propres de l'instrument dans les mêmes proportions que la répartition initiale.

Le 8 septembre 2020, EDF a réalisé une émission d'obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes vertes (« OCEANEs Vertes ») pour un montant nominal de 2 400 millions d'euros et une valeur d'émission de 2 569 millions d'euros. Ces obligations ont été comptabilisées pour un montant net de frais et d'impôt en « Emprunts et dettes financières » pour 2 389 millions d'euros et en « Capitaux propres » pour 126 millions d'euros. Ses principales caractéristiques sont présentées en note 18.3.2.2.

14.6 PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE (INTÉRÊTS MINORITAIRES)

14.6.1 Détails des participations ne donnant pas le contrôle

	31/12/2020			31/12/2019	
(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 %	2 526	(91)	2 764	(16)
NNB Holding Ltd.	33,5 %	4 716	1	3 977	5
EDF Investissements Groupe SA	7,54 %	515	11	516	10
Luminus SA	31,4 %	400	(5)	376	(6)
Framatome	24,5 %	115	(26)	163	(22)
Autres participations ne donnant pas le contrôle		**1 321**	**75**	**1 528**	**56**
TOTAL		**9 593**	**(35)**	**9 324**	**27**

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

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

Les participations ne donnant pas le contrôle Framatome, 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 autres participations ne donnant pas le contrôle correspondent principalement aux intérêts minoritaires de Sizewell C Holding Co. détenue à 80 % par le Groupe *via* EDF Energy 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 202 millions d'euros au 31 décembre 2020 (239 millions d'euros en 2019).

14.6.2 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)	31/12/2020	31/12/2019
Actifs non courants	23 317	25 807
Actifs courants	4 399	3 649
Total actif	**27 716**	**29 456**
Capitaux propres	12 630	13 820
Passifs non courants	14 741	15 175
Passifs courant	345	461
Total des capitaux propres et du passif	**27 716**	**29 456**
Chiffre d'affaires	3 091	2 807
Résultat net	(455)	(81)
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	**(735)**	**841**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	982	328
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(380)	(474)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(335)	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	**329**	**472**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	267	(146)
Incidence des variations de change	(11)	17
Autres incidences	-	(14)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	**585**	**329**
Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	68	-

14.7 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)	**2020**	**2019[1]**
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	650	5 155
▪ *dont résultat net part du Groupe des activités poursuivies*	*804*	*5 639*
▪ *dont résultat net part du Groupe des activités en cours de cession*	*(154)*	*(484)*
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(501)	(589)
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action	**149**	**4 566**
▪ *dont résultat net des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action*	*303*	*5 050*
▪ *dont résultat net des activités en cours de cession utilisé pour le calcul du résultat par action*	*(154)*	*(484)*
Annulation de l'effet des instruments dilutifs	1	-
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat dilué par action	**150**	**4 566**
▪ *dont résultat net des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat dilué par action*	*304*	*5 050*
▪ *dont résultat net des activités en cours de cession utilisé pour le calcul du résultat dilué par action*	*(154)*	*(484)*
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	**3 106 323 609**	**3 029 504 511**
Effet des instruments dilutifs	9 149 131	-
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice	**3 115 472 740**	**3 029 504 511**
Résultats par action (en euros) :		
RÉSULTAT PAR ACTION	**0,05**	**1,50**
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	**0,05**	**1,50**
RÉSULTAT PAR ACTION DES ACTIVITES POURSUIVIES	**0,10**	**1,67**
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION DES ACTIVITES POURSUIVIES	**0,10**	**1,67**
RÉSULTAT PAR ACTION DES ACTIVITES EN COURS DE CESSION	**(0,05)**	**(0,17)**
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION DES ACTIVITES EN COURS DE CESSION	**(0,05)**	**(0,17)**

[1] *Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).*

EDF a procédé en date du 8 septembre 2020 à une émission d'obligations vertes senior non garanties à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes de la Société, dites OCEANEs (voir note 18.3.2.2). Le calcul du résultat dilué par action tient compte de l'impact de la conversion des OCEANEs, réalisable à compter du 15 décembre 2020. Cet impact est non significatif sur le résultat net utilisé pour le calcul du résultat dilué par action de l'exercice 2020.

NOTE 15 PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE ET ACTIFS DÉDIÉS

Principes et méthodes comptables

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 ou opérations similaires, 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.

Dans le cas des provisions pour déconstruction des centrales en exploitation, la contrepartie de la provision est comptabilisée en immobilisations.

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 ».

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 ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

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 ;
- les charges relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provisions pour derniers cœurs). Celles-ci correspondent d'une part, au coût du 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 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.

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions liées à la production nucléaire se présente comme suit :

	31/12/2020			31/12/2019		
(en millions d'euros)	**Courant**	**Non courant**	**Total**	**Courant**	**Non courant**	**Total**
Provisions pour aval du cycle nucléaire	1 430	26 137	**27 567**	1 432	23 822	**25 254**
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	723	32 196	**32 919**	364	31 761	**32 125**
Provisions liées à la production nucléaire	**2 153**	**58 333**	**60 486**	**1 796**	**55 583**	**57 379**

La répartition par société est la suivante :

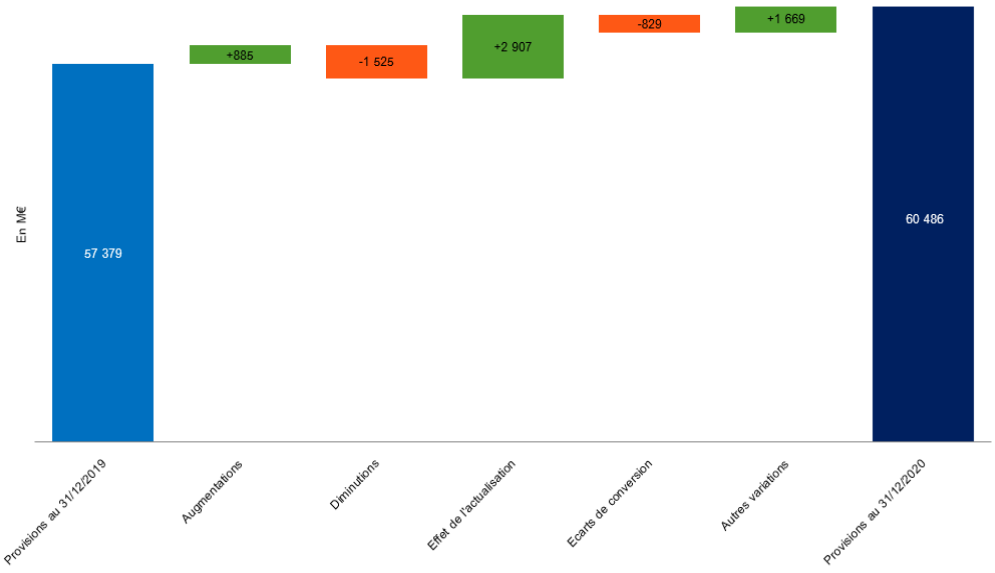
(en millions d'euros)	EDF Note 15.1	EDF Energy Note 15.2	Belgique Note 15.3	Total
Provisions pour gestion du combustible usé	11 322	1 286	-	**12 608**
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	-	546	-	**546**
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	13 300	1 106	7	**14 413**
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE AU 31/12/2020	**24 622**	**2 938**	**7**	**27 567**
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2019	**22 159**	**3 088**	**7**	**25 254**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 489	10 170	377	**28 036**
Provisions pour derniers cœurs	2 711	2 172	-	**4 883**
PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2020	**20 200**	**12 342**	**377**	**32 919**
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2019	**19 561**	**12 195**	**369**	**32 125**
PROVISIONS LIÉES A LA PRODUCTION NUCLÉAIRE AU 31/12/2020	**44 822**	**15 280**	**384**	**60 486**
Provisions liées à la production nucléaire au 31/12/2019	**41 720**	**15 283**	**376**	**57 379**

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

(en millions d'euros)	31/12/2019	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2020
Provisions pour gestion du combustible usé	12 326	639	(950)	660	(79)	12	12 608
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 337	9	(25)	56	(29)	(802)	546
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	11 591	104	(221)	1 069	(58)	1 928	14 413
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**25 254**	**752**	**(1 196)**	**1 785**	**(166)**	**1 138**	**27 567**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	27 609	133	(230)	957	(557)	124	28 036
Provisions pour derniers cœurs	4 516	-	(99)	165	(106)	407	4 883
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**32 125**	**133**	**(329)**	**1 122**	**(663)**	**531**	**32 919**
PROVISIONS LIEES À LA PRODUCTION NUCLEAIRE	**57 379**	**885**	**(1 525)**	**2 907**	**(829)**	**1 669**	**60 486**
Dont part courante	**1 796**						**2 153**
Dont part non courante	**55 583**						**58 333**

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur l'exercice 2020 s'explique notamment par la baisse du taux d'actualisation réel de 20 bps en France et au Royaume-Uni, dont les effets sont présentés en « Effet de l'actualisation » pour un montant de 1 042 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat, et en « Autres mouvements » pour un montant de 1 351 millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents en France ainsi qu'au Royaume-Uni ; créance représentative des remboursements à recevoir du Nuclear Liabilities Fund (NLF) et du gouvernement britannique au Royaume-Uni).

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire en 2020 est la suivante :



15.1 PROVISIONS NUCLÉAIRES ET ACTIFS DÉDIÉS EN FRANCE

15.1.1 Provisions nucléaires

En France, les provisions constituées par EDF SA au titre du parc nucléaire de production relèvent principalement 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 précédemment :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue par ailleurs des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 15.1.2).

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 qui sont décrits en note 1.3.4.2.

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

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2019	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2020
Provisions pour gestion du combustible usé	15.1.1.1	10 823	625	(744)	626	(8)	11 322
dont non liées au cycle d'exploitation		*1 152*	*65*	*(14)*	*109*	*(15)*	*1 297*
dont hors périmètre Loi du 28 juin 2006		*1 019*	*41*	*(35)*	*51*	-	*1 076*
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	15.1.1.2	805	6	(25)	46	(832)	-
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	15.1.1.2	10 531	101	(221)	1 016	1 873	13 300
Provisions pour aval du cycle nucléaire		**22 159**	**732**	**(990)**	**1 688**	**1 033**	**24 622**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	15.1.1.3	16 937	133	(181)	780	(180)	17 489
Provisions pour derniers cœurs	15.1.1.4	2 624	-	(99)	94	92	2 711
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		**19 561**	**133**	**(280)**	**874**	**(88)**	**20 200**
PROVISIONS LIEES À LA PRODUCTION NUCLEAIRE		**41 720**	**865**	**(1 270)**	**2 562**	**945**	**44 822**
***Provisions liées à la production nucléaire périmètre Loi du 28 juin 2006*[(1)]**		***40 701***	***824***	***(1 235)***	***2 511***	***945***	***43 746***
***Provisions liées à la production nucléaire hors périmètre Loi du 28 juin 2006*[(1)]**		***1 019***	***41***	***(35)***	***51***	***-***	***1 076***

[(1)] Champ d'application 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. Les provisions hors champ de la loi sont relatives à des provisions liées à l'aval du cycle concernant les installations de tiers (voir ci-dessous).

L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 1 520 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2020 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 1 042 millions d'euros (charges financières de désactualisation).

Les autres mouvements comprennent notamment :

- les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2020 pour les provisions adossées à des actifs pour 707 millions d'euros ;
- un reclassement de montants relevant précédemment des provisions pour reprise et conditionnement des déchets pour un montant de 841 millions d'euros et des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires (correspondant aux charges relatives à l'entreposage intermédiaire et traitement des générateurs de vapeurs dans une installation centralisée) pour un montant de 813 millions d'euros, vers la catégorie des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs, afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature (donnant la décomposition des charges nucléaires en opérations définies) telle qu'annexée à l'arrêté modifié du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Concernant les installations de tiers :

- EDF, COGEMA (aujourd'hui Orano Recyclage) et le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA) ont conclu, en décembre 2004, un accord par lequel le CEA reprenait la maîtrise d'ouvrage et le financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie, EDF a versé au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage ;
- EDF, AREVA et AREVA NC (aujourd'hui Orano Recyclage) 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 Orano Recyclage 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.

15.1.1.1 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 Recyclage 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 à réaliser par Orano Recyclage 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 pour gestion du combustible usé 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 Recyclage 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 2e trimestre 2018. En lien avec eux, EDF a poursuivi en 2020 la surveillance de la tenue de la trajectoire de préparation des usines et a réalisé des tests portant sur les interfaces entre les fournisseurs. La part de provision pour gestion du combustible usé afférente à l'entreposage de l'uranium de retraitement (soit 882 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.

Par ailleurs, la provision couvre l'entreposage de longue durée du combustible usé actuellement non recyclable dans des installations industrielles construites ou en construction, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis dans l'attente des réacteurs de quatrième génération. Cette provision non liée au cycle d'exploitation au sens de la loi, donne lieu à constitution d'actifs dédiés (voir note 15.1.2). Le scénario sous-tendant l'évaluation de la provision est la construction d'un entreposage centralisé sous eau sur le site de La Hague, dont EDF sera le maître d'ouvrage et l'exploitant nucléaire. Ce projet, qui a été présenté lors du débat public sur le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR) en 2019-2020, fera l'objet d'une concertation publique spécifique en 2021 sous l'égide de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP).

15.1.1.2 Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Suite aux opérations de reclassement effectuées au 31 décembre 2020 telles qu'explicitées en 15.1.1, ces provisions concernent les dépenses futures relatives :

- à l'entreposage, l'évacuation et le stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé ;
- au stockage direct après entreposage longue durée, 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, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- aux opérations de caractérisation, traitement, conditionnement et entreposage intermédiaire des déchets radioactifs issus de la déconstruction ou de certains déchets d'exploitation - opérations provisionnées auparavant au sein des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires et des provisions pour reprise et conditionnement de déchets;
- à l'évacuation et au stockage définitif de ces déchets radioactifs ;
- à la quote-part d'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 notamment 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)	Centres de stockage concernés	31/12/2020	31/12/2019
Déchets TFA et FMA	TFA : Morvilliers (Andra) FMA : Soulaines (Andra)	2 856	1 561
Déchets FAVL	Projet en cours d'étude à Soulaines (Andra)	365	330
Déchets HA-MAVL	Centre de stockage géologique (projet Cigéo)	10 079	8 640
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DECHETS RADIOACTIFS		**13 300**	**10 531**

Déchets TFA et FMA

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) et de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires en exploitation ou en déconstruction :

- les déchets de TFA proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent majoritairement sous forme de métaux (gros composants, tuyauteries, supports…) ou de gravats (bétons, terres...). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, géré par l'ANDRA ;
- les déchets FMA (gants, filtres, résines, matériaux...) sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaines, géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation, de traitement et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base des contrats en cours avec les différents transporteurs avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockages existants et les coûts de l'usine de Cyclife France pour le traitement des déchets.

En 2019, une mise à jour des hypothèses d'inventaires avait été réalisée, assise sur l'analyse des chroniques d'évacuation passées et sur une meilleure caractérisation des volumes à venir qui avait 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).

En 2020, une réévaluation des hypothèses de quote-part de coûts traduisant notamment la répartition à long terme entre les trois producteurs concernés par les coûts fixes de stockage TFA et FMA a été réalisée. L'ensemble des effets liés à ces travaux de mise à jour de quote-part conduit à une augmentation de la provision de 179 millions d'euros (dont un effet défavorable au compte de résultat de 50 millions d'euros, le reste de la variation ayant pour contrepartie les actifs immobilisés).

Il est, par ailleurs, à noter que depuis le 31 décembre 2020, suite aux reclassements mentionnés en 15.1.1 afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature telle qu'annexée à l'arrêté modifié du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la provision constituée pour les déchet TFA FMA couvre également le traitement, conditionnement et entreposage intermédiaire des déchets, dont une part importante des opérations était précédemment incluse dans les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires et reprise et conditionnement des déchets (reclassement réalisé au 31 décembre 2020 à hauteur de 979 millions d'euros).

Enfin, concernant la gestion des déchets TFA, en février 2020, suite au Débat Public de 2019-2020 sur le PNGMDR, le ministère de la Transition écologique et solidaire et l'ASN, dans leurs conclusions, ouvrent la porte à une évolution règlementaire qui permettrait de valoriser après traitement des déchets métalliques très faiblement radioactifs : « Le Gouvernement fera évoluer le cadre réglementaire applicable à la gestion des déchets de très faible activité, afin d'introduire une nouvelle possibilité de dérogations ciblées permettant, après fusion et décontamination, une valorisation au cas par cas de déchets radioactifs métalliques de très faible activité. ». Une évolution de réglementation a été proposée par la Direction générale de Prévention des Risques (DGPR) et a fait l'objet d'une consultation du public.

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 prévoyait des études complémentaires à la fois sur la faisabilité du centre de stockage et sur la recherche de solutions complémentaires de gestion de déchets. L'avis de l'ASN relatif à la gestion de ces déchets du 6 août 2020 rendu suite aux travaux menés sur la période 2016-2018 ainsi que les orientations proposées par le maître

d'ouvrage du PNGMDR dans la phase actuelle d'élaboration de la 5ème édition du plan, fixent à l'horizon 2023 la définition par l'Andra de plusieurs scénarios de gestion de référence, ainsi que les besoins de concepts complémentaires et la production d'un dossier (d'un niveau APS) présentant les options techniques et de sûreté retenues pour le stockage FAVL.

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 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 avait 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 et en prenant en compte l'inventaire de 2011).

En 2012, l'ANDRA a réalisé les études d'esquisse sur le projet de stockage géologique (Cigéo).

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 de valorisation d'optimisations techniques et de leurs effets induits. 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 du 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.

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.

En avril 2016, l'ANDRA a transmis à l'ASN un dossier d'options de sûreté (DOS). La loi du 11 juillet 2016 a par ailleurs précisé la notion de réversibilité.

Le 11 janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS estimant que le projet Cigéo a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante à ce stade. 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'experts 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.

Les études de conception détaillée de Cigéo sont en cours de finalisation par l'ANDRA. La Revue de Conception Détaillée organisée à la demande de la DGEC par un groupe d'experts indépendants a rendu ses conclusions en octobre 2020. Tout en émettant un avis globalement positif sur le dossier présenté par l'ANDRA, elle émet un certain nombre de recommandations pour la finalisation des études de conception détaillées et le dossier de demande d'autorisation de création, en appelant à une association encore plus étroite d'EDF, d'Orano et du CEA à ces travaux.

Selon le planning de l'ANDRA, la demande de création de Cigéo (Installation nucléaire de base) est désormais prévue fin 2021, décalant d'autant l'obtention de l'autorisation de création. Les producteurs ont toujours en référence, à ce stade, une réception des premiers colis de déchets en 2031.

Le 3 août 2020, l'Andra a déposé, auprès du ministère de la transition écologique, un dossier de demande de déclaration d'utilité publique (DUP) pour le centre de stockage Cigéo. Après instruction par les services de l'Etat, cette demande fera l'objet d'une enquête publique qui devrait se tenir au deuxième trimestre 2021. La publication du décret de DUP, emportant mise en compatibilité des documents d'urbanisme est attendue fin 2021.

Enfin, la loi de finances pour 2021 publiée au journal officiel le 30 décembre 2020 prévoit une évolution de la fiscalité du projet (passage d'une fiscalité basée sur le droit commun à une fiscalité basée sur la taxe de stockage). Les dispositions associées restent à préciser et à encadrer par l'Etat de sorte à éviter une augmentation du coût du projet Cigéo à ce titre.

Il est, par ailleurs, à noter que depuis le 31 décembre 2020, suite aux reclassements mentionnés en 15.1.1 afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature telle qu'annexée à l'arrêté modifié du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la provision constituée pour les déchets de HA-MAVL couvre également le conditionnement et l'entreposage intermédiaire des déchets MAVL à ICEDA (Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés). L'installation construite sur le site de la centrale de Bugey a reçu ses premiers colis en septembre 2020 après l'autorisation de mise en service accordée par l'ASN le 28 juillet 2020. Ces charges nucléaires étaient auparavant couvertes par les provisions reprise et conditionnement des déchets (reclassement réalisé au 31 décembre 2020 à hauteur de 675 millions d'euros).

15.1.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des installations nucléaires de base (INB) dont il est exploitant. Le processus d'arrêt définitif et de démantèlement est encadré par les dispositions législatives des articles L.593-25 à L.593-20 et réglementaires des articles R.593-65 à R.593-74 du code de l'environnement. Pour une INB donnée, il se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt définitif 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) ;
- la constitution par l'exploitant d'un dossier de démantèlement adressé au ministre chargé de la sûreté nucléaire, conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret prescrivant le démantèlement, permettant l'engagement des opérations de démantèlement ;
- des points d'étape clés soumis à l'accord de l'ASN, avec un dossier de sûreté propre aux opérations de démantèlement devant être réalisées ;
- un processus de contrôle interne des modifications notables mis en place par l'exploitant, pour les opérations soumises à déclaration ou autorisation de l'ASN ;
- 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 actuellement en fonctionnement, dites 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 de Chooz, 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 la centrale 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 enjeux spécifiques.

Le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz permet toutefois d'améliorer la robustesse des études et de l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Néanmoins, ni 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.

Concernant Fessenheim, les deux réacteurs à eau pressurisée ont été mis à l'arrêt définitif respectivement le 22 février 2020 et le 30 juin 2020, conformément aux dispositions législatives et de façon anticipée par rapport à la fin de leur durée de vie technique. L'APC (Avant-Projet Consolidé) a été finalisé fin 2018, avec des études d'approfondissement et de dérisquage de l'APS (Avant-Projet Sommaire). Le plan de démantèlement a été transmis à l'ASN en septembre 2019 accompagnant la déclaration d'arrêt définitif de cette INB. Les études de 2019 et 2020 ont porté sur la préparation du dossier de démantèlement, qui a été transmis à l'ASN le 2 décembre 2020. A partir de la date du dépôt et pour une durée de 3 à 5 ans, l'ASN instruit le dossier.

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).

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

(en millions d'euros)	31/12/2019	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2020
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 244	-	(43)	474	(900)	12 775
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 693	133	(138)	306	720	4 714
PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLEAIRES	**16 937**	**133**	**(181)**	**780**	**(180)**	**17 489**

Les autres mouvements comprennent notamment le reclassement des provisions pour déconstruction relatives aux deux tranches de Fessenheim de « provision pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation » vers « provision pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées » suite à leurs mises à l'arrêt définitif sur le 1er semestre 2020.

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 La Guardia, 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 a permis 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 série et de mutualisation et de série retenus dans les chiffrages du devis sont explicitées ci-dessous.

Les effets de série (effet sur les sites suivants le site tête de série d'un même palier) sont principalement 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.

Les effets de mutualisation (effets entre les différentes tranches présentes sur un même site qu'elles soient en exploitation ou en démantèlement) sont quant à eux de différentes natures :

- certains sont liés au partage de bâtiments et d'équipements communs entre plusieurs réacteurs d'un même site, qui ne sont pas à démanteler deux fois ;
- 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, d'équipements communs, et de maintien du site en conditions opérationnelles sûres.

Ainsi, du fait de l'effet de mutualisation, 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

Les effets de série et de mutualisation sont respectivement de 10 % et de 6 % sur le devis par rapport à un devis qui ne prendrait en compte aucun effet de série (resp. mutualisation). Ces effets varient selon les paliers, les effets seront d'autant plus importants en fonction de nombre de tranches d'un palier (effet de série) et du nombre de tranches par site (effet mutualisation), ce qui conduit à des effets sur le palier 900 supérieurs à 16 % (effets de série et mutualisation).

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 cette option représentait une prudence d'estimation.

Le devis intègre également, par prudence, une évaluation des risques et incertitudes de la façon suivante :

- intégration d'incertitudes sur chaque brique « élémentaire » des coûts, sur les effets de série, de mutualisation, coefficients de transposition, et sur les frais de parc ;
- intégration de risques, correspondant aux risques de réalisation (identifiable et chiffrables mais dont l'occurrence n'est qu'éventuelle). L'évaluation précise de ces risques est en cours sur la base de la Tête de série 900 MW (Fessenheim). Dans l'attente des résultats, l'impact financier des risques et opportunités est intégré *via* une majoration forfaitaire.

La méthode retenue ci-dessus pour l'évaluation des risques et incertitudes aboutit à une marge globale de l'ordre de 16,5 % pour l'ensemble du parc (20 % pour la tête de série 900).

La démarche ainsi mise en œuvre en 2016 et les résultats des travaux avaient été présentés à l'autorité administrative et fait l'objet de questions complémentaires et d'échanges.

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 annuels de devis non significatifs.

Par ailleurs, EDF continue à conforter ses analyses par une inter-comparaison internationale prenant soin d'identifier et de caractériser un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux et réglementaires.

Il est par ailleurs à noter en 2020 les mouvements suivants sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation, hormis le reclassement de la provision relative à la centrale de Fessenheim en provision pour déconstruction des centrales arrêtées :

- le périmètre de ces provisions intègre le coût de démolition des DUS (Diesels d'Ultime Secours) mis en service en 2020 dans le cadre du Programme Grand Carénage, entraînant un accroissement de la provision pour 23 millions d'euros ;
- comme précisé en note 1.3.4.2, l'adoption définitive de la PPE en avril 2020 conduit à prendre en compte dans les états financiers du Groupe l'impact de la fermeture anticipée à 2027 et 2028 de deux réacteurs par rapport à leur 5e visite décennale. A ce titre, les provisions nucléaires ont été ré-estimées en prenant en compte différents scénarios de fermeture, ce qui se traduit par une hausse de 32 millions d'euros des provisions nucléaires (dont 26 millions d'euros sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation) par contrepartie

des actifs au bilan, comme annoncé dans la note 4.1 de l'annexe aux état financiers au 31 décembre 2019 ;

- suite aux reclassements mentionnés en 15.1.1 afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature telle qu'annexée à l'arrêté modifié du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, un montant de 813 millions d'euros, correspondant aux charges relatives à l'entreposage intermédiaire et traitement des générateurs de vapeurs dans une installation centralisée, a été reclassé vers les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Sur la base des estimations de coûts réalisées sur les différents postes de coûts, le devis de référence à terminaison (en euros 2020) de 2 tranches TTS 900 MW (Fessenheim) s'élève à environ 0,8 milliard d'euros, soit 0,4 milliard d'euros en moyenne pour une tranche TTS 900 MW à comparer aux 0,35 milliard d'euros de coût moyen pour le parc REP complet en tenant compte des effets de série et mutualisation décrits précédemment.

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

A l'exception des deux réacteurs de la centrale de Fessenheim (pour lesquels les provisions sont évaluées suivant les modalités du parc REP en exploitation décrites plus haut), le démantèlement des autres réacteurs à l'arrêt, représente des opérations pilotes correspondant à quatre technologies différentes et présentant des spécificités marquées : REP à Chooz A (mais inséré dans une caverne), 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. Ils sont revus annuellement depuis 2015. 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 15.1.1.2.2 « 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 définitivement arrêtées, en particulier celui relatif aux UNGG, a conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

En 2016, la révision des provisions des centrales définitivement arrêtées a donné lieu à des ajustements non significatifs, à l'exception d'une augmentation de 125 millions d'euros pour une installation particulière (Atelier des Matériaux Irradiés de Chinon). En 2017 et 2018, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

L'évolution du scénario industriel de démantèlement des réacteurs UNGG opérée 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.

En 2019, la prise en compte de ces projets de décision a conduit globalement à augmenter les provisions nucléaires de 108 millions d'euros, dont 77 millions d'euros concernent la provision pour déconstruction des centrales nucléaires et 31 millions d'euros concernent la provision GLTD (déchets FAVL, TFA et FMA).

Les décisions de l'ASN relatives au démantèlement des réacteurs UNGG ont été publiées le 17 mars 2020, sans remise en cause des principes inscrits dans les projets de décision de 2019. Les provisions nucléaires au titre de la déconstruction des UNGG n'ont en conséquence pas fait l'objet de réévaluation particulière à ce titre en 2020 et reflètent la meilleure estimation du scénario industriel et technique.

En 2020, la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées a notamment amené à une augmentation des provisions de 45 millions d'euros au titre de retards sur le chemin critique suite à l'arrêt des chantiers lors de la 1ère phase

de confinement et suite à un aléa majeur en lien avec l'arrêt du chantier de découpe des internes de Chooz A. Une mise à jour des coûts sur l'assainissement du génie civil a été également réalisée, conduisant à une augmentation des provisions de 43 millions d'euros au périmètre des installations arrêtées dans leur ensemble.

Enfin, conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du code de l'environnement, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) a commandité en juin 2020 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation du démantèlement des installations nucléaires arrêtées d'EDF, conduit par un consortium de cabinets spécialisés. L'audit a commencé début décembre 2020 et est appelé à se dérouler jusqu'à juillet 2021.

Au 31 décembre 2020, les montants bruts évalués aux conditions économiques de fin de période (reste à dépenser) et les montants en valeur actualisée, sont les suivants par technologie de réacteurs :

	31/12/2020	
(en millions d'euros)	**Montants des charges aux conditions économiques de fin de période**	**Montants provisionnés en valeur actualisée**
Réacteur à eau pressurisé - REP - Chooz A	215	176
Réacteur à eau pressurisé REP – Fessenheim[(1)]	810	689
Réacteurs Uranium – Graphite – Gaz - UNGG Bugey, Saint Laurent, Chinon	5 352	2 967
Réacteur à eau lourde – Brennilis	321	276
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium – Superphenix à Creys Malville	557	494

(1)hors entreposage intermédiaire et traitement des générateurs de vapeur.

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées comprennent également les coûts de déconstruction d'installations annexes comme l'Atelier pour l'Entreposage du Combustible (APEC) à Creys Malville, et la Base chaude opérationnelle du Tricastin (BCOT).

Comparé aux coûts de déconstruction pour la technologie REP, le coût de déconstruction à terminaison (ensemble des coûts réalisés et restant à dépenser) des autres réacteurs est plus élevé en fonction de leurs caractéristiques :

- environ deux fois plus pour Brennilis (environ 0,85 milliard d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison de sa compacité, d'un cœur enchâssé dans du béton donc difficile d'accès, de l'absence de piscine qui rend les découpes avec des moyens télé-opérés plus complexes, et de la présence de zircaloy (risque incendie) qui impose des cadences de découpe réduites et un contrôle renforcé ;
- environ deux fois plus pour les réacteurs UNGG (environ 6,4 milliards d'euros de coût à terminaison pour 6 réacteurs), qui nécessitent d'évacuer 20 fois plus de matériaux que pour un REP en raison de leur taille, et dont la difficulté d'accès et la gestion particulière du graphite nécessitent le développement de moyens télé-opérés spécifiques ;
- environ quatre fois plus pour Creys-Malville (environ 1,8 milliards d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison du traitement du sodium, très délicat à éliminer, et de la taille des installations, en particulier celle du réacteur (sa cuve est 20 fois plus grande que celle d'un REP 1300 MW).

L'état d'avancement des chantiers de déconstruction est le suivant :

- Chooz A : le réacteur a été arrêté en 1991 et le démantèlement nucléaire a débuté en 2007 après l'obtention du décret de démantèlement. La dernière étape du démantèlement a commencé en 2016 avec la découpe, le conditionnement et l'évacuation des composants internes de la cuve, qui sera prolongée par le démantèlement de la cuve elle-même. Ces opérations devraient s'achever en 2024. Le décret de démantèlement prévoit qu'elles soient suivies d'une période de surveillance des eaux de ruissellement de la caverne d'une vingtaine d'année conduisant à un déclassement de l'installation en 2047 ;
- Réacteurs graphites Gaz– UNNG : arrêtées entre 1973 et 1994, ces 6 installations ont eu leur décret de démantèlement entre 2008 et 2010 (sauf Chinon A1 et A2). L'évacuation du combustible et la vidange des circuits ont été réalisées pour tous ces réacteurs et les opérations de démantèlement des bâtiments conventionnels et nucléaires périphériques aux « caissons réacteurs » sont en cours. Suite à la décision ASN de 2020, des dossiers d'autorisation de démantèlement seront remis pour tous ces réacteurs en 2022 afin d'obtenir de nouveaux décrets permettant de poursuivre les opérations de démantèlement conformément à la stratégie de démantèlement en air. L'ouverture de la partie supérieure du caisson tête de série UNGG – Chinon A2- est prévue en 2033 ; les premières sorties des internes et briques de graphite sont prévues à partir de 2040 sur une période de 14 ans. En parallèle les autres sites UNGG finalisent leurs travaux et opérations de mise en configuration sécurisée (2035). Dans l'état de configuration sécurisée, 80 % des surfaces sont déconstruites et les caissons réacteurs en attente de démantèlement sont dans un état sûr permettant d'avoir progressé suffisamment sur la TTS pour en recueillir le retour d'expérience et sécuriser ainsi les 5 autres opérations. Les ouvertures des caissons suivant la TTS se positionnent à partir de 2055 ;

- Creys Malville : arrêté en 1998, la centrale a obtenu son décret de démantèlement en 2006. Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible, démantèlement de la salle des machines, vidange des circuits, transformation et élimination du sodium utilisé pour le refroidissement dans tous les circuits, mise en eau de la cuve, ouverture et retrait des bouchons de la cuve, début de découpe du bouchon couvercle cœur (pièce de plusieurs centaines de tonnes). Les prochaines étapes concernent le démantèlement des internes de cuve (fin prévue à horizon 2026), le démantèlement électromécanique dans le bâtiment réacteur, puis l'assainissement (la fin de démantèlement se situe en 2038) ;
- Brennilis : arrêtée en 1985, la centrale a obtenu un décret de démantèlement partiel en 2011 autorisant tous les démantèlements périphériques au « bloc réacteur ». Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible, démantèlement de la salle des machines, du bâtiment combustible, des bâtiments auxiliaires, des échangeurs de chaleur et de la station de traitement des effluents. Les prochaines étapes concernent l'instruction du dossier de demande de démantèlement complet en vue de l'obtention du décret de démantèlement à horizon 2022, permettant de réaliser le démantèlement du bloc réacteur (fin des opérations positionnées en 2040).

15.1.1.4 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 (dite « part amont ») ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants (dite « part aval »). 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. Il est à noter que le Conseil d'Etat, dans sa décision du 11 Décembre 2020, a contesté la déductibilité fiscale des conséquences de la constitution immédiate d'une provision pour démantèlement du dernier cœur (« part amont ») (voir note 17.3.1).

En 2020, suite à la mise à l'arrêt définitif de la centrale de Fessenheim, une reprise de la provision pour dernier cœur pour les 2 tranches de Fessenheim a été effectuée à hauteur de 99 millions d'euros, avec concomitamment une sortie de stock du combustible non irradié en réacteur au moment de l'arrêt, et parallèlement la constitution de provisions pour gestion du combustible usé et de gestion à long terme des déchets radioactifs relatives au traitement de ce combustible et au stockage des déchets qui seront issus du traitement.

15.1.1.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité

Calcul du taux d'actualisation et taux d'inflation

Jusqu'au 30 juin 2020, le taux d'actualisation était déterminé sur base de la moyenne glissante sur 10 ans du rendement des OAT de duration aussi proche que possible de celle de la duration des engagements nucléaires (OAT 2055), à laquelle était ajouté le spread des obligations cotées de notation A à AA.

A compter du 31 décembre 2020, les modalités de calcul du taux d'actualisation ont évolué comme suit :

Le taux d'actualisation est dorénavant établi sur la base d'une courbe de taux d'intérêt. Cette courbe comprend une courbe de taux souverain, construite sur des données de marché en date de clôture pour les horizons liquides (courbe de taux OAT de 0 à 20 ans) et convergeant ensuite, en utilisant une courbe d'interpolation, vers le taux de très long terme UFR (*Ultimate Forward Rate*) - avec des taux qui deviennent proches du taux UFR à partir de 50 ans -, à laquelle est ajoutée une courbe des spreads des obligations d'entreprises de notation A à BBB. Sur la base des flux de décaissement attendus des engagements nucléaires, un taux d'actualisation unique équivalent est déduit, par application des taux d'actualisation de la courbe de taux ainsi construite à chaque flux, en fonction de sa maturité. Ce taux d'actualisation unique est ensuite appliqué aux échéanciers prévisionnels de coûts des engagements pour déterminer les provisions.

Le taux UFR a été défini par l'autorité européenne de régulation des assureurs (European Insurance and Occupational Pensions Authority– « EIOPA ») pour les passifs assurantiels de très long terme, présentant des décaissements au-delà des horizons de marché. Le taux UFR calculé s'établit à 3,51 % pour 2020. Il est retenu dans la méthodologie de calcul en cohérence avec la décision de l'autorité administrative qui dans son arrêté du 1er juillet 2020 modifiant l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (voir ci-après), a fait évoluer la formule du plafond réglementaire du taux d'actualisation, en prenant désormais en référence le taux UFR, en lieu et place de la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30, la référence au taux UFR étant considérée comme plus pertinente pour les provisions nucléaires compte tenu des échéances de très long terme. La courbe de taux souverain fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux [-0,6 %;0,2 %] pour les flux entre 0 et 20 ans, de [0,2 % ;3,2 %] pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,51 % pour les flux au-delà de 50 ans.

Cette évolution des modalités de calcul du taux d'actualisation permet la meilleure appréciation actuelle de la valeur temps de l'argent au regard des provisions nucléaires qui ont pour caractéristiques des flux de décaissement à très long terme, largement au-delà des horizons de marché, notamment au travers :

- de l'utilisation d'une courbe de taux d'intérêt, sur base de données de marché sur les horizons liquides observées en date de clôture, et convergeant sur les horizons non liquides vers un taux de très long terme sans effet de cycle (en lieu et place d'un taux moyen relatif à une seule duration représentative de la duration moyenne des engagements), soit des données de taux pour l'ensemble des échéances associées aux provisions nucléaires ;
- de l'utilisation d'une référence d'un taux de très long terme (UFR calculé) produit par un acteur indépendant et désormais retenu par l'autorité administrative pour la détermination de la formule du plafond règlementaire, pour la prise en compte des tendances longues sur les évolutions de taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements;
- de la modification des références des spreads d'obligations pris en compte aux entreprises de notation A à BBB permettant de construire une courbe de spread robuste, dans un contexte d'obligations de notation AA peu nombreuses en particulier pour les maturités longues, contrairement aux obligations de notation BBB qui constituent la majorité des obligations « *Investment Grade* » et sont très majoritaires sur les maturités les plus longues.

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des produits de marché indexés sur l'inflation et tenant compte des prévisions économiques, et en cohérence à long terme avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (2 %).

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 3,3 % au 31 décembre 2020, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,2 % (respectivement 3,7 % et 1,4 % au 31 décembre 2019), soit un taux d'actualisation réel de 2,1 % au 31 décembre 2020 (2,3 % au 31 décembre 2019).

Sur la base des modalités de calcul en vigueur jusqu'au 30 juin 2020, le taux d'actualisation réel s'établirait également à 2,1 %.

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Faisant suite au courrier en date du 12 février 2020 de la ministre de la Transition écologique et solidaire et du ministre de l'Économie et des Finances informant EDF avoir décidé de faire évoluer certaines dispositions réglementaires en matière de sécurisation du financement des charges nucléaires (voir note 32.1.5.1 aux états financiers au 31 décembre 2019), sont parus au Journal officiel le 2 juillet 2020 les deux textes règlementaires suivants :

- décret du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, qui codifie au sein du Code de l'environnement et actualise le décret initial du 23 février 2007 ;
- arrêté du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007.

Au regard de ces décret et arrêté, le taux d'actualisation, à compter du 1er juillet 2020, doit respecter un double plafond règlementaire, et doit en conséquence être inférieur :

- au plafond réglementaire, exprimé dorénavant en valeur réelle, c'est-à-dire net du taux d'inflation ; cette valeur est égale à la valeur non arrondie représentative des anticipations en matière de taux d'intérêt réel à long terme, retenue pour le calcul publié par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (EIOPA) du taux à terme ultime (taux UFR « réel ») applicable à la date considérée, majorée de cent cinquante points de base. Ce plafond est applicable à compter de l'année 2024. Jusqu'en 2024, le plafond est égal à la moyenne pondérée de 2,3 % et de ce nouveau plafond. La pondération affectée au montant de 2,3 % est fixée à 50 % pour l'année 2020, 25 % pour l'année 2021, 12,5 % pour l'année 2022 et 6,25 % pour l'année 2023 ;
- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé selon l'arrêté en vigueur à partir du 1er juillet 2020, à partir de la référence UFR, s'établit à 2,7 % (taux réel de 2,66 % arrondi à 2,7 %) au 31 décembre 2020.

Le taux d'actualisation réel retenu dans les états financiers au 31 décembre 2020, en application des modalités de calcul présentées ci-avant, est de 2,1 %.

Le taux plafond en valeur nominale, basé sur la règlementation en vigueur avant l'arrêté du 1er juillet 2020 et calculé à partir de la référence TEC 30, s'établissait à 3,8 % (3,75 % arrondi à 3,8 %) au 31 décembre 2019. Le taux d'actualisation nominal retenu dans les états financiers au 31 décembre 2019 s'établissait quant à lui à 3,7 %.

Le décret du 1er juillet 2020 apporte par ailleurs les principales autres évolutions suivantes :

- il supprime l'obligation de dotation aux actifs dédiés lorsque le taux de couverture est supérieur à 100 % et porte à 120 % (contre 110 % auparavant) le seuil au-delà duquel des retraits sont possibles ;
- il porte le délai maximal de dotation aux actifs dédiés en cas de sous-couverture, après autorisation de l'autorité administrative, à 5 ans au lieu de 3 ans précédemment ;

- il complète les exigences relatives au contrôle interne et aux analyses de risque sur les provisions nucléaires, exigences devant être mis en œuvre par les exploitants d'ici le 31 décembre 2021.

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.

Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006	31/12/2020		31/12/2019	
(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	18 998	10 246	18 437	9 804
- dont non liée au cycle d'exploitation	*2 727*	*1 297*	*2 491*	*1 152*
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	-	-	1 243	805
Gestion à long terme des déchets radioactifs	35 580	13 300	32 372	10 531
AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE	**54 578**	**23 546**	**52 052**	**21 140**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	19 693	12 775	21 134	13 244
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	7 400	4 714	6 428	3 693
Derniers cœurs	4 258	2 711	4 331	2 624
DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**31 351**	**20 200**	**31 893**	**19 561**
PROVISIONS LIEES A LA PRODUCTION NUCLEAIRE - Périmètre loi du 28 juin 2006		***43 746***		***40 701***

Les décaissements cumulés des montants des charges nucléaires (sur base des valeurs brutes aux conditions économiques de fin de période) se répartissent comme suit :

Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006	31/12/2020		
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période		
(en millions d'euros)	dont le décaissement est prévu sous 10 ans	dont le décaissement est au-delà de 10 ans[1]	Total
Gestion du combustible usé	7 176	11 822	**18 998**
- dont non lié au cycle d'exploitation	*239*	*2 488*	***2 727***
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 094	30 486	**35 580**
AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE	**12 270**	**42 308**	**54 578**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	707	18 986	**19 693**
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	2 756	4 644	**7 400**
Derniers cœurs	848	3 410	**4 258**
DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**4 311**	**27 040**	**31 351**

[1]Par ailleurs, à horizon de 20 ans et 50 ans les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période) respectivement à 22 % et à 40 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs et respectivement à 47 % et à 96 % pour la déconstruction.

Ces approches peuvent être complétées par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

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 2020 :

(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	11 322	(261)	287	229	(253)
- provisions pour reprise et conditionnement des déchets	-				
- gestion à long terme des déchets radioactifs	13 300	(793)	954	646	(796)
Déconstruction et derniers cœurs :					
- déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 775	(498)	522	-	-
- déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	4 714	(160)	172	160	(172)
- derniers cœurs	2 711	(91)	97	-	-
TOTAL	**44 822**	**(1 803)**	**2 032**	**1 035**	**(1 221)**
Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés	***32 676***	***(1 564)***	***1 772***	***875***	***(1 043)***

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)**
Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés	***29 975***	***(1 423)***	***1 559***	***769***	***(868)***

15.1.2 Actifs dédiés d'EDF

15.1.2.1 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 définies dans le Code de l'environnement.

Le décret du 1er juillet 2020 a codifié les obligations réglementaires relatives aux actifs dédiés dans les articles D594-1 à 18 du Code de l'environnement, complétés par l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 1er juillet 2020. Ces textes précisent, notamment sur la base du Code des assurances, la liste des actifs éligibles qui

inclut sous certaines conditions les actifs non cotés. Ils autorisent en particulier, 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 15.1.2.2 ci-après).

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 %.

Depuis le décret du 1er juillet 2020, en dehors de l'obligation de dotation en 2020 à hauteur de 797 millions d'euros compte tenu des dispositions réglementaires préexistantes, confirmée à EDF par un courrier de l'autorité administrative du 12 février 2020, il n'y a plus d'obligation de doter aux actifs dédiés dès lors que le ratio de couverture, défini par le rapport entre la valeur de réalisation des actifs et le montant des provisions concernées, est supérieur à 100 %, et les retraits d'actifs ne sont pas autorisés tant que cette valeur est inférieure à 120 %.

15.1.2.2 Allocation stratégique et composition 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.

Elle a fait l'objet de plusieurs évolutions en vue de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés :

- en 2010, avec l'affectation des titres RTE (désormais détenue par l'intermédiaire de la société CTE) ;
- en 2013, par la mise en place, d'un portefeuille d'actifs non cotés (infrastructures, immobilier, fonds d'investissement investis en actions ou en dette) géré par la Division d'EDF SA « EDF Invest » ; ainsi que
- l'affectation en 2013 de la créance reconnue par l'État français, représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012, remboursée en totalité au 31 décembre 2020.

Le Conseil d'administration du 29 juin 2018 a validé le principe d'une 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 d'ici 2025.

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 et localisés en France. Les Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) sont détenus par EDF et ne sont pas consolidés, EDF n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds et n'apportant pas de soutien financier.

La valeur des actifs de ces FCPR s'élève à 10 422 millions d'euros au 31 décembre 2020 (8 492 millions d'euros au 31 décembre 2019). Ces FCPR sont constitués principalement de 13 fonds cotés pour 9 742 millions d'euros (au 31 décembre 2019, 12 FCPR cotés pour 7 875 millions d'euros).

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.

Les actifs de croissance incluent également, pour des poids minoritaires, 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 les

actifs de rendement ci-dessous).

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).

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, réalisés par EDF Invest soit en direct, soit en gestion déléguée *via* des fonds d'investissement.

Par ailleurs, EDF Invest gère également, au travers de fonds d'investissement non cotés, des actifs de croissance et des actifs de taux.

Au total, au 31 décembre 2020, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 6 905 millions d'euros, dont 6 420 millions d'euros d'actifs de rendement. Les actifs de rendement incluent notamment :

- 50,1 % de la participation du Groupe dans CTE, pour une valeur de 2 788 millions d'euros au 31 décembre 2020 (2 926 millions d'euros au 31 décembre 2019), présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées ;
- les participations du Groupe dans Madrileña Red de Gas (MRG), Géosel, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Energy Assets Group, Central Sicaf, Ecowest, Korian & Partenaires Immobilier, Nam Theun Power Company et des sociétés détenant des parcs éoliens et solaires (Etats Unis, Canada, Royaume-Uni, Portugal) présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées ;
- les participations du Groupe dans Teréga, Porterbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park et des sociétés détenant des parcs éoliens au Royaume-Uni, présentées au bilan consolidé au niveau des titres de dettes ou de capitaux propres.

15.1.2.3 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2020

En avril 2020, EDF Invest a acquis une part minoritaire d'Energy Assets Group (EAG) au Royaume-Uni (*smart meters*) ainsi que des participations minoritaires dans des actifs immobiliers (bureaux en France et domaine de la santé en Europe).

En décembre 2020, EDF SA a également acquis auprès d'EDF Renewables des participations dans des parcs solaires et éoliens aux Etats-Unis, au Canada et au Portugal, qui ont été dotées intégralement aux actifs dédiés sur l'exercice 2020. Ces apports d'actifs s'ajoutent à la dotation réalisée au premier semestre 2020 du solde de la participation dans les parcs éoliens MiRose et Red Pine acquis en 2019 auprès d'EDF Renewables.

Au total, la dotation aux actifs dédiés s'est élevée à 797 millions d'euros en 2020 (540 millions d'euros en 2019), dont 299 millions d'euros sous la forme d'apports d'actifs et 498 millions d'euros en numéraire, conformément à l'obligation réglementaire de dotation en 2020 pesant sur EDF (voir note 15.1.2.1).

Le premier semestre 2020 a connu une situation inédite sur les marchés financiers, avec une hausse importante sur les marchés actions jusqu'à mi-février, puis l'extension de la crise du Covid-19 qui a conduit à la baisse la plus forte depuis plus de 30 ans avec un point bas au 20 mars et finalement un rebond significatif jusqu'à la fin du semestre sous l'effet notamment de l'intervention en urgence des banques centrales. Ce premier semestre avait conduit à enregistrer des variations de juste valeur négatives du portefeuille, qui ont été effacées progressivement pour finir l'année 2020 avec de bonnes performances pour l'ensemble des actifs – notamment du fait de la mise en œuvre de mesures exceptionnelles de soutien à l'économie, budgétaires et monétaires.

En effet, la Banque Fédérale Américaine a de nouveau adopté une politique de taux zéro, tout comme la BCE a mis en place une politique d'achat d'actifs d'une ampleur inégalée mais surtout sur des actifs de qualité bien moindre que lors des précédents *Quantitative Easing*. Ainsi, et contrairement à ce que l'on pouvait anticiper en début d'année, les taux des emprunts d'Etat ont baissé significativement (-0.4 % sur le Bund 10 ans à -0.58 %, -0.9% sur l'emprunt d'Etat italien (BTP) à +0.52 %). Enfin, l'année s'est terminée favorablement avec la fin des incertitudes politiques sur les élections présidentielles américaines et surtout un accord in extremis sur le Brexit.

Des variations de juste valeur positives du portefeuille d'actifs dédiés (OPC, actions) ont été enregistrées sur l'exercice 2020 dans le résultat financier à hauteur de 1 218 millions d'euros (voir note 8.3) contre des variations de juste valeur positives à hauteur de 2 545 millions d'euros en 2019.

Des variations de juste valeur positives sur le portefeuille d'actifs dédiés obligations ont été enregistrées sur l'exercice 2020 en OCI à hauteur de 62 millions d'euros (voir note 18.1.2) contre des variations de juste valeur positives à hauteur de 162 millions d'euros en 2019.

Des retraits pour un montant de 431 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2020 (442 millions d'euros en 2019).

15.1.2.4 Valorisation des actifs dédiés d'EDF

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

(en millions d'euros)	Présentation au bilan consolidé	31/12/2020		31/12/2019	
		Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
Actifs de rendement (EDF Invest)		**4 677**	**6 420**	**4 304**	**6 080**
CTE	Participations dans les entreprises associées[(1)]	1 378	2 788	1 417	2 926
Autres entreprises associées	Participations dans les entreprises associées[(2)]	1 974	2 252	1 563	1 777
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets[(3)]	1 309	1 364	1 334	1 387
Dérivés	Juste valeur des dérivés	16	16	(10)	(10)
Actifs de croissance		**13 692**	**13 692**	**13 300**	**13 300**
Actions - parts d'OPC	Titres de dettes	13 174	13 174	12 978	12 978
Fonds actions non cotées (EDF Invest)	Titres de dettes	330	330	276	276
Dérivés	Juste valeur des dérivés	188	188	46	46
Actifs de taux		**13 736**	**13 736**	**12 240**	**12 244**
Obligations	Titres de dettes	12 371	12 371	11 225	11 225
Fonds de dette non cotés (EDF Invest)	Titres de dettes	155	155	142	142
Portefeuille de trésorerie	Titres de dettes	1 185	1 185	188	188
Créance de CSPE [(4)]	Prêts et créances financières	-	-	684	688
Dérivés	Juste valeur des dérivés	25	25	1	1
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS D'EDF		**32 105**	**33 848**	**29 844**	**31 624**

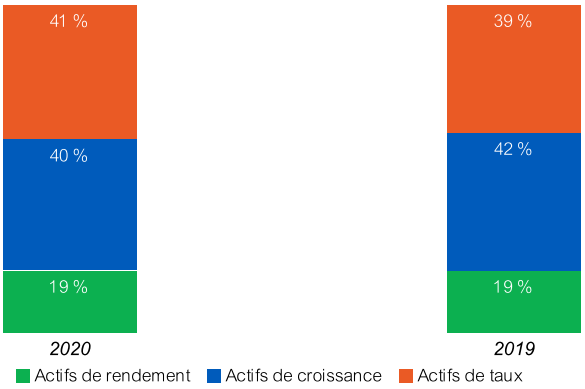
[(1)] Participation du Groupe de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres de RTE. Les titres CTE sont pris en compte pour leur valeur d'équivalence dans les comptes consolidés (valeur comptable du tableau). La valeur de réalisation de CTE présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur 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 1 183 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

[(4)] 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, intégralement remboursée au 31 décembre 2020 conformément à l'échéancier.

La composition des actifs dédiés en 2020 par rapport à 2019 est la suivante (en valeur de réalisation) :



15.1.3 Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF

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)	31/12/2020	31/12/2019
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 297	1 152
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	13 300	10 531
Provision pour reprise conditionnement déchets (RCD)	-	805
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 489	16 937
Provisions pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	590	550
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	**32 676**	**29 975**
VALEUR DE RÉALISATION ACTIFS DÉDIÉS	**33 848**	**31 624**
TAUX DE COUVERTURE RÈGLEMENTAIRE	**103,6%**	**105,5 %**

Au 31 décembre 2020, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 103,6 %. Le plafonnement réglementaire éventuel de la valeur de réalisation de certains investissements prévu par le Code de l'environnement n'a pas d'effet au 31 décembre 2020.

Au 31 décembre 2019, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 105,5 %, également en l'absence de plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation.

15.2 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 15 280 millions d'euros au 31 décembre 2020 ;
- 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 18.1.3) et s'élèvent à 13 034 millions d'euros au 31 décembre 2020 (13 303 millions d'euros au 31 décembre 2019).

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

(en millions d'euros)	31/12/2019	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements	31/12/2020
Provisions pour gestion du combustible usé	1 503	14	(206)	34	(79)	20	1 286
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	532	3	-	10	(29)	30	546
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	1 053	3	-	53	(58)	55	1 106
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**3 088**	**20**	**(206)**	**97**	**(166)**	**105**	**2 938**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	10 303	-	(48)	168	(557)	304	10 170
Provisions pour derniers cœurs	1 892	-	-	71	(106)	315	2 172
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**12 195**	**-**	**(48)**	**239**	**(663)**	**619**	**12 342**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**15 283**	**20**	**(254)**	**336**	**(829)**	**724**	**15 280**

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 et la variation de la provision pour derniers cœurs ayant pour contrepartie les immobilisations.

La variation résulte principalement de l'effet de la baisse du taux d'actualisation à hauteur de 644 millions d'euros, dont 322 millions d'euros ayant pour contrepartie la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique, et 322 millions d'euros ayant pour contrepartie les immobilisations.

15.2.1 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. Ces accords ont été modifiés et actualisés le 5 janvier 2009 dans le cadre de l'acquisition de British Energy Limited par le Groupe. 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 101 millions d'euros au 31 décembre 2020 ;
- 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 13.1).

Des discussions sont en cours depuis 2019 entre EDF Energy et le gouvernement britannique pour convenir des modifications et précisions à apporter aux Accords de Restructuration, afin d'assurer un recouvrement opérationnel des coûts éligibles et de clarifier que toutes les centrales AGR, une fois la phase de déchargement du combustible terminée, seront transférées à la NDA qui prendra en charge les activités ultérieures de déconstruction.

Début 2020, EDF Energy a effectué la première phase du dépôt du plan de déconstruction (*Decommissioning Plan submission* - DPS 20), correspondant à l'actualisation du coût d'évacuation du combustible. La réponse de la NDA au DPS 20 est attendue dans le cadre de la conclusion des discussions avec le gouvernement britannique

La deuxième phase de la DPS 20 est prévue pour fin 2021 et couvrira une mise à jour de toutes les autres activités de déconstruction de l'AGR, la déconstruction de Sizewell, ainsi qu'une mise à jour du plan des engagements non contractuels.

15.2.2 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.

	31/12/2020		31/12/2019	
(n millions of 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	2 318	1 286	2 655	1 503
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 875	546	1 979	532
Gestion à long terme des déchets radioactifs	3 724	1 106	3 886	1 053
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**7 917**	**2 938**	**8 520**	**3 088**

15.2.3 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 engagé depuis 2019 des discussions avec le gouvernement britannique pour convenir des modifications et précisions à apporter aux Accords de Restructuration, afin d'assurer un recouvrement efficace des coûts éligibles et de clarifier que toutes les centrales AGR, une fois la phase de déchargement du combustible terminée, seront transférées à la NDA qui prendra en charge les activités ultérieures de déconstruction.

Début 2020, EDF Energy a effectué la première phase du dépôt du plan de déconstruction (*Decommissioning Plan submission* - DPS 20), correspondant à l'actualisation du devis d'évacuation du combustible. Cette actualisation a conduit à une augmentation de la provision de 1,9 milliards d'euros au 31 décembre 2019 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 réponse de la NDA au DPS 20 est attendue dans le cadre de la conclusion des discussions avec le gouvernement britannique

La deuxième phase de la DPS 20 est prévue pour fin 2021 et couvrira une mise à jour de toutes les autres activités de déconstruction de l'AGR, la déconstruction de Sizewell, ainsi qu'une mise à jour du plan des engagements non contractuels.

EDF Energy a annoncé en 2020 la fermeture des centrales AGR Hunterston et Hinkley Point B, prévue respectivement avant le 7 janvier 2022 et avant le 15 juillet 2022. Cette mise à jour d'hypothèses n'a pas d'impact significatif sur les provisions pour déconstruction.

	31/12/2020		31/12/2019	
(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
DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES	**18 175**	**10 069**	**19 278**	**10 187**

La diminution des montants des charges aux conditions économiques de fin de période s'explique principalement par l'effet des écarts de conversion.

15.2.4 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire

Jusqu'au 30 juin 2020, 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 était déterminé sur une prévision à long terme de l'indice ajusté des prix de détail établi au Royaume-Uni (CPIH).

A compter du 31 décembre 2020, les modalités de calcul du taux d'actualisation ont évolué comme suit :

- Comme pour les provisions nucléaires en France, le taux d'actualisation est dorénavant établi sur la base d'une courbe de taux d'intérêt. Cette courbe comprend une courbe de taux souverain, construite sur des données de marché en date de clôture pour les horizons liquides (courbe de taux UK gilt de 0 à 20 ans) et convergeant ensuite, en utilisant une courbe d'interpolation, vers le taux de très long terme UFR (*Ultimate Forward Rate*), à laquelle est ajoutée une courbe des spreads des obligations d'entreprises de notation A à BBB. Sur la base des flux de décaissement attendus des engagements nucléaires, un taux d'actualisation unique équivalent est déduit de la courbe de taux ainsi construite. Ce taux d'actualisation unique est ensuite appliqué aux échéanciers prévisionnels de coûts des engagements pour déterminer les provisions ;
- L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des prévisions économiques et des produits de marché indexés sur l'inflation, et en cohérence à long terme avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (2%).

Le taux d'actualisation réel ainsi déterminé et retenu par EDF Energy au 31 décembre 2020 pour le calcul des passifs nucléaires est de 1,8 % (2,0 % au 31 décembre 2019).

15.3 PROVISIONS NUCLÉAIRES EN BELGIQUE

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 265 millions d'euros au 31 décembre 2020 (259 millions d'euros au 31 décembre 2019) ;
- 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 18.1.3) pour 263 millions d'euros au 31 décembre 2020 (230 millions d'euros au 31 décembre 2019). 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.

Les autres provisions liées à la production nucléaire en Belgique, correspondent à des obligations au passif sous forme de provisions non intégrées aux mécanismes de financement décrits ci-dessus.

NOTE 16 PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL

Principes et méthodes comptables

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.).

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 nets 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.

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.

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, 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 (loi du 9 août 2004), 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 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.

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.

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.

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 ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

16.1 PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL DU GROUPE

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Provisions pour avantages du personnel – part courante	879	945
Provisions pour avantages du personnel – part non courante	22 130	20 539
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**23 009**	**21 484**

16.1.1 Décomposition de la variation de la provision par zone géographique : engagements, actifs de couverture, passif net

(en millions d'euros)	France[1]	Royaume-Uni	Autres	Total
Engagements au 31/12/2019	**33 310**	**9 690**	**899**	**43 899**
Charge nette de l'exercice 2020	1 241	456	39	1 736
Écarts actuariels	2 356	896	41	3 293
Cotisations versées aux fonds	-	-	-	-
Cotisations salariales	-	9	-	9
Prestations versées[2]	(1 418)	(404)	(25)	(1 847)
Écarts de conversion	-	(530)	(2)	(532)
Autres variations	-	-	-	-
Engagements au 31/12/2020	**35 489**	**10 117**	**952**	**46 558**

(en millions d'euros)	France[1]	Royaume-Uni	Autres	Total
Actifs de couverture au 31/12/2019	**(12 581)**	**(10 712)**	**(368)**	**(23 661)**
Charge nette de l'exercice 2020	(160)	(215)	(3)	(378)
Écarts actuariels	(1 204)	(1 179)	(7)	(2 390)
Cotisations versées aux fonds	-	(283)	(25)	(308)
Cotisations salariales	-	(9)	-	(9)
Prestations versées	475	404	4	883
Écarts de conversion	-	588	1	589
Actifs de couverture au 31/12/2020	**(13 470)**	**(11 406)**	**(398)**	**(25 274)**

(en millions d'euros)	France[1]	Royaume-Uni	Autres	Total
Passif net au 31/12/2019[2]	**20 729**	**(1 022)**	**531**	**20 238**
Charge nette de l'exercice 2020	1 081	241	36	1 358
Écarts actuariels	1 152	(283)	34	903
Cotisations versées aux fonds	-	(283)	(25)	(308)
Cotisations salariales	-	-	-	-
Prestations versées	(943)	-	(21)	(964)
Écarts de conversion	-	58	(1)	57
Autres mouvements	-	-	-	-
Passif net au 31/12/2020	**22 019**	**(1 289)**	**554**	**21 284**
Dont :				
Provisions pour avantages du personnel				*23 009*
Actifs financiers non courants[3]				*(1 725)*

[1] La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 16.2).
[2] Le passif net au 31 décembre 2019 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 21 484 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (1 246) millions d'euros soit un passif net de 20 238 millions d'euros.
[3] Au 31 décembre 2020, EDF Energy a constaté un surplus de financement sur ses plans de retraite EEGSG et BEGG.

Ecarts actuariels sur engagements sur l'exercice 2020

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2020 s'élèvent à 3 293 millions d'euros :

- dont 2 356 millions d'euros en France en lien avec :
  - la variation du taux d'actualisation pour 2 695 millions d'euros ;
  - la variation du taux d'inflation pour (604) millions d'euros ; et
- dont 896 millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation (voir note 16.1.2).

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2019 s'élevaient 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.

Ecarts actuariels sur actifs de couverture sur l'exercice 2020

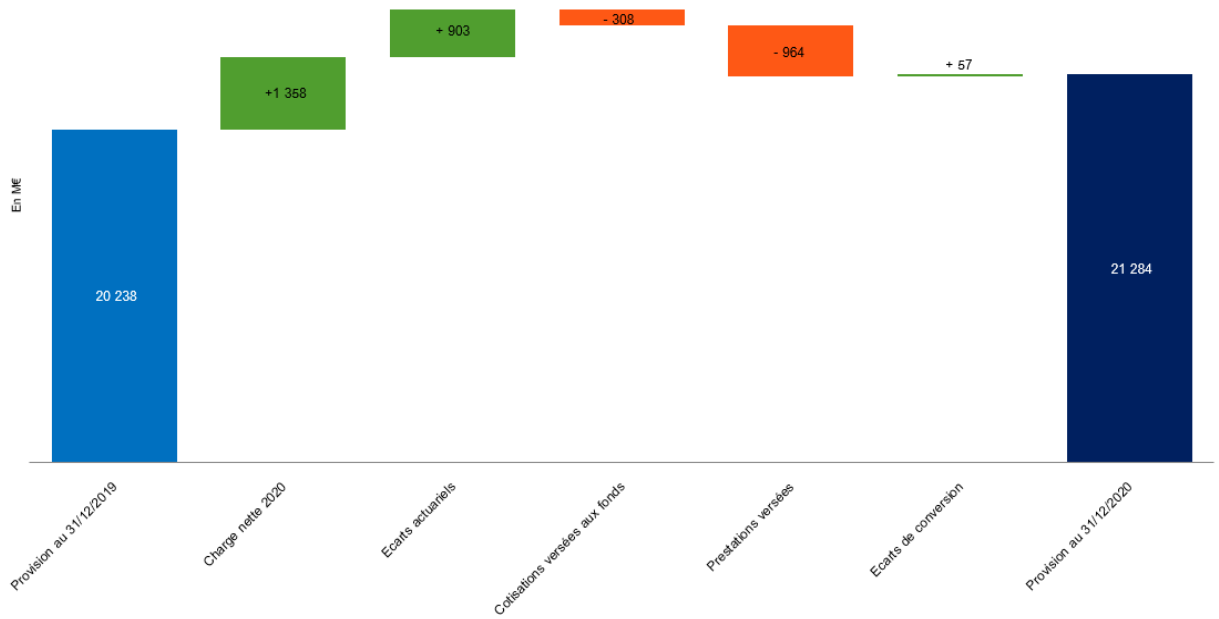
Les écarts actuariels sur actifs générés en 2020 s'élèvent à (2 390) millions d'euros. Ils résultent principalement d'une évolution au Royaume-Uni de (1 179) millions d'euros et en France de (1 204) millions d'euros, due à la très bonne tenue des marchés obligataires.

Passif net au 31 décembre 2020

Le passif net au 31 décembre 2020 s'élève à 21 284 millions d'euros :

- dont 22 019 millions d'euros en France ;
- dont (1 289) millions d'euros au Royaume-Uni en lien avec :
  - la constatation par EDF Energy d'un surplus de financement sur ses plans de retraite EEGSG et BEGG pour un montant global de 1 725 millions d'euros contre 1 246 millions d'euros au 31 décembre 2019. 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 » ;
  - la comptabilisation par EDF Energy d'une provision sur son plan de retraite EEPS de 436 millions d'euros au 31 décembre 2020 contre 224 millions d'euros au 31 décembre 2019.

L'évolution du passif net en 2020 est la suivante :



16.1.2 Hypothèses actuarielles et analyses de sensibilité

Les hypothèses actuarielles retenues sont les suivantes :

	France		Royaume-Uni	
(en %)	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs[1]	0,90 %	1,30 %	1,45 %	2,11 %
Taux d'inflation	1,20 %	1,30 %	2,53 %	2,89 %
Taux d'augmentation des salaires[2]	2,30 %	2,40 %	2,37 %	2,28 %

[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 inclus 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 du taux d'actualisation est liée essentiellement à la baisse des taux sans risque constatée sur 2020.

L'évolution des paramètres économiques et de marché utilisés a conduit le Groupe à fixer le taux d'actualisation à 0,90 % au 31 décembre 2020 (1,30 % au 31 décembre 2019).

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des prévisions économiques et des produits de marché indexés sur l'inflation.

Compte tenu de l'évolution des paramètres économiques et de marché, l'hypothèse d'inflation résultante moyenne servant de référence dans le Groupe pour les pays de la zone Euro est de 1,2 % (1,3 % au 31 décembre 2019).

Les lois de salaires, utilisées pour le calcul des engagements, sont basées sur les évolutions de salaires constatées sur la période 2015-2018 (retraitées des effets exceptionnels).

La loi de mortalité, utilisée pour le calcul des engagements est basée sur la table générationnelle INSEE 2013-2070 corrigée des différences de mortalité constatées entre la population française et la population du régime des IEG.

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.

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

	31/12/2020	
(en %)	France	Royaume-Uni
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	-5,0% / +5,4%	-5,4% / +6,0%
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+5,1% / -4,7%	+5,4% / -4,3%
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+4,9% / -4,6%	+0,3% / -0,1%

16.1.3 Répartition par zone géographique des charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

	2020			
(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Autres	Total
Coût des services rendus	(663)	(262)	(28)	(953)
Coût des services passés	-	-	-	-
Écarts actuariels – avantages à long terme	(146)	-	-	(146)
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(809)**	**(262)**	**(28)**	**(1 099)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(432)	(194)	(11)	(637)
Produit sur les actifs de couverture	160	215	3	378
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(272)**	**21**	**(8)**	**(259)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTREES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(1 081)**	**(241)**	**(36)**	**(1 358)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(2 356)	(896)	(41)	(3 293)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	1 204	1 179	7	2 390
Écarts actuariels	**(1 152)**	**283**	**(35)**	**(903)**
Écarts de conversion	**-**	**(58)**	**1**	**(57)**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**(1 152)**	**225**	**(34)**	**(960)**

	2019			
(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Autres	Total
Coût des services rendus	(563)	(230)	(28)	(821)
Coût des services passés	-	-	3	3
Écarts actuariels – avantages à long terme	(205)	-	-	(205)
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(768)**	**(230)**	**(25)**	**(1 023)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(668)	(243)	(20)	(931)
Produit sur les actifs de couverture	252	263	8	523
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(416)**	**20**	**(12)**	**(408)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTREES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(1 184)**	**(210)**	**(37)**	**(1 431)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(4 151)	(873)	(106)	(5 130)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	1 647	998	23	2 668
Écarts actuariels	**(2 504)**	**125**	**(83)**	**(2 462)**
Écarts de conversion	**-**	**47**	**(1)**	**46**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**(2 504)**	**172**	**(84)**	**(2 416)**

En 2020, les écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme s'élèvent à (3 439) millions d'euros dont (146) millions au titre des avantages à long terme et (3 293) millions au titre des avantages postérieurs à l'emploi:

- dont (896) millions d'euros au Royaume-Uni ;
- dont (2 502) million d'euro en France relatif pour (146) millions aux avantages à long terme et (2 356) millions au titre des engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi. Ces écarts actuariels sont liés aux variations de taux d'actualisation, du taux d'inflation et des écarts d'expérience (voir note 16.1.2).

Les écarts actuariels sur engagements générés en France 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.

(en millions d'euros)	2020	2019
Variation liée aux écarts d'expérience	(355)	(95)
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	-	(1)
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières[1]	(2 147)	(4 260)
ECARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	**(2 502)**	**(4 356)**
Dont :		
Écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	*(2 356)*	*(4 151)*
Écarts actuariels sur autres avantages à long terme	*(146)*	*(205)*

[1]Les hypothèses financières correspondent notamment au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

16.2 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 4.1) 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.

16.2.1 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Participants en activité	20 477	18 994
Retraités	15 012	14 316
TOTAL ENGAGEMENTS	**35 489**	**33 310**

16.2.2 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2020 :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2020	**33 893**	**(13 470)**	**20 423**
Dont :			
Retraites	25 951	(12 671)	13 280
Avantage en nature énergie	5 294	-	5 294
Indemnités de fin de carrière	941	(784)	157
Autres	1 707	(15)	1 692
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2020	**1 596**	**-**	**1 596**
Dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 339	-	1 339
Médailles du travail	225	-	225
Autres	32	-	32
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2020	**35 489**	**(13 470)**	**22 019**

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**

16.2.3 Actifs de couverture

Pour la France, les actifs de couverture, constitués dans le cadre d'une gestion actif/passif, s'élèvent à 13 470 millions d'euros au 31 décembre 2020 (12 581 millions d'euros au 31 décembre 2019) 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 :

- 66 % dans une poche d'adossement visant à répliquer les variations des engagements provoquées par une variation des taux, composée d'obligations ;
- 34 % 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)	31/12/2020	31/12/2019
ACTIFS DE COUVERTURE	**13 470**	**12 581**
Actifs pour régime spécial de retraite	**12 671**	**11 778**
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	34 %	31 %
Instruments de créances cotés (obligations)	66 %	69 %
Actifs pour indemnités de fin de carrière	**784**	**787**
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	37 %	34 %
Instruments de créances cotés (obligations)	63 %	66 %
Autres actifs de couverture	**15**	**16**

Au 31 décembre 2020, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 59 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 19 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 22 % 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 2019.

Au 31 décembre 2020, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 70 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 30 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 65 % 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 +11 % en 2020.

16.2.4 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	1 385	1 379
De un à cinq ans	4 596	4 460
De cinq à dix ans	5 018	4 629
À plus de dix ans	35 949	25 021
FLUX DE TRESORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	**46 948**	**35 489**

Au 31 décembre 2020, la duration moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 20,6 ans.

16.3 ROYAUME-UNI

Le secteur Royaume-Uni comprend principalement EDF Energy.

16.3.1 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Participants en activité	5 702	5 202
Retraités	4 415	4 488
TOTAL ENGAGEMENTS	**10 117**	**9 690**

16.3.2 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 11 406 millions d'euros au 31 décembre 2020 (10 712 millions d'euros au 31 décembre 2019).

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)	31/12/2020	31/12/2019
Actifs pour plan de retraite BEGG	8 585	8 144
Actifs pour plan de retraite EEGSG	1 585	1 493
Actifs pour plan de retraite EEPS	1 236	1 075
ACTIFS DE COUVERTURE	**11 406**	**10 712**
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	11 %	11 %
Instruments de créances cotés (obligations)	61 %	57 %
Biens immobiliers	6 %	7 %
Trésorerie et équivalent de trésorerie	4 %	2 %
Autres	18 %	23 %

Au 31 décembre 2020, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 60 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 23 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 17 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Au 31 décembre 2020, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 70 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 30 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 71 % 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 1 point de pourcentage par rapport au 31 décembre 2019.

16.3.3 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	409	440
De un à cinq ans	1 742	1 690
De cinq à dix ans	2 419	2 130
À plus de dix ans	9 640	5 857
FLUX DE TRESORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	**14 210**	**10 117**

Par ailleurs, la contribution aux plans est estimée à environ 298 millions d'euros pour l'exercice 2021 (288 millions d'euros employeur et 10 millions d'euros employés).

La duration moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 23,5 ans au 31 décembre 2020.

NOTE 17 AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS EVENTUELS

		31/12/2020			31/12/2019		
(en millions d'euros)	Notes	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Autres provisions pour déconstruction	17.1	120	1 744	**1 864**	105	1 573	**1 678**
Autres provisions	17.2	2 675	3 630	**6 305**	2 710	3 065	**5 775**
AUTRES PROVISIONS		**2 795**	**5 374**	**8 169**	**2 815**	**4 638**	**7 453**

17.1 AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	Edison	Framatome	Autres	Total
AUTRES PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION AU 31/12/2020	**772**	**128**	**172**	**412**	**380**	**1864**
Autres provisions pour déconstruction au 31/12/2019	**667**	**143**	**161**	**388**	**319**	**1 678**

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 2020 prend en compte les derniers éléments de devis connus intégrant la remise en état des sites de production.

Les provisions pour déconstruction intègrent notamment 140 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base en France (78 millions d'euros pour Framatome et 62 millions d'euros pour Cyclife France) pour lesquelles des actifs dédiés ont été constitués conformément à la réglementation.

Actifs dédiés de Framatome et Cyclife France

Les actifs dédiés de Framatome et Cyclife France relatifs à des Installations Nucléaires de Base (INB) en France s'élèvent à 97 millions d'euros pour Framatome et 57 millions d'euros pour Cyclife France, en valeur de réalisation avec un taux de couverture réglementaire de 124 % pour Framatome et de 91 % pour Cyclife France, principalement en lien avec la diminution du taux d'actualisation réel au 31 décembre 2020.

17.2 AUTRES PROVISIONS

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements[1]	31/12/2020
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	766	8	(28)	(8)	(1)	64	**801**
Provisions pour risques fiscaux « hors IS »	155	26	(13)	(2)	-	-	**166**
Provisions pour litiges	479	68	(56)	(101)	-	2	**392**
Provisions pour contrats onéreux	1 356	527	(261)	(14)	(6)	288	**1 890**
Provisions liées aux dispositifs environnementaux	1 517	1 535	(1 807)	-	-	(53)	**1 192**
Autres provisions pour risques et charges	1 502	752	(356)	(46)	1	11	**1 864**
TOTAL	**5 775**	**2 916**	**(2 521)**	**(171)**	**(6)**	**312**	**6 305**

[1] Les autres mouvements comprennent principalement les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2020 (voir note 8.2).

Provisions pour contrats onéreux

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.

Les provisions pour contrats onéreux concernent principalement les activités gazières GNL du Groupe (contrats à long terme d'achats de GNL et contrat long-terme de regazéification avec Dunkerque LNG).

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.

Provisions liées aux dispositifs environnementaux

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 notes 5.4.3, 10.2, 20.1 et 20.2.1).

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 2020, une provision de 932 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.

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, PEI et Luminus.

En 2020, le Groupe a restitué, selon la meilleure estimation, 21 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2019. En 2019, le Groupe avait restitué 26 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2018.

Pour l'année 2020, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 0 million de tonnes (1 million de tonnes pour l'année 2019).

Au 31 décembre 2020, le volume des émissions s'élève à 19 millions de tonnes (21 millions de tonnes pour l'année 2019).

Au 31 décembre 2020, une provision de 260 millions d'euros a été comptabilisée au titre des excédents d'émission par rapport aux droits d'émission du Groupe (414 millions d'euros au 31 décembre 2019).

Autres provisions pour risques et charges

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.

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

17.3 PASSIFS ÉVENTUELS

Principes et méthodes comptables

Un passif éventuel est :

- une obligation potentielle résultant d'événements passés et dont l'existence ne sera confirmée que par la survenance (ou non) d'un ou plusieurs événements futurs incertains qui ne sont pas totalement sous le contrôle de l'entité, ou
- une obligation actuelle résultant d'événements passés mais qui n'est pas comptabilisée car : il n'est pas probable qu'une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques soit nécessaire pour éteindre l'obligation, ou le montant de l'obligation ne peut être évalué avec une fiabilité suffisante.

Les principaux passifs éventuels au 31 décembre 2020 sont les suivants :

17.3.1 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. Comme indiqué dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2019, ce redressement réitéré chaque année représentait 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, décision contre laquelle le Ministre s'est pourvu en cassation. Par une décision du 11 décembre 2020, le Conseil d'Etat a cassé cette décision et a renvoyé l'affaire devant cette même Cour (voir note 15.1.1.4). En conformité avec IFRIC 23, EDF a inscrit dans ses comptes 2020 un passif d'impôt net d'un montant de 510 millions d'euros.

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 également 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.

Par des jugements du 2 juillet 2019 pour la période 2009-2013 et du 30 janvier 2020 pour 2014, le Tribunal Administratif de Montreuil a confirmé ces redressements. EDF International a donc liquidé l'impôt en exécution de ces décisions contre lesquelles elle a également fait appel.

17.3.2 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.

17.3.3 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. De nombreux arrêts de la Cour de cassation ont été rendus entre septembre et décembre 2020. Pour l'essentiel, la Cour de cassation confirme sa jurisprudence du 18 septembre 2019 et rejette les pourvois des producteurs fondés sur l'aide d'Etat.

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 sériels partiels, il y aurait application pour chacun d'eux d'une seule franchise et d'un seul plafond de garantie pour les réclamations ayant la même cause technique.

17.3.4 Edison – Vente d'Ausimont (site de Bussi)

A la suite de la cession en 2002 par Edison de la société Ausimont SpA à Solvay Solexis SpA, plusieurs procédures civiles, administratives et pénale, ont été engagées. Les 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. Edison a fait appel tout d'abord devant le tribunal administratif régional de Pescara puis devant le Conseil d'Etat Italien. Après le rejet en avril 2020 du recours formé par Edison devant le Conseil d'Etat, Edison considérant cette décision comme inéquitable et illégale a requis son annulation devant la Cour de Cassation et le Conseil d'Etat. La procédure est en cours, Edison a cependant commencé des travaux de sécurisation du site en accord avec les pouvoirs publics ;
  - 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. La procédure est en cours ;
- un arbitrage : en 2012, une procédure d'arbitrage a été lancée par les sociétés Solvay SA et Solvay Specialty Polymers Italy SpA (l'acquéreur de la société Ausimont) pour violation des représentations et garanties en matière environnementale relatives aux sites de Bussi et de Spinetta Marengo, contenues dans le contrat de cession. La procédure est en cours, une décision est attendue pour le premier semestre 2021 ;
- 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.

17.3.5 Edison - Mantoue - Procédure environnementale

Au cours des dernières années, la province de Mantoue a notifié à Edison huit ordonnances de remise en état relatives à des terrains ainsi que l'ensemble du site pétrochimique de Mantoue vendus par Montedison au groupe ENI en 1990 et ce en dépit de deux accords de règlement signés par Montedison et Edison avec ENI et le ministère de l'Environnement italien et portant sur ces questions environnementales.

Edison a interjeté appel de toutes ces ordonnances devant le tribunal administratif régional de Lombardie, section de Brescia mais a été débouté en août 2018. Edison s'est ensuite pourvue devant le Conseil d'État.

Par décision du 1er avril 2020, le recours d'Edison a été rejeté par le Conseil d'Etat et les décisions de première instance ont ainsi été confirmées.

Edison a poursuivi son appel de la décision devant la Cour de cassation et devant le Conseil d'État lui-même.

Edison a cependant déjà entamé des activités de remédiation sur le site, prenant le relais des opérateurs précédents en procédant à une série d'appels d'offres.

17.3.6 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.

En novembre 2020, les parties ont mis fin amiablement à leur contentieux.

NOTE 18 ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

Principes et méthodes comptables

Les **actifs financiers** comprennent les titres de capitaux propres (notamment les titres de participation non consolidés), les titres de dettes, les prêts et créances au coût amorti, les instruments financiers dérivés actifs (voir note 18.7) ainsi que la trésorerie et équivalents de trésorerie (voir note 18.2).

Le classement et l'évaluation des actifs financiers dépendent du modèle de gestion et des caractéristiques contractuelles des instruments. Ils sont comptabilisés soit au coût amorti, à la juste valeur par capitaux propres ou à la juste valeur par résultat.

Les **passifs financiers** comprennent les emprunts et dettes financières, les concours bancaires et les instruments financiers dérivés passifs (voir note 18.7).

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.

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, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe décomptabilise la dette et enregistre un nouveau passif. Dans la négative, la valeur comptable de la dette est recalculée. Dans les deux cas, les impacts liés à la restructuration sont constatés au compte du résultat.

18.1 ACTIFS FINANCIERS

Principes et méthodes comptables

Les actifs financiers sont composés de titres de dettes ou d'instruments de capitaux propres, comptabilisés selon leurs caractéristiques contractuelles et leur modèle de gestion.

Actifs financiers à la juste valeur par capitaux propres recyclables ou non recyclables

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

- des titres de participation dans des 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 des remboursements de principal et des paiements d'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 leur **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. Les variations de juste valeur de ces instruments sont comptabilisées en capitaux propres recyclables (pour les titres de dettes) ou non

recyclables (pour les instruments de capitaux propres) au compte de résultat.

Actifs financiers à la juste valeur par résultat

Les actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat comprennent :

- des actifs acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance ;
- des dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) (voir note 18.7) ;
- les 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 ;
- les titres de dettes ne répondant pas aux caractéristiques contractuelles du test SPPI indépendamment de leur modèle de gestion, et qui concernent principalement les parts détenues dans des Organismes de Placement Collectif (OPC).

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, leur juste valeur est 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 de ces instruments sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges financiers ».

Actifs financiers au coût amorti

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 ».

Modèle de dépréciation

Le modèle de dépréciation est fondé sur les pertes de crédit attendues dit ECL (*expected credit loss*). 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 « *Investment Grade* ».

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 « *Investment Grade* ». L'augmentation significative du risque de défaillance peut, alors, 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.

18.1.1 Répartition des actifs financiers courants et non courants

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

	31/12/2020			31/12/2019		
(en millions d' euros)	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	13 044	5 696	**18 740**	17 711	6 208	**23 919**
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	34	228	**262**	5	447	**452**
Titres en juste valeur en résultat	2 556	22 807	**25 363**	1 593	20 193	**21 786**
Titres de dettes ou de capitaux propres	***15 634***	***28 731***	***44 365***	***19 309***	***26 848***	***46 157***
Dérivés de transaction – Juste valeur positive	5 038	-	**5 038**	6 813	-	**6 813**
Dérivés de couverture – Juste valeur positive	1 625	3 814	**5 439**	1 803	3 956	**5 759**
Prêts et créances financières[1]	1 235	15 070	**16 305**	1 476	15 415	**16 891**
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	23 532	47 615	71 147	29 401	46 219	75 620

[1]Dont dépréciation pour (432) millions d'euros au 31 décembre 2020 ((352) millions d'euros au 31 décembre 2019).

18.1.2 Titres de dettes ou de capitaux propres

Répartition des titres de dettes ou de capitaux propres

Les actifs financiers sont principalement gérés par le Groupe selon deux objectifs distincts :

- **actifs dédiés constitués en France pour la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs selon l'article L. 594 du Code de l'environnement.** Ils regroupent des placements diversifiés obligataires, dans des OPCVM monétaires ou actions et des participations portées par EDF Invest. La politique générale de gestion des actifs dédiés et leur décomposition sont présentées en note 15.1.2 ;
- **actifs gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité** (« actifs liquides »). Ils regroupent des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie. Au sein de ce poste, les OPCVM monétaires d'EDF représentent 2 441 millions d'euros au 31 décembre 2020 (409 millions d'euros au 31 décembre 2019).

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

	31/12/2020				31/12/2019
(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	6 172	-	22 226	**28 398**	**26 018**
Actifs liquides	12 509	-	2 519	**15 028**	**18 900**
Autres actifs[1]	59	262	618	**939**	**1 240**
TOTAL	18 740	262	25 363	44 365	46 157

[1]Participations détenues dans des entreprises non consolidées.

Variation des titres de dettes ou de capitaux propres

(en millions d'euros)	31/12/2019	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2020
Titres en juste valeur en OCI recyclable	**23 919**	(5 091)	143	-	(243)	12	**18 740**
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	**452**	1	(39)	(179)	-	27	**262**
Titres en juste valeur en résultat	**21 786**	2 614	819	121	(8)	31	**25 363**
TITRES DE DETTES OU DE CAPITAUX PROPRES	46 157	(2 476)	923	(58)	(251)	70	44 365

Variations de juste valeur de la période en capitaux propres

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 :

	2020			2019		
(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	224	-	162	297	-	136
Actifs liquides	(29)	-	13	139	-	7
Autres titres	-	(34)	-	-	(22)	-
TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES [3]	**195**	**(34)**	**175**	**436**	**(22)**	**143**

[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 concernent principalement EDF pour 20 millions d'euros dont 62 millions d'euros au titre des actifs dédiés sur l'exercice 2020 et pour 293 millions d'euros dont 161 millions d'euros au titre des actifs dédiés sur l'exercice 2019.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2020.

18.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Créances à recevoir du NLF	13 034	13 303
Créance CSPE	-	684
Autres prêts et créances financières	3 271	2 904
PRETS ET CREANCES FINANCIERES	**16 305**	**16 891**

Au 31 décembre 2020, les prêts et créances financières intègrent notamment :

- les montants représentatifs des remboursements à recevoir du Nuclear Liabilities Fund (NLF) et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 13 034 millions d'euros au 31 décembre 2020 (13 303 millions d'euros au 31 décembre 2019), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent, tels qu'exposés en note 15.2 ;
- 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 2020 s'élèvent à 660 millions d'euros au titre du principal de la créance financière et 30 millions d'euros d'intérêts. Ces remboursements 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. Au 31 décembre 2020, l'Etat a ainsi remboursé l'intégralité de la créance financière due à EDF (voir note 5.4.1). Cette créance CSPE était 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 1 725 millions d'euros au 31 décembre 2020 contre 1 246 millions d'euros au 31 décembre 2019 (voir note 16.1.1) ;
  - le montant représentatif des versements anticipés réalisés auprès de Synatom par Luminus au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 263 millions d'euros au 31 décembre 2020 (230 millions d'euros au 31 décembre 2019) qui, dans les comptes de Luminus, sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent (voir note 15.3). Cette créance est à la juste valeur des fonds détenus par Synatom pour le compte de Luminus en tant qu'actifs de couverture ;
  - des prêts accordés par EDF Renouvelables dans le cadre de son activité de développement de projets, principalement liés à des parcs en France et en Amérique du Nord, pour un montant de 382 millions d'euros au 31 décembre 2020 contre 559 millions d'euros au 31 décembre 2019.

Variation des prêts et créances financières

(en millions d'euros)	31/12/2019	Variations nettes	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2020
Prêts et créances financières	**16 891**	(913)	262	(61)	(827)	953	**16 305**

Les diminutions nettes relatives aux prêts et créances financières incluent à hauteur de (684) millions d'euros la variation de la créance CSPE.

Les autres mouvements des prêts et créances financières correspondent principalement à la variation la créance représentative des remboursements à recevoir du Nuclear Liabilities Fund (NLF) et du gouvernement britannique et au surplus de financement des plans de retraite EEGSG et BEGG d'EDF Energy.

18.2 TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

Principes et méthodes comptables

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués des liquidités immédiatement disponibles et des placements à très court terme facilement convertibles (SICAV monétaires) 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. Ces placements sont détenus dans l'objectif de faire face aux engagements de court terme plutôt que pour un placement ou d'autres finalités. Lorsque leur échéance est supérieure à 3 mois, ils sont présentés au sein des Actifs liquides, en Titres de dettes et de capitaux propres (voir note 18.1.2).

Les « Équivalents de trésorerie » sont comptabilisés à la juste valeur avec variations de juste valeur en « Autres produits et charges financiers ».

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se répartissent de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Disponibilités	5 832	3 698
Equivalents de trésorerie	438	236
TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE	**6 270**	**3 934**

Restrictions de trésorerie

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restrictions de 242 millions d'euros au 31 décembre 2020 (213 millions d'euros au 31 décembre 2019) (voir note 1.3.5).

18.3 PASSIFS FINANCIERS

Principes et méthodes comptables

Les emprunts et dettes financières sont comptabilisés selon la méthode du coût amorti, ajusté de la variation de valeur au titre des risques couverts, pour ceux faisant l'objet d'une couverture de juste valeur (voir note 18.7). 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.

18.3.1 Répartition des passifs financiers courants et non courants

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

	31/12/2020			31/12/2019		
(en millions d'euros)	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	54 066	11 525	**65 591**	56 306	11 074	**67 380**
Dérivés de transaction – Juste valeur négative[1]	-	5 125	**5 125**	-	6 327	**6 327**
Dérivés de couverture – Juste valeur négative[1]	1 833	959	**2 792**	696	1 134	**1 830**
PASSIFS FINANCIERS	**55 899**	**17 609**	**73 508**	**57 002**	**18 535**	**75 537**

[1] Voir note 18.7.

18.3.2 Emprunts et dettes financières

18.3.2.1 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	Intérêts courus	Total
Soldes au 31/12/2019	**52 448**	**3 139**	**5 952**	**4 510**	**1 331**	**67 380**
Augmentations	2 531	835	3 235	479	129	7 209
Diminutions	(3 769)	(371)	(2 293)	(719)	(215)	(7 367)
Écarts de conversion	(440)	(119)	(210)	(44)	(6)	(819)
Mouvements de périmètre	(18)	(206)	(19)	(20)	(2)	(265)
Variations de juste valeur	(554)	3	(81)	-	-	(632)
Autres mouvements	(2)	16	(13)	101	(17)	85
SOLDES AU 31/12/2020	**50 196**	**3 297**	**6 571**	**4 307**	**1 220**	**65 591**

La principale opération réalisée sur 2020 concernant les **emprunts obligataires** est l'émission d'obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes vertes (« OCEANEs Vertes »). La composante dette de ces OCEANEs est présentée dans les emprunts obligataires pour un montant net de frais de 2 389 millions d'euros (voir notes 14.5 et 18.3.2.2).

Au 31 décembre 2020, les **autres dettes financières** d'EDF incluent notamment des titres de créances négociables (TCN) pour un montant de 2 288 millions d'euros, ainsi que la contrepartie de la trésorerie reçue dans le cadre de la mise en pension de titres de dettes auprès de plusieurs banques pour un montant de 821 millions d'euros. Ces opérations sont sans impact sur l'endettement financier net.

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	31/12/2020
Émissions d'emprunts	2 531	835	3 235	-	-	**6 601**
Remboursements d'emprunts	(3 769)	(371)	(2 293)	(719)	90	**(7 062)**

18.3.2.2 Principaux emprunts du Groupe

Au 31 décembre 2020, les principaux emprunts (hors *green bonds* et hors OCEANEs) du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt *(en millions de devises)*	Entité	Date d'émission[(1)]	Echéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,25%
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%
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00%
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.*

Au 31 décembre 2020, les principaux *green bonds* (voir note 20.3.1) sont les suivants :

Type d'emprunt *(en millions de devises)*	Entité	Date d'émission	Echéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN (*green bond*)	EDF	11/2013	04/2021	1 400	EUR	2,25 %
Obligataire (*green bond*)	EDF	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN (*green bond*)	EDF	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00 %

Le 8 septembre 2020, EDF a réalisé une émission d'obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANEs Vertes) dont les principales caractéristiques sont les suivantes :

Type d'emprunt *(en millions de devises)*	Entité	Date d'émission	Echéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
OCEANEs Vertes	EDF	09/2020	09/2024	2 400	EUR	0 %

Les obligations ont été émises à un prix de 11,70 euros, i.e. 107,00 % de leur valeur nominale, soit un rendement annuel brut de -1,68 %. La valeur nominale des obligations a été fixée à 10,93 euros, faisant ressortir une prime de conversion de 32,5 % par rapport au cours de référence de l'action de la Société sur le marché réglementé d'Euronext à Paris (« Euronext Paris »)[1].

Les porteurs d'obligations disposent d'un droit à la conversion ou à l'échange de leurs obligations en actions nouvelles et/ou existantes de la Société.

1 *Le cours de référence est égal à la moyenne pondérée par les volumes des cours de l'action EDF constatés sur Euronext Paris depuis le lancement de l'émission ce jour jusqu'à la fixation des modalités définitives (pricing) des obligations ce même jour, soit 8,2465 euros.*

Le ratio de conversion et/ou d'échange des obligations est d'une action par obligation, sous réserve des ajustements usuels, y compris les ajustements anti-dilution et ceux liés au versement d'un dividende, tels que décrits dans les modalités des obligations.

Les obligations pourront faire l'objet d'un remboursement anticipé au gré de la Société, sous certaines conditions.

À moins qu'elles n'aient été précédemment converties, échangées, remboursées, ou rachetées et annulées, les obligations seront remboursées au pair à leur échéance.

Ces obligations sont cotées sur Euronext Access™ d'Euronext à Paris.

18.3.3 Répartition des emprunts et dettes financières par échéances, devise et taux

18.3.3.1 Échéancier 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	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	3 447	575	5 951	673	879	**11 525**
Entre un et cinq ans	12 078	1 478	106	2 034	136	**15 832**
À plus de cinq ans	34 671	1 244	514	1 600	205	**38 234**
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2020	**50 196**	**3 297**	**6 571**	**4 307**	**1 220**	**65 591**

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

	31/12/2020				31/12/2019
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
FLUX DE TRESORERIE CONTRACTUELS NON ACTUALISES	**4 883**	**757**	**2 183**	**1 943**	**5 052**

18.3.3.2 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

La répartition des emprunts et dettes financières par devise intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture (couvertures de dettes et de situations nettes des filiales étrangères) selon la norme IFRS 9.

Au 31 décembre 2020

	31/12/2020				
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	
(en millions d'euros)	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts libellés en euro (EUR)	36 241	55 %	11 798	48 039	73 %
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	16 735	26 %	(10 958)	5 777	9 %
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	9 996	15 %	537	10 533	16 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 619	4 %	(1 377)	1 242	2 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES	**65 591**	**100 %**	**-**	**65 591**	**100 %**

Au 31 décembre 2019

	31/12/2019				
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	
(en millions d'euros)	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts libellés en euro (EUR)	33 360	50 %	18 491	51 851	77 %
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	20 867	31 %	(14 814)	6 053	9 %
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	10 269	15 %	(1 705)	8 564	13 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 884	4 %	(1 972)	912	1 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES	**67 380**	**100 %**	**-**	**67 380**	**100 %**

18.3.3.3 Ventilation des emprunts et dettes financières par taux

La répartition des emprunts et dettes financières par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IFRS 9.

Au 31 décembre 2020

	31/12/2020				
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	
(en millions d'euros)	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts à taux fixe	60 667	92 %	(15 217)	45 450	69 %
Emprunts à taux variable	4 924	8 %	15 217	20 141	31 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES	**65 591**	**100 %**	**-**	**65 591**	**100 %**

Au 31 décembre 2019

	31/12/2019				
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	
(en millions d'euros)	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts à taux fixe	62 128	92 %	(21 035)	41 093	61 %
Emprunts à taux variable	5 252	8 %	21 035	26 287	39 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES	**67 380**	**100 %**	**-**	**67 380**	**100 %**

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

18.3.4 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.

Trois emprunts d'un montant total de 1 150 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 2020 du fait du non-respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

18.4 LIGNES DE CRÉDIT NON UTILISÉES

En 2019, EDF a signé 3 lignes de crédit renouvelables de 300 millions d'euros chacune, avec respectivement BBVA, le Groupe Crédit Agricole et la Société Générale CIB.

Ces trois facilités de crédit intégrant 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.

Le 30 octobre 2020, EDF et Standard Chartered Banque ont signé une ligne de crédit renouvelable de 200 millions d'euros dont le coût sera indexé sur trois indicateurs de performance ("KPI") du groupe EDF en matière de développement durable : les émissions directes de CO_2 d'EDF, l'électrification de sa flotte automobile et l'utilisation par ses clients résidentiels français d'outils de suivi en ligne de leur consommation (voir note 20.3.2).

Au 31 décembre 2020, le Groupe dispose ainsi de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 11 110 millions d'euros (10 490 millions d'euros au 31 décembre 2019) incluant 5 650 millions d'euros au titre des lignes indexées sur des critères ESG.

	31/12/2020				31/12/2019
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
LIGNES DE CREDIT CONFIRMÉES	11 110	1 808	8 483	819	10 490

18.5 JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

Principes et méthodes comptables

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. Les méthodes de valorisation des actifs et passifs financiers 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.

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

Au 31 décembre 2020

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Titres de capitaux propres	1 563	1 563	24	1 121	418
Titres de dettes	42 802	42 802	2 423	40 337	42
Dérivés de couverture	5 439	5 439	59	5 372	8
Dérivés de transaction	5 038	5 038	289	4 057	692
Equivalents de trésorerie	438	438	343	95	-
Actifs financiers à la juste valeur	**55 280**	**55 280**	**3 138**	**50 982**	**1 160**
Créances à recevoir du NLF	13 034	13 034	-	13 034	-
Autres prêts et créances financières	3 271	3 271	-	3 271	-
Actifs financiers au coût amorti	**16 305**	**16 305**	**-**	**16 305**	**-**
Dérivés de couverture	2 792	2 792	1	2 791	-
Dérivés de transaction	5 125	5 125	290	4 645	190
Passifs financiers à la juste valeur	**7 917**	**7 917**	**291**	**7 436**	**190**
Emprunts et dettes financières	65 591	75 680		75 680	
Passifs financiers au coût amorti	**65 591**	**75 680**	**-**	**75 680**	**-**

Les titres de dettes ou de capitaux propres en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique.

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
Titres de capitaux propres	1 603	1 603	15	1 002	586
Titres de dettes	44 554	44 554	3 718	40 798	38
Dérivés de couverture	5 759	5 759	15	5 731	13
Dérivés de transaction	6 813	6 813	53	6 244	516
Equivalents de trésorerie	236	236	156	80	-
Actifs financiers à la juste valeur	**58 965**	**58 965**	**3 957**	**53 855**	**1 153**
Créances à recevoir du NLF	13 303	13 303	-	13 303	-
Créance CSPE	684	688	-	688	-
Autres prêts et créances financières	2 904	2 904	-	2 904	-
Actifs financiers au coût amorti	**16 891**	**16 895**	**-**	**16 895**	**-**
Dérivés de couverture	1 830	1 830	5	1 825	-
Dérivés de transaction	6 327	6 327	38	5 914	375
Passifs financiers à la juste valeur	**8 157**	**8 157**	**43**	**7 739**	**375**
Emprunts et dettes financières	67 380	75 407	-	75 407	-
Passifs financiers au coût amorti	**67 380**	**75 407**	**-**	**75 407**	**-**

Les titres de dettes ou de capitaux propres en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique.

18.6 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.

Une description plus détaillée de ces risques, ainsi que les analyses de sensibilité, conformément aux dispositions d'IFRS 7, sont présentées au chapitre 7 « Gestion et contrôle des risques marchés » du rapport d'activité 2020.

- **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.

- **Risques marchés énergies**

  Dans un contexte concurrentiel 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.

- **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.

  Concernant le risque clients – autre composante du risque de contrepartie – une balance des créances échues et non échues est présentée en note 13.3.1.

18.7 INSTRUMENTS DÉRIVÉS ET COMPTABILITÉ DE COUVERTURE

Principes et méthodes comptables

Le Groupe utilise des instruments dérivés pour couvrir ses risques de taux et de change ainsi que les risques liés aux variations de prix de l'énergie ou des matières premières tels que les *swaps,* contrats à terme.

Conformément aux dispositions de la norme IFRS 9, la comptabilité de couverture peut être appliquée aux instruments dérivés qui remplissent les critères d'éligibilité. Certains dérivés, dits contrats « *own use* » sont, en revanche, exclus du champ d'application d'IFRS 9.

Dérivés exclus du champ d'application IFRS 9 : contrats dits « own use ».

Les contrats d'achat et de vente à terme avec livraison physique d'énergie ou de matières premières, en particulier, 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 retenue lorsque 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 des 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.

Évaluation et comptabilisation des dérivés

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur, 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 de marché et privilégiant des données directement dérivées d'éléments observables telles que des cotations de gré à gré.

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.

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, en particulier l'existence d'une documentation formelle à l'origine et la satisfaction des critères d'efficacité de la couverture.

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 définis initialement 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 :

- couverture de juste valeur ;
- couverture de flux de trésorerie ;
- couverture d'un investissement net à l'étranger.

Typologies de couvertures

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 sont compensées par les variations symétriques de juste valeur de l'instrument de couverture. Seule la fraction inefficace de la couverture a un impact sur le résultat.

Certains emprunts et dettes financières font l'objet d'une relation de couverture de juste valeur. Dans ce cas, leur valeur au bilan est ajustée des variations de juste valeur au titre des risques couverts (change et taux).

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 de l'instrument de couverture 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 non financier acquis.

Couverture d'investissements nets à l'étranger

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 part 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.

Ce risque est géré au niveau du groupe EDF soit par un adossement à des dettes dans la même devise, soit par des instruments dérivés.

Instruments dérivés de transaction

Les instruments dérivés de transaction concernent :

- les dérivés souscrits dans un objectif de couverture économique mais qui ne sont pas qualifiés comptablement de couverture et dont les variations de valeur sont comptabilisées au compte de résultat. Plus précisément, lorsqu'ils concernent la couverture économique des TCN et des obligations acquises, ils sont comptabilisés dans la rubrique des « Autres produits et charges financiers ». Lorsqu'ils concernent la couverture économique liée aux opérations de production et de commercialisation, ils sont comptabilisés dans les « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* » (voir note 6) ;
- les dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de négoce (*trading*) et dont les variations de juste valeur sont comptabilisées en chiffre d'affaires (voir note 5.1).

18.7.1 Décomposition des instruments dérivés de couverture et de transaction

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

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2020	31/12/2019
Juste valeur positive des dérivés de couverture	18.1.1	5 439	5 759
Juste valeur négative des dérivés de couverture	18.3.1	(2 792)	(1 830)
JUSTE VALEUR DES DERIVES DE COUVERTURE		**2 647**	**3 929**
Juste valeur positive des dérivés de transaction	18.1.1	5 038	6 813
Juste valeur négative des dérivés de transaction	18.3.1	(5 125)	(6 327)
JUSTE VALEUR DES DERIVES DE TRANSACTION		**(87)**	**486**

La juste valeur des dérivés de couverture et de transaction par nature de risque couvert se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2020	31/12/2019
Instruments dérivés de couverture de taux	18.7.2	3 149	2 939
Instruments dérivés de couverture de change	18.7.3	(733)	877
Instruments dérivés de couverture de matières premières	18.7.4	231	113
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**2 647**	**3 929**
Instruments dérivés de transaction de taux	18.7.2	(25)	(22)
Instruments dérivés de transaction de change	18.7.3	4	(185)
Instruments dérivés de transaction de matières premières	18.7.4	(66)	693
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		**(87)**	**486**

La juste valeur des dérivés de couverture par type de couverture et par objectif se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2020	31/12/2019
Couverture de juste valeur des emprunts et dettes		3 724	3 474
Couverture de flux de trésorerie des emprunts et dettes		(1 738)	(87)
Sous-total	19.2	**1 986**	**3 387**
Couverture de juste valeur de contrats de matières premières		6	106
Couverture de flux de trésorerie de contrats de matières premières		170	138
Sous-total		**176**	**244**
Couverture de situations nettes à l'étranger		280	261
Couverture de juste valeur des actifs dédiés		205	37
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**2 647**	**3 929**

18.7.2 Instruments dérivés de taux

Le groupe est exposé au risque de fluctuation des taux d'intérêt pouvant impacter la valeur de ses emprunts, dettes financières ainsi que ses actifs (actifs liquides et actifs dédiés), ou ses charges financières futures.

Le groupe couvre notamment son exposition aux variations de juste valeur des dettes à taux fixe, dont une part importante est variabilisée. 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 de manière symétrique aux variations de valeur des dettes couvertes.

D'autre part, le groupe couvre sa dette à taux variable contre les variations futures de flux d'intérêts en souscrivant des *swaps* de taux d'intérêts (taux variable/fixe) dans le cadre d'une couverture de flux de trésorerie.

Les dérivés de taux entrant dans le cadre d'une relation de couverture ou qualifiés de transaction s'analysent comme suit :

	Notionnel au 31/12/2020				Notionnel au 31/12/2019	Juste valeur	
(en millions d'euros)	<1 an	1 à 5 ans	>5 ans	**Total**	**Total**	**31/12/2020**	31/12/2019
Payeur fixe/receveur variable	111	1 301	4 511	**5 923**	2 733	**(144)**	(51)
Payeur variable/receveur fixe	1 400	4 612	14 666	**20 678**	23 633	**4 143**	3 143
Variable/variable	-	800	1 508	**2 308**	2 447	**3**	60
Fixe/fixe	764	682	8 152	**9 598**	9 901	**(853)**	(213)
***Swaps* de taux**	**2 275**	**7 395**	**28 837**	**38 507**	**38 714**	**3 149**	**2 939**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	2 275	7 395	28 837	38 507	38 714	3 149	2 939
Achats d'options	**-**	**-**	**515**	**515**	**520**	**8**	**14**
***Swaps* de taux**	**1 379**	**1 954**	**612**	**3 945**	**5 181**	**(33)**	**(36)**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE TAUX	1 379	1 954	1 127	4 460	5 701	(25)	(22)

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 18.7.3).

18.7.3 Instruments dérivés de change

Le groupe est exposé au risque de fluctuation des parités de change, en raison de la diversification de ses activités, de ses contrats de fournitures de biens et services en devises et de son implantation géographique. Ces fluctuations peuvent ainsi avoir un impact sur les écarts de conversion comptabilisés en capitaux propres, les postes de bilan, les charges financières, les capitaux propres et les résultats du Groupe.

Les éléments couverts sont de plusieurs natures :

- Dettes libellées en devises étrangères, pour lesquelles des *cross currency swaps* sont utilisés dans des couvertures de flux de trésorerie ;
- Actifs financiers souscrits en devises étrangères ;
- Achats de matières premières et de combustibles, pour lesquels le groupe couvre le risque de change associé;
- Situations nettes des filiales en monnaie étrangère.

Les dérivés de change entrant dans le cadre d'une relation de couverture ou qualifiés de transaction se répartissent comme présenté dans les tableaux suivants. A noter que le notionnel des *cross currency swaps*, figurant dans cette note, est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (voir note 18.7.2).

Au 31 décembre 2020 :

	Notionnel à recevoir au 31/12/2020				Notionnel à livrer au 31/12/2020				Juste valeur
(en millions d'euros)	<1 an	1 à 5 ans	>5 ans	**Total**	<1 an	1 à 5 ans	>5 ans	**Total**	**31/12/2020**
Change à terme	1 480	91	-	**1 571**	1 473	91	-	**1 564**	**(1)**
Swaps	20 394	6 891	16 368	**43 653**	20 090	6 933	17 152	**44 175**	**(745)**
Options	355	-	-	**355**	326	-	-	**326**	**13**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	22 229	6 982	16 368	45 579	21 889	7 024	17 152	46 065	(733)
Change à terme	3 389	6 490	-	**9 879**	3 380	6 491	-	**9 871**	**4**
Swaps	14 576	5 180	275	**20 031**	14 606	5 162	255	**20 023**	**-**
Options	10	-	-	**10**	11	-	-	**11**	**-**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE CHANGE	17 975	11 670	275	29 920	17 997	11 653	255	29 905	4

Au 31 décembre 2019 :

	Notionnel à recevoir au 31/12/2019				Notionnel à livrer au 31/12/2019				Juste valeur
(en millions en 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**
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 TRANSACTION DE CHANGE	**18 423**	**9 667**	**198**	**28 288**	**18 515**	**9 798**	**198**	**28 511**	**(185)**

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 18.7.2).

18.7.4 Instruments dérivés liés aux matières premières

Le groupe est exposé aux variations de prix de marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émission de CO_2, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

Ainsi, le groupe couvre ses prévisions d'achats et de ventes d'électricité, de gaz et de charbon par des contrats de *futures, forwards, options* et *swaps* au travers essentiellement de couverture de flux de trésorerie.

Les instruments dérivés de couverture liés aux matières premières s'analysent comme suit :

		31/12/2020					31/12/2019	
	Unités de mesure	Notionnels nets				Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
(en million d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total			
Électricité	Térawattheures	(9)	(15)	-	(25)	35	(49)	393
Gaz	Millions de therms	1 083	1 048	-	2 131	102	2 253	(398)
Produits pétroliers	Milliers de barils	3 062	6 548	-	9 610	18	13 637	2
CO_2	Milliers de tonnes	4 501	3 424	-	7 925	76	26 666	44
Charbon et fret	Millions de tonnes	(1)	-	-	(1)	-	(416)	72
INSTRUMENTS DERIVES DE COUVERTURE LIES AUX MATIÈRES PREMIÈRES		**8 636**	**11 005**	**-**	**19 640**	**231**	**42 091**	**113**

Les instruments dérivés de transaction liés aux matières premières se décomposent comme suit :

		31/12/2020		31/12/2019	
	Unités de mesure	Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
(en millions d'euros)					
Électricité	Térawattheures	(174)	(380)	(17)	824
Gaz	Millions de therms	(6 803)	310	(7 826)	76
Produits pétroliers	Milliers de barils	24 301	58	14 290	8
CO_2	Milliers de tonnes	3 355	(55)	(41 604)	(128)
Charbon et fret	Millions de tonnes	1	(7)	2	(12)
Autres matières premières		-	8	-	(75)
INSTRUMENTS DERIVES DE TRANSACTIONS LIES AUX MATIERES PREMIERES		**20 680**	**(66)**	**(35 155)**	**693**

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

18.7.5 Impact des dérivés de couverture sur l'état du résultat global

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

	2020			2019		
(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	(24)	-	-	(39)	(106)	3
Couverture de change	(850)	51	13	(200)	(156)	(17)
Couverture d'investissement net à l'étranger	661	-	-	(416)	(448)	-
Couverture de matières premières	644	430	(14)	1 482	719	3
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE[3]	**431**	**481**	**(1)**	**827**	**9**	**(11)**

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

Pour les couvertures de matières premières, le montant transféré en EBE (Excédent brut d'exploitation) en 2020 pour 430 millions d'euros concerne les contrats de couverture :

- d'électricité pour 818 millions d'euros, principalement sur le secteur Royaume-Uni et France - Activités de production et de commercialisation ;
- de gaz pour (452) millions d'euros, sur le secteur France - Activités de production et commercialisation et Royaume-Uni ;
- et les autres couvertures pour 64 millions d'euros.

18.7.6 Compensation d'actifs et de passifs financiers

Principes et méthodes comptables

Un actif financier et un passif financier doivent être compensés et faire apparaître un solde net si l'entité a actuellement un droit juridiquement exécutoire de compenser les montants comptabilisés et a l'intention, soit de régler le montant net, soit de réaliser l'actif et de régler le passif simultanément.

Au 31 décembre 2020

			Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Montant brut comptabilisé (avant compen-sation)	Montant brut comptabilisé compensé selon IAS 32	**Montant net comptabilisé compensé selon IAS 32**	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	**Montant net**
Juste valeur des dérivés – actif	**10 477**	**2 956**	11 091	(3 570)	**7 521**	(1 672)	(2 797)	**3 052**
Juste valeur des dérivés – passif	**(7 917)**	**(2 927)**	(8 560)	3 570	**(4 990)**	1 672	568	**(2 750)**

Au 31 décembre 2019

			Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Montant brut comptabilisé (avant compen-sation)	Montant brut comptabilisé compensé selon IAS 32	**Montant net comptabilisé compensé 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)**

NOTE 19 INDICATEURS FINANCIERS

Les indicateurs financiers ne sont pas définis par les normes comptables et n'apparaissent pas en lecture directe dans les comptes du Groupe. Les principaux indicateurs financiers se présentent comme suit :

19.1 RÉSULTAT NET COURANT

Le résultat net courant correspond au résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts.

Le passage du résultat net part du groupe au résultat net courant se décompose comme suit :

Au 31 décembre 2020

(en millions d'euros)	Notes	2020			
		Brut	Impôts	Part des minoritaires	Résultat net part du Groupe
Résultat net					**650**
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres[1]	8.3	**(1 248)**	**377**	**(2)**	**(873)**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*	6	**175**	**(51)**	**-**	**124**
Pertes de valeur		**1 111**	**(156)**	**(111)**	**844**
- dont dépréciations des immobilisations corporelles et incorporelles	10.8.1 et 10.8.2	*799*	*(156)*	*(102)*	*541*
- dont pertes de valeur au titre des participations dans les entreprises associées et co-entreprises	12.3	*195*	*-*	*(6)*	*189*
- dont actifs E&P Edison (application IFRS 5)	3.2.2	*117*	*-*	*(3)*	*114*
Autres éléments		**809**	**414**	**1**	**1 224**
- dont autres produits et charges d'exploitation[2]	7	*487*	*(153)*	*1*	*335*
- dont contentieux fiscaux	9.2	*-*	*537*	*-*	*537*
- dont changement de taux d'impôt au Royaume-Uni	9.2	*-*	*121*	*-*	*121*
- dont amortissement accéléré des centrales thermiques en France	10.3	*250*	*(80)*	*-*	*170*
- Autres		*72*	*(11)*	*-*	*61*
RÉSULTAT NET COURANT					**1 969**

(1) Incluant la couverture de juste valeur des actifs dédiés et les variations de juste valeur sur titres de dettes et de capitaux propres au sein des participations dans les entreprises associées et co-entreprises.

(2) En 2020, les APCE comprennent notamment les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de préparation de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (397) millions d'euros.

Le résultat net courant s'établit à 1 969 millions d'euros à fin décembre 2020, en baisse de 1 902 millions d'euros par rapport à 2019

Au 31 décembre 2019

(en millions d'euros)	Notes	2019 Brut	Impôts	Part des minoritaires	Résultat net part du Groupe
Résultat net					**5 155**
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres [1]	8.3	**(2 703)**	**923**	-	**(1 780)**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*	6	**(642)**	**152**	-	**(490)**
Pertes de valeur		**989**	**(70)**	**(36)**	**883**
- dont dépréciations des immobilisations corporelles et incorporelles	10.8.1 et 10.8.2	*403*	*(70)*	*(23)*	*310*
- dont pertes de valeur au titre des participations dans les entreprises associées et co-entreprises	12.3	*73*	-	-	*73*
- dont actifs E&P Edison (application IFRS 5)	3.2.2	*513*	-	*(13)*	*500*
Autres éléments		**269**	**(172)**	**6**	**103**
- dont autres produits et charges d'exploitation[2]	7	*185*	*(144)*	*6*	*47*
- dont amortissement accéléré des centrales thermiques en France	10.3	*141*	*(49)*	-	*92*
- Autres		*(57)*	*21*	-	*(36)*
RÉSULTAT NET COURANT					**3 871**

[1] Incluant la couverture de juste valeur des actifs dédiés et les variations de juste valeur sur titres de dettes et de capitaux propres au sein des participations dans les entreprises associées et co-entreprises.
[2] En 2019, ils intégraient principalement la charge liée à l'ORS pour (30) millions d'euros, des charges de restructurations dans certaines entités et d'autres opérations de montant individuellement peu significatif.

19.2 ENDETTEMENT FINANCIER NET

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

L'endettement financier se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2020	31/12/2019
Emprunts et dettes financières	18.3.2	65 591	67 380
Dérivés de couvertures des dettes	18.7.1	(1 986)	(3 387)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18.2	(6 270)	(3 934)
Titres de dettes et de capitaux propres – Actifs liquides	18.1.2	(15 028)	(18 900)
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés	3.2.1	(17)	(26)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**42 290**	**41 133**

L'endettement financier net du Groupe s'élève à 42 290 millions d'euros à fin décembre 2020 (41 133 millions d'euros à fin décembre 2019). Le ratio d'endettement financier net sur EBE du Groupe s'élève à 2,61 à fin décembre 2020.

NOTE 20 DÉVELOPPEMENT DURABLE ET CLIMAT

En cohérence avec sa raison d'être, « Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants » le Groupe EDF a signé, en février 2020, l'engagement « Business Ambition for 1.5 degrees » aux côtés de 300 (nombre reporté en décembre 2020) autres entreprises au niveau mondial fixé en lien avec l'accord de Paris sur le climat.

Fort de cet engagement, le Groupe a obtenu, à l'occasion des cinq ans de l'accord de Paris, la certification par Science Based Targets d'une trajectoire renforcée de réduction d'émissions de CO_2 bien en dessous des 2° C, et met en place une gouvernance dédiée en lien avec les meilleures pratiques recommandées par la *Taskforce on Climate related Financial Disclosure* (cf. communiqué de presse du 10 décembre 2020).

Les comptes du Groupe intègrent les enjeux liés au changement climatique et au développement durable, *via* la mise en œuvre de la stratégie d'investissement et de désinvestissement, d'une stratégie de financement durable, la réalisation de dépenses spécifiquement engagées pour répondre aux enjeux environnementaux, notamment dans le cadre des dispositifs réglementaires applicables, et d'autre part *via* les modalités d'évaluation des actifs et passifs du Groupe.

20.1 DÉPENSES RÉGLEMENTAIRES

Les cadres réglementaires et principes comptables des dispositifs des droits d'émission de gaz à effet de serre, des certificats d'énergie renouvelables et des certificats d'économie d'énergie sont présentés en notes 5.4.3, 10.2 et 17.2.

20.1.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

Le système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre de l'Union européenne (SEQE-UE) vise à lutter contre le changement climatique et à réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Ce dispositif, décliné au niveau national, fixe un plafond d'émission en-deçà duquel les entreprises, dont EDF fait partie, reçoivent ou achètent des quotas d'émission. Au cours de l'année suivante, l'entreprise doit restituer à la Commission Européenne un nombre de droits d'émission de gaz à effet de serre correspondant à ses émissions. En cas de déficit, l'entreprise s'expose à des pénalités (110 € par tonne de CO_2 pour chaque tonne non couverte par des permis avec obligation de les couvrir par des permis l'année suivante).

Ce plafond diminue progressivement afin de faire baisser le niveau total des émissions en Europe.

La troisième période (2013-2020), a été notamment caractérisée par la suppression de l'attribution gratuite des droits d'émission aux producteurs d'électricité pour tous les pays (à l'exception de certains pays d'Europe de l'Est qui avaient, sous condition de l'accord de la Commission Européenne, la possibilité de distribuer une partie de leurs permis gratuitement).

Le cadre législatif du SEQE-UE pour la prochaine période d'échange (phase 4 : 2021-2030) a été révisé au début de l'année 2018 afin de contribuer à atteindre les objectifs de réduction des émissions, conformément au cadre d'action 2030 en matière de climat et d'énergie et à la contribution de l'UE à l'accord de Paris adopté en 2015. Il prévoit notamment d'accroître le rythme des réductions annuelles des quotas à 48 millions de tonnes par an (correspondant à une réduction de 2,2 % des allocations 2010), de maintenir l'allocation gratuite de quotas dans certaines limites pour les secteurs exposés au risque de fuites de carbone ainsi que pour le secteur de l'électricité dans les pays fortement dépendants du charbon, sous condition de critères. Concernant la France, la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 instaure un plafond d'émissions de gaz à effet de serre applicable à compter du 1er janvier 2022

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de cette directive sont : EDF, EDF Energy, Edison, Dalkia, PEI et Luminus.

Pour l'année 2020, le volume total des droits d'émission, correspondant au scope 1 c'est-à-dire aux émissions directes de Gaz à Effet de Serre dues à la production d'électricité et de chaleur, alloués au Groupe et enregistrés dans les registres européens EUTL (EU-ETS Transaction Log) s'élève à 0 million de tonnes (1 million de tonnes pour l'année 2019).

Au 31 décembre 2020, le volume des émissions s'élève à 19 millions de tonnes (21 millions de tonnes pour l'année 2019).

L'excédent d'émission de gaz par rapport aux droits d'émission du Groupe s'élève à 260 millions d'euros au 31 décembre 2020 (414 millions d'euros au 31 décembre 2019), et est comptabilisé au bilan en provision.

Les droits d'émission de gaz à effet de serre font partie des actifs incorporels liés à la réglementation environnementale qui représentent à fin 2020 une valeur nette de 769 millions d'euros.

Dans le cadre de son obligation de restitution d'un nombre de droits d'émission de gaz à effet de serre correspondant à ses émissions, le Groupe a restitué en 2020, selon la meilleure estimation, 21 millions de tonnes au titre des émissions au titre du dispositif EU-ETS réalisées en 2019 (26 millions de tonnes avait été restituées en 2019 au titre des émissions réalisées en 2018).

20.1.2 Certificats d'énergie renouvelables (certificats verts)

Afin de favoriser l'utilisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, chaque État membre de l'Union Européenne s'est fixé des objectifs nationaux de consommation d'électricité produite à partir de ces sources d'énergie. Les certificats (garanties d'origine) servent à garantir la provenance renouvelable de cette électricité qui transite par le réseau. Ils sont vendus par des exploitants de centrales à énergies renouvelables et achetés par des clients désireux de consommer de l'électricité d'origine renouvelable.

Deux mécanismes peuvent être mis en place par les États pour atteindre ces objectifs :

- l'intégration du coût des certificats dans le prix de vente de l'électricité (dispositif en vigueur en France) ;

- l'obligation de restituer un volume de certificats d'énergie renouvelable en fonction du niveau des ventes aux clients (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).

Au 31 décembre 2020, une provision de 932 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.

20.1.3 Certificats d'Economie d'Energie (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.

A titre d'exemple, au Royaume-Uni, EDF Energy aide les entreprises à explorer et à développer des solutions en leur permettant de réaliser des économies d'énergie, de carbone et de coûts, notamment grâce à la plate-forme de flexibilité Powershift.

En France, la loi 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. Sous peine de sanctions, les obligés doivent produire à l'issue de la période concernée des CEE correspondant au montant des économies d'énergie qu'ils ont l'obligation de réaliser. Ces CEE sont obtenus en contrepartie des opérations d'économie d'énergie réalisées, directement ou indirectement, ou achetés aux autres acteurs économiques obligés ou « éligibles ».

Le 1er janvier 2018, le dispositif est entré dans sa 4ème période d'obligation pour une durée de 4 ans, après prolongation d'un an. Pour satisfaire cette obligation, le groupe EDF dispose de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique avec par exemple la réalisation d'opérations de rénovations (277 000 opérations de rénovations en 2020 soit 20 % de plus qu'en 2019), le financement de programmes CEE approuvés par l'État et les achats de certificats à des acteurs éligibles.

Au 31 décembre 2020, le Groupe est confiant sur sa capacité à remplir ses obligations.

20.2 EVALUATION DES ACTIFS ET PASSIFS

20.2.1 Provisions pour risques environnementaux

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 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. Ces provisions sont détaillées en notes 15 et 17.

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour droits d'émission de gaz à effet de serre, pour certificats d'énergie renouvelables et pour certificats d'économie d'énergie (CEE). En 2020, les provisions aux dispositifs environnementaux s'élèvent à 1 192 millions d'euros au 31 décembre 2020 (1 517 millions d'euros au 31 décembre 2019), voir note 17.2.

Il existe, par ailleurs, des passifs éventuels relatifs à des litiges environnementaux tels que le litige sur le complexe industriel Ausimont SpA ; ces passifs sont détaillés dans la note 17.3.

20.2.2 Evaluation des actifs

Les enjeux climatiques sont pris en compte dans l'évaluation des actifs à long terme du Groupe au travers des tests de dépréciation. En particulier les scénarios à long terme retenus pour les prix de l'électricité dans les différents pays dans lequel le Groupe opère, s'inscrivent dans les trajectoires des objectifs européens de décarbonation et notamment dans le cadre de l'accord de Paris sur le climat (voir note 10.8).

La majorité des actifs thermiques contrôlés par le Groupe ont fait l'objet ces dernières années de dépréciations significatives (voir notamment la note 13 des comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2015 ainsi que les notes similaires des états financiers des années ultérieures).

20.3 FINANCEMENT DURABLE

20.3.1 *Green Bonds*

Depuis 2013, le Groupe a procédé à cinq émissions d'obligations vertes (*Green Bonds*) pour l'équivalent de 4,5 milliards d'euros afin d'accompagner son développement dans les énergies renouvelables et a consacré ces dernières années environ 2,5 milliards d'euros par an aux investissements dans ce domaine.

Après deux émissions destinées à financer la construction de nouveaux projets éoliens et solaires de sa filiale EDF Renouvelables (1,4 milliard d'euros en novembre 2013 et 1,25 milliard de dollars US en octobre 2015), le Groupe a élargi son *Green Bond Framework* au financement des investissements de rénovation et modernisation des actifs hydroélectriques en France métropolitaine.

Ce nouveau *Framework* a été appliqué pour la première fois à l'émission d'octobre 2016 (1,75 milliard d'euros), puis aux émissions de janvier 2017 (26 milliards de yens en deux tranches). Le Groupe a de nouveau élargi le champ d'application de son *Green Bond Framework* début 2020 en l'ouvrant à des actifs hydroélectriques à l'international, à des projets d'efficacité énergétique et à des projets de préservation de la biodiversité.

Le 8 septembre 2020, EDF a émis des obligations vertes senior non garanties à option de conversion et/ou échange en actions nouvelles et/ou existantes de la Société (OCEANEs Vertes) à échéance 2024 pour un montant nominal d'environ 2,4 milliards d'euros.

Il s'agit de l'émission d'obligations convertibles la plus importante jamais émise en Europe depuis 2003 (hors obligations remboursables en actions), l'émission d'obligations convertibles vertes la plus importante jamais émise, et l'émission d'obligations vertes la plus importante jamais émise par un *corporate* en Europe.

Les *Green Bonds* sont comptabilisés dans les emprunts du Groupe, voir note 18.3.2. L'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes émises par EDF font l'objet d'une attestation de l'un des commissaires aux comptes, voir partie 6.7 du Document d'enregistrement Universel.

20.3.2 Lignes de crédit indexées sur des critères ESG

Engagé en matière de responsabilité sociétale des entreprises (RSE), le Groupe EDF prône le renforcement du lien entre ses performances extra-financières et sa stratégie de financement.

Les lignes de crédit indexées sur les performances du Groupe en matière de développement durable intègrent un mécanisme d'ajustement du coût du financement.

EDF dispose d'un crédit syndiqué avec plus de 20 banques de 4 milliards d'euros en intégrant un mécanisme d'ajustement de sa marge en fonction des performances du Groupe sur trois KPIs : les émissions directes de CO_2, l'utilisation par ses clients résidentiels français d'outils de suivi en ligne de leur consommation et l'électrification de sa flotte automobile.

De plus, le Groupe a signé 7 lignes de crédit bilatérales renouvelables indexées sur des critères ESG (avec un mécanisme d'ajustement du coût en fonction de la performance du Groupe sur certains KPIs ou d'une note par une agence de notation extra-financière) pour un montant total de 1,6 milliard d'euros.

Au 31 décembre 2020, les lignes de crédit renouvelables non tirées indexées sur les critères ESG représentent plus de 5,6 milliards d'euros, soit 51 % des lignes de crédit non tirées du groupe EDF (voir note 18.4).

Les indicateurs de performance choisis traduisent les principaux engagements environnementaux du groupe EDF dont notamment la réduction de 50 % des émissions de gaz à effet de serre (CO_2) à l'horizon 2030, la fermeture des centrales charbon en France et au Royaume-Uni en vue de la neutralité carbone en 2050 et l'électrification de la totalité de la flotte automobile du Groupe EDF également à l'horizon 2030. L'attention mise sur les outils de suivi de la consommation souligne la volonté du Groupe de fournir les solutions énergétiques à ses clients adaptées à leurs besoins.

Ils illustrent la raison d'être d'EDF inscrite dans les statuts du Groupe depuis mai 2020.

20.4 INVESTISSEMENT DURABLE, RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT ET AUTRES DÉPENSES EN FAVEUR DE LA PRÉSERVATION DE L'ENVIRONNEMENT ET DU CLIMAT

20.4.1 Investissements durables

En 2020, le Groupe a poursuivi son programme d'investissements opérationnels bruts pour un montant de 16,5 milliards d'euros composé pour 16 milliards d'euros d'investissements incorporels et corporels (voir notes 4 et 10.7) et pour 0,5 milliard d'investissements financiers bruts.

Dans le cadre de ses travaux sur la taxonomie durable européenne, le Groupe a estimé le taux de ses investissements opérationnels bruts reconnus à date comme verts par l'Union européenne. Dans la méthodologie retenue, ces investissements ne prennent pas en compte les investissements financiers bruts ainsi que les investissements « corporate » tel que le renouvellement des technologies d'informations ou des parcs automobiles.

En 2020, près de 94 % des investissements du Groupe sont réalisés en conformité avec les objectifs bas carbone du Groupe, avec 51 % d'investissements dans le secteur nucléaire, et 43 % alignés avec la taxonomie durable européenne – méthode définie à date sur la base du rapport TEG de mars 2020 – incluant notamment la production d'énergies renouvelables (hydraulique, éolien, solaire...), les réseaux, et les services énergétiques. Ces chiffres sont susceptibles d'être revus en fonction de la réglementation « Taxonomie », notamment avec la publication des actes délégués en 2021. La stratégie d'investissement bas carbone se traduit également par un objectif de reconversion de certaines unités du Groupe fonctionnant actuellement au charbon ou au fioul vers des moyens de production bas carbone.

Avec le projet Ecocombust en France, le Groupe a notamment l'objectif d'optimiser la performance de l'ensemble de son parc thermique grâce 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. Sous réserve de conclusions satisfaisantes aux essais techniques et aux études d'impacts requises dans le cadre du programme de travail préalable validé par EDF et le Ministère de la Transition écologique, EDF souhaite engager la phase d'industrialisation pour la fabrication du combustible à partir de 2022. Ce combustible serait utilisé en co-combustion avec une proportion minoritaire de charbon dans les chaudières de la centrale de Cordemais à partir de 2022.

Egalement, au travers de ses participations dans les nouvelles activités, EDF est acteur de la transition énergétique. Le Groupe a lancé en 2017 son incubateur « EDF Pulse Croissance », qui a pour mission d'explorer la transition écologique et numérique en proposant pour ses clients des offres et services innovants et compétitifs. EDF Pulse Croissance s'inscrit dans la stratégie CAP 2030 du Groupe afin de développer un portefeuille d'actifs centré sur l'énergie décarbonée, les services pour les clients et les solutions énergétiques décentralisées.

En 2019, EDF Pulse Croissance a notamment investi dans des start-ups et a créé des filiales issues de projets entrepreneuriaux, dont sa filiale Hynamics, dédiée à la production et à la commercialisation de l'hydrogène bas carbone par électrolyse de l'eau, afin de couvrir les besoins de l'industrie de la mobilité lourde. Elle contribue également à mailler les territoires de stations-service pour recharger en hydrogène les flottes de véhicules électriques lourds tels que les trains, bus, bennes à ordures ménagères, les véhicules utilitaires ou encore les moyens de transport fluviaux.

En conséquence d'une part de la PPE qui prévoit la fin du fonctionnement des centrales charbon en France en 2026 au plus tard et d'autre part du projet Ecocombust, 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, cette dernière étant susceptible d'être modifiée ultérieurement en fonction des décisions définitives sur Ecocombust.

Le Groupe accompagne également la PPE des territoires insulaires qui prévoit la conversion progressive à la biomasse liquide de centrales fonctionnant actuellement au fioul lourd.

De plus, le Groupe traduit son engagement de neutralité carbone 2050 dans sa politique de gestion de son portefeuille d'actifs dédiés destiné au financement des charges nucléaires de long terme en France (33,8 milliards d'euros en valeur de réalisation au 31 décembre 2020), en élaborant une charte d'investisseur responsable, déclinée selon trois axes (respect des principes d'investisseur responsable selon l'ONU ; respect des grandes conventions internationales relatives aux droits de l'homme ; bilan annuel relatif aux investissements responsables), applicable aux actifs gérés en direct comme aux actifs dont la gestion est déléguée à des sociétés spécialisées.

Par ailleurs, le 17 décembre 2020, le Groupe a finalisé la cession à Energean de la majorité de ses activités exploration-production (voir notes 1.4.2 et 3.1). La sortie progressive des activités d'Exploration & Production (E&P) d'hydrocarbures est en cohérence avec les priorités de CAP 2030.

20.4.2 Recherche et développement (R&D)

Dans un objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050, où l'électricité sera un levier majeur de la décarbonation de l'économie française, le rôle à jouer par la R&D est crucial, tant sur la transition électrique, climatique, numérique que sociétale.

En 2020, les dépenses totales du Groupe EDF en R&D s'élèvent à 685 millions d'euros et le budget consacré par EDF R&D à la protection de l'environnement est de 79 millions d'euros.

Ces dépenses portent notamment sur la recherche de l'efficacité énergétique, les usages de l'électricité en substitution à des énergies fossiles, les énergies renouvelables et leur insertion dans le système électrique, le stockage de l'énergie, l'hydrogène décarboné et ses applications pour rendre l'économie plus propre, la ville durable, les impacts locaux du changement climatique et d'autres problématiques environnementales telles que la biodiversité, la qualité de l'eau ou encore la réduction des nuisances.

Les activités de recherche liées au stockage de l'électricité, l'amélioration du Diagnostic de Performance Electrique, l'amélioration des techniques des réseaux de chauffage et de refroidissement urbains, les plateformes d'échange sur les études concernant la transition écologique et l'amélioration de la sûreté des centrales nucléaires, bénéficient de subventions notamment de la part de l'Union européenne.

Les principes et méthodes comptables de la R&D sont présentés en note 10.2.

20.4.3 Autres dépenses en faveur de la préservation de l'environnement et du climat

Principes et méthodes comptables

Les dépenses liées à l'environnement 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 dotation 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.

Afin de remplir son objectif d'entreprise responsable à l'égard de l'environnement, le groupe mobilise l'ensemble de ses métiers, de ses salariés, de ses activités et de ses projets. Certaines de ces actions sont présentées ci-après.

Actions en faveur de la biodiversité

Dans le cadre du plan national de biodiversité, le groupe agit pour une approche positive de la biodiversité. Par l'intermédiaire d'EDF Hydro et de par ses activités hydroélectriques par exemple, en France continentale, le groupe a réalisé, entre 2013 et 2020 plus de 50 dispositifs permettant de faciliter la migration piscicole sur des sites à enjeux écologique (classés en « liste 2 » au titre de la « Loi sur l'eau et les milieux aquatiques »). Il s'agit d'équipement de franchissement des barrages (telles les « passes à poissons ») et de démantèlement de seuils en rivière. Ces opérations bénéficient de subventions de la part des agences de l'eau.

Mobilisation vis-à-vis des salariés et électrification de la flotte de véhicules

En lien avec ses ambitions en faveur de l'environnement et du climat, le Groupe sensibilise et forme ses salariés aux enjeux liés à l'environnement et au développement durable. En 2020, l'offre de formation « Environnement – développement durable » réunissant des formations relatives au management de l'environnement, aux normes et réglementations et aux analyses environnementales, a permis à 1 545 salariés d'EDF SA de bénéficier de 12 710 heures de formation.

En outre, le déploiement à l'échelle du Groupe de l'atelier pédagogique et collaboratif « La fresque du climat », animé en présentiel et en ligne par 173 salariés volontaires, formés en interne, a permis de sensibiliser 3 061 salariés aux enjeux du dérèglement climatique.

Par ailleurs, des indicateurs de développement durable et numérique représentant 20 % des critères d'intéressement 2020 ont été introduits. Ces indicateurs prennent en compte les efforts de maîtrise des impressions papier ainsi que l'obtention d'un passeport neutralité carbone.

En devenant le premier groupe français à signer l'engagement EV100, EDF s'engage à convertir son parc de véhicules légers à l'électrique à 100 % à l'horizon 2030. Sur l'année 2020, sa flotte de véhicules légers, actuellement supérieure à 45 000 véhicules au niveau mondial (principalement en Europe), est déjà électrique à plus de 12,2 % (plus de 5 500 Véhicules Électriques, soit plus de 1 700 véhicules électriques de plus qu'à fin 2019). A travers la signature de cet engagement, le groupe encourage également ses salariés à la maîtrise de leur consommation d'énergie et à la diminution de leur empreinte carbone en leur permettant d'avoir accès à un marché-cadre auprès de fournisseurs automobiles ainsi qu'à des offres sur les services de recharge commercialisés par les filiales d'EDF.

NOTE 21 ENGAGEMENTS HORS BILAN

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2020. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

21.1 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	31/12/2020	31/12/2019
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	21.1.1	42 235	41 110
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	21.1.2	16 494	18 237
Engagements donnés liés aux opérations de financement	21.1.3	5 536	6 343
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		**64 265**	**65 690**

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.

21.1.1 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)	31/12/2020	31/12/2019
Engagements d'achats de combustible et d'énergie[1]	24 715	25 373
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	17 151	15 248
Engagements de location en tant que preneur	369	489
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**42 235**	**41 110**

[1]Hors achats de gaz et services associés.

21.1.1.1 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 2020, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

	31/12/2020					31/12/2019
	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]	10 574	2 562	4 123	2 121	1 768	9 999
Achats d'autres énergies et de matières premières[2]	308	64	124	120	-	281
Achats de combustible nucléaire	13 833	1 610	5 870	4 374	1 979	15 093
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	**24 715**	**4 236**	**10 117**	**6 615**	**3 747**	**25 373**

[1]Y compris les engagements des entités contrôlées données aux coentreprises pour un montant de 533 millions d'euros au 31 décembre 2020 (569 millions d'euros au 31 décembre 2019).
[2]Hors achats de gaz et services associés (voir note 21.1.1.1.4).

21.1.1.1.1 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 59 TWh pour l'exercice 2020 (57 TWh pour 2019), dont 7 TWh au titre de la cogénération (7 TWh pour 2019), 31 TWh au titre de l'éolien (30 TWh pour 2019), 11 TWh au titre du photovoltaïque (11 TWh pour 2019) et 4 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2019).

21.1.1.1.2 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.

21.1.1.1.3 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.

21.1.1.1.4 Achats de gaz et services associés

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2020, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités.

	31/12/2020				31/12/2019
	Total	Échéances			Total
(en milliards de mètres cubes)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Edison	124	12	44	68	135
EDF	26	2	8	16	24

Contrats d'achat de gaz

Edison a conclu des contrats d'importation de gaz naturel en provenance de Russie, de Libye, d'Algérie et du Qatar, pour une fourniture totale d'un volume maximum de 12,4 milliards de mètres cubes par an et avec des durées résiduelles variant entre 1 et 14 ans.

Le contrat avec l'Algérie a été renouvelé en 2019 pour 1 milliard de mètres cubes par an jusqu'à 2027. Le contrat à long terme de gaz provenant de la Russie s'est terminé en 2019, et Edison a signé un nouveau contrat pour 1 milliard de mètres cubes pour l'année 2020 puis pour l'année 2021.

Ces contrats contiennent des clauses de take-or-pay par lesquelles l'acheteur s'engage à payer annuellement des volumes minimaux de gaz, qu'il en prenne livraison ou non. Au 31 décembre 2020, les engagements hors bilan au titre des clauses de take-or-pay d'Edison s'élèvent à 117 millions d'euros, correspondant à la valeur des volumes de gaz non enlevés à cette date et dont la livraison est reportée sur une période ultérieure.

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.

En 2020, EDF a signé un nouveau contrat en provenance de Norvège sur une durée de 5 ans pour un volume de 3 milliards de mètres cubes.

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 conclu deux contrats significatifs d'achat de gaz en provenance d'Azerbaïdjan (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.

21.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 31 décembre 2020, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

	31/12/2020				31/12/2019
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Garanties données liées aux activités opérationnelles	9 185	2 320	2 711	4 154	7 349
Engagements sur achats d'exploitation[1]	7 720	4 359	2 732	629	7 594
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	246	92	87	67	305
ENGAGEMENTS DONNES LIÉS À L'ÉXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION[2]	**17 151**	**6 771**	**5 530**	**4 850**	**15 248**

[1] Hors énergies et combustibles.

[2] Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 1 714 millions d'euros au 31 décembre 2020 (1 019 millions d'euros au 31 décembre 2019).

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 2020 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.

Leur évolution s'explique essentiellement par de nouveaux projets en développement d'EDF Renouvelables (notamment aux États-Unis) et par la hausse de la garantie maison mère octroyée par EDF au titre du différentiel d'évaluation des engagements de retraites au Royaume-Uni entre la méthode utilisée par les Trustees et celle prescrite par la norme IAS 19.

21.1.1.2.1 Garanties données liées aux activités opérationnelles

Les garanties liées aux activités opérationnelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
EDF	2 496	2 081
EDF Renouvelables	2 447	1 612
Edison	1 657	1 319
EDF Energy	1 055	912
Framatome	573	552
Autres entités	957	873
TOTAL	**9 185**	**7 349**

21.1.1.2.2 Engagements sur achats d'exploitation

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
EDF	3 524	3 028
Framatome	1 659	1 880
Enedis	845	829
EDF Energy	591	613
Autres entités	1 101	1 244
TOTAL	**7 720**	**7 594**

21.1.1.3 Engagements de location en tant que preneur

Au 31 décembre 2020, les éléments constitutifs des engagements de location en tant que preneur sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2020				31/12/2019
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS DE LOCATION EN TANT QUE PRENEUR	**369**	**54**	**181**	**134**	**489**

Pour rappel, 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 2020 s'établit à 191 millions d'euros (211 millions d'euros au 31 décembre 2019) ;
- 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 2020 s'établit à 178 millions d'euros (278 millions d'euros au 31 décembre 2019).

21.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2020, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

(en million d'euros)	31/12/2020				31/12/2019
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	15 625	8 650	6 459	516	17 430
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	716	95	523	98	583
Autres engagements donnés liés aux investissements	153	143	10	-	224
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT[1]	**16 494**	**8 888**	**6 992**	**614**	**18 237**

[1] Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 212 millions d'euros au 31 décembre 2020 (265 millions d'euros au 31 décembre 2019).

21.1.2.1 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)	31/12/2020	31/12/2019
EDF	4 284	4 654
EDF Energy	5 966	6 466
Enedis	2 461	2 555
EDF Renouvelables	1 369	2 437
Framatome	462	517
Autres entités	1 083	801
TOTAL	**15 625**	**17 430**

La diminution des engagements donnés sur acquisitions d'actifs corporels et incorporels s'explique principalement par l'avancement de nombreux projets développés aux Etats-Unis et au Brésil chez EDF Renouvelables et par une baisse des engagements chez EDF Energy, principalement liée à l'effet de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro. La baisse des engagements chez Enedis s'explique par la poursuite du déploiement des compteurs Linky.

Par ailleurs de nouveaux contrats ont été signés par EDF PEI en 2020 dans le cadre du projet de la centrale du Larivot en Guyane (centrale ENR alimentée en biomasse liquide et développée dans le cadre de la PPE).

21.1.2.2 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 2020, la juste valeur de ces dérivés de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est non significative.

Par ailleurs, Framatome a signé le 7 décembre un contrat d'achat définitif avec Rolls-Royce en vue d'acquérir son activité d'instrumentation et de contrôle nucléaires civils (I&C). La transaction devrait être finalisée au début du deuxième semestre 2021, sous réserve des conditions suspensives usuelles, y compris les autorisations réglementaires.

21.1.2.3 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.

21.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 31 décembre 2020 sont les suivants :

	31/12/2020				31/12/2019
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	4 179	90	2 246	1 843	4 587
Garanties financières données	949	51	495	403	1 314
Autres engagements donnés liés au financement	408	364	6	38	442
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT[1]	**5 536**	**505**	**2 747**	**2 284**	**6 343**

[1] Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 1 156 millions d'euros au 31 décembre 2020 (1 225 millions d'euros au 31 décembre 2019). 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.

21.2 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	31/12/2020	31/12/2019
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation[1]	21.2.1	8 108	9 291
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	21.2.2	132	181
Engagements reçus liés aux opérations de financement	21.2.3	31	22
TOTAL DES ENGAGEMENTS RECUS[2]		**8 271**	**9 494**

[1] Hors engagements de livraison d'énergie et services associés (voir note 21.2.1.4).
[2] Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 18.4.

21.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2020 sont les suivants :

	31/12/2020				31/12/2019
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements de location simple en tant que bailleur	711	114	355	242	770
Engagements sur ventes d'exploitation	5 903	1 490	3 457	956	6 706
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 444	1 195	161	88	1 756
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	50	18	15	17	59
ENGAGEMENTS RECUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**8 108**	**2 817**	**3 988**	**1 303**	**9 291**

21.2.1.1 Engagements de location simple en tant que bailleur

En 2020, le Groupe bénéficie à hauteur de 711 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.

21.2.1.2 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).

21.2.1.3 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.

21.2.1.4 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, 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.

21.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

	31/12/2020				31/12/2019
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS RECUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	**132**	**14**	**118**	**-**	**181**

21.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

	31/12/2020				31/12/2019
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS RECUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	**31**	**2**	**19**	**10**	**22**

NOTE 22 PARTIES LIÉES

Principes et méthodes comptables

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.

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)	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Chiffre d'affaires	355	455	-	-	2 082	1 889	2 437	2 344
Achats d'énergie	3 885	4 063	1	4	2 114	2 104	6 000	6 171
Achats externes	13	18	7	3	348	253	368	274
Actifs financiers	179	150	-	-	-	-	179	150
Autres actifs	495	633	-	-	593	532	1 088	1 165
Passifs financiers	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres passifs	1 114	1 228	1	1	600	624	1 715	1 853

[1] *Ne comprend pas les dettes fiscales et sociales ainsi que la créance CSPE.*

22.1 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 12.

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.

22.2 RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT

22.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 83,68 % du capital d'EDF au 31 décembre 2020. 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.

22.2.2 Relations avec GRDF

Enedis et GRDF sont liés par une convention définissant leurs relations pour la réalisation de certains services communs et le partage des coûts en résultant, dans le cadre de l'article L. 111-71 du Code de l'énergie.

Elle intègre notamment, dans le secteur de la distribution de l'électricité et du gaz, des missions liées à la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux. Elle est régulièrement mise à jour.

En 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.

En juillet 2020, Enedis et GRDF ont décidé d'initier un projet commun dit « Transformation des Activités Communes » (TAC) visant à mettre fin à la co-employabilité des activités qui restent mixtes : approvisionnement/ logistique des matériels, contrat de travail, médico-social, gestion des logements, informatique et télécom tertiaire, comptabilité.

Par ailleurs, en ce qui concerne le service commun relatif aux activités de distribution et de fourniture de GPL sur les villes d'Ajaccio et de Bastia en Corse, ENGIE a annoncé à EDF en octobre 2020 qu'elle envisageait de cesser son activité GPL en Corse à compter du 31 mars 2021, ses contrats de concession étant échus depuis les années 90. La ville d'Ajaccio a lancé en octobre un Appel d'Offre concernant la concession de distribution de GPL auquel ENGIE a candidaté. La ville de Bastia a annoncé son intention de lancer également un appel d'offre. La convention de 1951 fixe le cadre de l'échange entre les 2 entreprises concernant l'impact des décisions de l'une sur l'autre.

22.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations du groupe EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement deux entités de l'ex groupe AREVA (Orano et AREVA SA).

Les transactions avec Orano portent sur :

- l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, les services de conversion et d'enrichissement) ;
- l'aval du cycle (prestations de transport, entreposage, traitement et recyclage du combustible usé).

Sur l'amont du cycle

Plusieurs accords importants ont été négociés entre EDF et Orano :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats Orano Mining ;
- fluoration, enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat Orano Conversion-Enrichissement (ex Orano Cycle).

Dans le cadre du projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni sur le site d'Hinkley Point, EDF et Orano ont signé le 29 septembre 2016 un contrat d'uranium avec Orano Mining, un contrat de conversion et un contrat d'enrichissement avec Orano Conversion-Enrichissement.

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et Orano Recyclage relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 15.1.1.1.

22.3 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 2020 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 11,9 millions d'euros en 2020 (12,6 millions d'euros en 2019). 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.

NOTE 23 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 24 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 2020 :

(en milliers d'euros)	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit – Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	2 794	24,6	2 945	16,2
Entités contrôlées[1]	4 560[3]	40,1	13 503	74,2
Sous-total	**7 354**	**64,7**	**16 448**	**90,4**
Services autres que la certification des comptes[2]				
EDF	561	4,9	953	5,2
Entités contrôlées[1]	3 448	30,4	804	4,4
Sous-total	**4 009**	**35,3**	**1 757**	**9,6**
TOTAL	**11 363**	**100**	**18 205**	**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.
[3]L'évolution s'explique à la fois par un transfert entre cabinets n'ayant pas d'effet sur le niveau global des honoraires du Collège du Groupe, et par ailleurs par le changement d'un collège de commissaires aux comptes pour une entité française significative du périmètre, désormais auditée par un des commissaires aux comptes du Groupe et par un autre cabinet.

Rappel des informations relatives à l'exercice 2019

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 2019 :

(en milliers d'euros)	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit – Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	2 709	19,2	2 822	17,1
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.