

COMPTES CONSOLIDÉS
AU 31 DÉCEMBRE 2021

COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	2021	2020
Chiffre d'affaires	5.1	84 461	69 031
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(44 299)	(32 425)
Autres consommations externes ⁽¹⁾		(8 595)	(8 461)
Charges de personnel	5.3	(14 494)	(13 957)
Impôts et taxes		(3 330)	(3 797)
Autres produits et charges opérationnels	5.4	4 262	5 783
Excédent brut d'exploitation	5	18 005	16 174
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	6	(215)	(175)
Dotations aux amortissements ⁽²⁾		(10 789)	(10 838)
(Pertes de valeur)/reprises	10.8	(653)	(799)
Autres produits et charges d'exploitation	7	(1 123)	(487)
Résultat d'exploitation		5 225	3 875
Coût de l'endettement financier brut	8.1	(1 459)	(1 610)
Effet de l'actualisation	8.2	(2 670)	(3 733)
Autres produits et charges financiers	8.3	4 489	2 761
Résultat financier	8	360	(2 582)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		5 585	1 293
Impôts sur les résultats	9	(1 400)	(945)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	12	644	425
Résultat net des activités en cours de cession	3.2	(1)	(158)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		4 828	615
Dont résultat net - part du Groupe		5 113	650
Résultat net des activités poursuivies		5 114	804
Résultat net des activités en cours de cession		(1)	(154)
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		(285)	(35)
Activités poursuivies		(285)	(31)
Activités en cours de cession		-	(4)
Résultat net part du Groupe par action en euros :	14.7		
Résultat par action		1,46	0,05
Résultat dilué par action		1,36	0,05
Résultat par action des activités poursuivies		1,46	0,10
Résultat dilué par action des activités poursuivies		1,36	0,10

(1) Les autres consommations externes sont nettes de la production stockée et immobilisée.

(2) Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ

	Notes	2021			2020		
		Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
<i>(en millions d'euros)</i>							
Résultat net consolidé		5 113	(285)	4 828	650	(35)	615
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie							
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - variation brute	18.7.5	(3 292)	(33)	(3 325)	(711)	(8)	(719)
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - effets d'impôt		779	8	787	210	3	213
Juste valeur des couvertures sur les investissements nets							
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - variation brute	18.7.5	(673)	-	(673)	661	-	661
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - effets d'impôt		(83)	-	(83)	(30)	-	(30)
Juste valeur des titres de dettes							
Juste valeur des titres de dettes - variation brute	18.1.2	(346)	-	(346)	20	-	20
Juste valeur des titres de dettes - effets d'impôt		101	-	101	10	-	10
Écarts de conversion des entités contrôlées		1 935	606	2 541	(1 425)	(430)	(1 855)
Quote part des éléments recyclables en résultat des entreprises associés et des co-entreprises		(80)	-	(80)	(561)	-	(561)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat		(1 659)	581	(1 078)	(1 826)	(435)	(2 261)
Juste valeur des titres de capitaux propres							
Juste valeur des titres de capitaux propres - variation brute	18.1.2	15	1	16	(34)	(4)	(38)
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	1 144	263	1 407	(983)	80	(903)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - effets d'impôt		(421)	(89)	(510)	(220)	(18)	(238)
Quote part des éléments non recyclables en résultat des entreprises associés et des co-entreprises		(83)	-	(83)	(109)	-	(109)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat		655	175	830	(1 346)	58	(1 288)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres		(1 004)	756	(248)	(3 172)	(377)	(3 549)
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ		4 109	471	4 580	(2 522)	(412)	(2 934)
Dont résultat global des activités poursuivies		4 110	471	4 581	(2 368)	(408)	(2 776)
Dont résultat global des activités en cours de cession	3.2.2	(1)	-	(1)	(154)	(4)	(158)

BILAN CONSOLIDÉ

ACTIF	Notes	31/12/2021	31/12/2020
<i>(en millions d'euros)</i>			
Goodwill	10.1	10 945	10 265
Autres actifs incorporels	10.2	10 221	9 583
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	10.3	98 237	92 600
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	11	62 132	60 352
Immobilisations en concessions des autres activités	10.5	6 881	6 858
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	12	8 084	6 794
Actifs financiers non courants	18.1	55 609	47 615
Autres débiteurs non courants	13.3.4	2 092	2 015
Impôts différés actifs	9.3	1 667	1 150
Actif non courant		255 868	237 232
Stocks	13.2	16 197	14 738
Clients et comptes rattachés	13.3	22 235	14 521
Actifs financiers courants	18.1	39 937	23 532
Actifs d'impôts courants		544	384
Autres débiteurs courants	13.3.4	16 197	6 918
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18.2	9 919	6 270
Actif courant		105 029	66 363
Actifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	3.2	69	2 296
TOTAL DE L'ACTIF		360 966	305 891
CAPITAUX PROPRES ET PASSIF			
<i>(en millions d'euros)</i>			
Capital	14	1 619	1 550
Réserves et résultats consolidés		48 592	44 083
Capitaux propres - part du Groupe		50 211	45 633
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	14.6	11 778	9 593
Total des capitaux propres	14	61 989	55 226
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	15	62 067	58 333
Provisions pour avantages du personnel	16	21 716	22 130
Autres provisions	17	5 442	5 374
Provisions non courantes		89 225	85 837
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	11.2	48 853	48 420
Passifs financiers non courants	18.3	56 543	55 899
Autres créditeurs non courants	13.5	4 816	4 874
Impôts différés passifs	9.3	2 401	3 115
Passif non courant		201 838	198 145
Provisions courantes	15, 17 et 16.1	6 836	5 827
Fournisseurs et comptes rattachés	13.4	19 565	11 900
Passifs financiers courants	18.3	45 014	17 609
Dettes d'impôts courants		446	215
Autres créditeurs courants	13.5	25 248	16 861
Passif courant		97 109	52 412
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	3.2	30	108
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		360 966	305 891

TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	Notes	2021	2020 ⁽¹⁾
Opérations d'exploitation :			
Résultat net consolidé		4 828	615
Résultat net des activités en cours de cession		(1)	(158)
Résultat net des activités poursuivies		4 829	773
Pertes de valeur / (reprises)		653	799
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		10 488	13 310
Produits et charges financiers		(89)	785
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		467	433
Plus ou moins-values de cession		(67)	(185)
Impôt sur les résultats		1 401	945
Quote-part du résultat net des entreprises associées et des coentreprises		(644)	(425)
Variation du besoin en fonds de roulement	13.1.3	(1 526)	(1 679)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		15 512	14 756
Frais financiers nets décaissés		(588)	(929)
Impôts sur le résultat payés		(2 276)	(983)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies		12 648	12 844
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession		-	98
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		12 648	12 942
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(165)	(126)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée		1 154	498
Investissements incorporels et corporels	10.7	(17 606)	(16 007)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		264	54
Variations d'actifs financiers		1 776	2 718
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies		(14 577)	(12 863)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession		-	(104)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(14 577)	(12 967)
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽²⁾		2 076	1 019
Dividendes versés par EDF	14.3	(84)	-
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(163)	(267)
Achats/ventes d'actions propres		(3)	5
Flux de trésorerie avec les actionnaires		1 826	757
Émissions d'emprunts	18.3.2.1	6 943	6 601
Remboursements d'emprunts	18.3.2.1	(5 161)	(7 062)
Emissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI) et OCEANes	14.4 et 14.5	1 235	2 243
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	14.4	(547)	(501)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues		677	534
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		3 147	1 815
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies		4 973	2 572
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession		-	19
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		4 973	2 591
Flux de trésorerie des activités poursuivies		3 044	2 553
Flux de trésorerie des activités en cours de cession		-	13
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		3 044	2 566
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE			
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		3 044	2 566
Variations de change		180	(162)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		38	35
Autres variations non monétaires ⁽³⁾		387	(103)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLOTURE	18.2	9 919	6 270

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2020 intègrent le reclassement d'un montant de 79 millions d'euros entre les « Frais financiers net décaissés » et les « Variations d'actifs financiers ».

(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 2021, un montant de 1 304 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., un montant de 865 millions d'euros relative à la cession de 49% d'Edison Renewables et un montant de (276) millions d'euros relatif à l'acquisition de 70% d'E2i Energie Speciali. 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..

(3) Les autres variations non monétaires comprennent le reclassement au 1^{er} janvier 2021 des positions débitrices relatives aux appels de marge sur dérivés, précédemment nettes au sein des autres dettes financières (voir note 18.3.2.1 sur la ligne « Autres mouvements ») pour un montant de 281 millions d'euros.

VARIATION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

La variation des capitaux propres du 1^{er} janvier au 31 décembre 2021 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 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 titres subordonnés à durée indéterminée (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 ⁽⁴⁾	-	-	-	-	(18)	(18)	952	934
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2020	1 550	(10)	(871)	(1 116)	46 080	45 633	9 593	55 226
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	1 699	(3 358)	655	(1 004)	756	(248)
Résultat net	-	-	-	-	5 113	5 113	(285)	4 828
Résultat global consolidé	-	-	1 699	(3 358)	5 768	4 109	471	4 580
Rémunération des TSDI	-	-	-	-	(547)	(547)	-	(547)
Emissions / rachats TSDI (voir notes 14.4)	-	-	-	-	972	972	-	972
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 599)	(1 599)	(163)	(1 762)
Achats/ventes d'actions propres	-	(4)	-	-	-	(4)	-	(4)
Augmentation de capital d'EDF (voir note 14.1)	69	-	-	-	1 446	1 515	-	1 515
Autres variations ⁽⁵⁾	-	-	-	-	132	132	1 877	2 009
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2021	1 619	(14)	828	(4 474)	52 252	50 211	11 778	61 989

(1) Les écarts de conversion varient de 1 699 millions d'euros en 2021. Cette variation est principalement liée à l'appréciation de la livre sterling et dans une moindre mesure à celle 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 2020, les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co. pour 998 millions d'euros.

(5) En 2021, les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co. pour 1 304 millions d'euros.

En 2021, les « autres variations » des capitaux propres part du Groupe comprennent également :

- l'ajustement des provisions pour avantages au personnel postérieurs à l'emploi au titre des exercices antérieurs, pour un montant de 49 millions d'euros nets d'impôt. Cet ajustement résulte de la mise en œuvre de la décision de l'IFRIC relative à la méthode d'acquisition des droits (cf. note 1.2.3) ;

- le reclassement des valeurs nettes comptables liés aux coûts de configuration et de personnalisation des logiciels SAAS antérieurement immobilisés, pour un montant de (64) millions d'euros nets d'impôts. Ce reclassement résulte de la confirmation par l'IASB de la décision IFRIC relative à la comptabilisation de ces coûts (cf. note 1.2.4).

Par ailleurs, les « autres variations » des capitaux propres part du groupe et attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle comprennent l'effet en capitaux propres des transactions conclues avec les minoritaires, s'agissant d'opérations d'acquisition ou de cession réalisées sans changement de méthode de consolidation (cession de 49 % d'Edison Renewables, acquisition de 70 % du capital de E2i et introduction en Bourse de Pod Point, voir note 3.1.1).

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	15
NOTE 2	SYNTHÈSE DES FAITS MARQUANTS	18
NOTE 3	PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION	19
3.1	ÉVOLUTION DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION	20
3.2	ACTIVITÉS EN COURS DE CESSIION	23
3.3	PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU 31 DÉCEMBRE 2021	24
NOTE 4	INFORMATIONS SECTORIELLES	28
4.1	INFORMATIONS PAR SECTEUR OPÉRATIONNEL	28
4.2	CHIFFRE D'AFFAIRES EN PROVENANCE DE CLIENTS TIERS VENTILÉ PAR GROUPES DE PRODUITS OU SERVICES	31
NOTE 5	EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	31
5.1	CHIFFRE D'AFFAIRES	33
5.2	ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	41
5.3	CHARGES DE PERSONNEL	41
5.4	AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS	42
NOTE 6	VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DÉRIVÉS ÉNERGIE ET MATIÈRES PREMIÈRES HORS ACTIVITÉS DE TRADING	45
NOTE 7	AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION	45
NOTE 8	RÉSULTAT FINANCIER	46
8.1	COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	46
8.2	EFFET DE L'ACTUALISATION	46
8.3	AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	46
NOTE 9	IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS	47
9.1	VENTILATION DE LA CHARGE D'IMPÔT	48
9.2	RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE ET DE LA CHARGE D'IMPÔT EFFECTIVE (PREUVE D'IMPÔT)	48
9.3	VARIATION DES ACTIFS ET PASSIFS D'IMPÔTS DIFFÉRÉS	49
9.4	VENTILATION DES IMPÔTS DIFFÉRÉS PAR NATURE	49
NOTE 10	ACTIFS IMMOBILISÉS HORS CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	50
10.1	GOODWILL	50
10.2	AUTRES ACTIFS INCORPORELS	51
10.3	IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES	54
10.4	ACTIFS AU TITRE DU DROIT D'UTILISATION	56
10.5	IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS (HORS CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE)	58
10.6	IMMOBILISATIONS EN COURS	59
10.7	INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	65
10.8	PERTES DE VALEUR / REPRISES	65
NOTE 11	CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	74
11.1	IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	76

11.2	PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	76
NOTE 12	PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES COENTREPRISES	77
12.1	COENTREPRISE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (CTE)	78
12.2	TAISHAN	78
12.3	AUTRES PARTICIPATIONS	79
NOTE 13	BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT (BFR)	80
13.1	COMPOSITION ET VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	80
13.2	STOCKS	81
13.3	CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	83
13.4	FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	85
13.5	AUTRES CRÉDITEURS	85
NOTE 14	CAPITAUX PROPRES ET RÉSULTAT PAR ACTION	87
14.1	CAPITAL SOCIAL	87
14.2	ACTIONS PROPRES	87
14.3	DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES	87
14.4	TITRES SUBORDONNÉS À DURÉE INDETERMINÉE	88
14.5	OBLIGATIONS AVEC OPTION DE CONVERSION ET/OU D'ÉCHANGE EN ACTIONS NOUVELLES ET/OU EXISTANTES (OCEANES)	89
14.6	PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE (INTÉRÊTS MINORITAIRES)	90
14.7	RÉSULTAT NET ET RÉSULTAT NET DILUÉ PAR ACTION	92
NOTE 15	PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE ET ACTIFS DÉDIÉS	92
15.1	PROVISIONS NUCLÉAIRES ET ACTIFS DÉDIÉS EN FRANCE	95
15.2	PROVISIONS NUCLÉAIRES D'EDF ENERGY	112
15.3	PROVISIONS NUCLÉAIRES EN BELGIQUE	115
NOTE 16	PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	115
16.1	PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL DU GROUPE	118
16.2	FRANCE (ACTIVITÉS RÉGULÉES ET ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION)	122
16.3	ROYAUME-UNI	125
NOTE 17	AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS ÉVENTUELS	126
17.1	AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION	126
17.2	AUTRES PROVISIONS	127
17.3	PASSIFS ÉVENTUELS	128
NOTE 18	ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS	132
18.1	ACTIFS FINANCIERS	133
18.2	TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	136
18.3	PASSIFS FINANCIERS	137
18.4	LIGNES DE CRÉDIT NON UTILISÉES	141
18.5	JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS	141
18.6	RISQUES MARCHÉS ET DE CONTREPARTIE	142
18.7	INSTRUMENTS DÉRIVÉS ET COMPTABILITÉ DE COUVERTURE	143
NOTE 19	INDICATEURS FINANCIERS	149
19.1	RÉSULTAT NET COURANT	149
19.2	ENDETTEMENT FINANCIER NET	150
NOTE 20	DÉVELOPPEMENT DURABLE ET CLIMAT	151
20.1	DÉPENSES RÉGLEMENTAIRES	151

20.2	ÉVALUATION DES ACTIFS ET PASSIFS	153
20.3	FINANCEMENT DURABLE	154
20.4	INVESTISSEMENTS DÉCARBONÉS	155
20.5	DÉPENSES EN FAVEUR DE LA PRÉSERVATION DE L'ENVIRONNEMENT ET DU CLIMAT	156
NOTE 21	ENGAGEMENTS HORS BILAN	157
21.1	ENGAGEMENTS DONNÉS	157
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	166
NOTE 24	HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES	168

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 2021.

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 2021 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 17 février 2022. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale, qui se tiendra le 12 mai 2022.

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 2021 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 2021. 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 2021.

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 2021 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2020 à l'exception des changements des notes 1.2.1, 1.2.2, 1.2.3 et 1.2.4 ci-après. Sont également précisés les textes adoptés par l'Union européenne et applicables à compter du 1^{er} janvier 2022 (note 1.2.5).

Les principes et méthodes comptables appliqués sont détaillés dans les différentes notes concernées.

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

Ces amendements, adoptés le 13 janvier 2021, sont applicables depuis le 1^{er} janvier 2021.

Les principaux taux concernés, utilisés par EDF, sont l'Eonia, le Libor USD et le Libor GBP.

La modification des taux d'intérêt effectifs consécutive à la réforme est appliquée de manière prospective, sans impact en résultat et les relations de couverture des instruments concernés sont maintenues.

Cette réforme est sans impact significatif sur le résultat 2021 et ses effets sont principalement de nature opérationnelle (renégociation de contrats, clauses de *fallback*, évolution des systèmes d'information).

Compte-tenu de sa position pérenne emprunteuse à taux fixe (voir la note 18.3.3.3), l'essentiel de l'exposition d'EDF se concentre sur des instruments dérivés de taux utilisés pour variabiliser la dette. Sur ces instruments, les courbes de référence des contrats de collatéraux ont été modifiées pour remplacer l'Eonia par l'Ester. Ces évolutions se sont traduites par la réception d'une soulte de 22 millions d'euros comptabilisée en contrepartie d'un ajustement de valeur des instruments dérivés.

Par ailleurs, dans le cadre de son adhésion au protocole ISDA Fallback au mois de novembre 2021, le Libor GBP a été remplacé par le Sonia sur l'ensemble des instruments dérivés concernés à compter du 1^{er} janvier 2022.

Pour le Libor USD, les opérations de remplacement seront menées dans le cadre du calendrier de cessation de sa publication, soit d'ici le 30 juin 2023.

1.2.2 Amendements à IFRS 16 « Compensation de loyer liées à la Covid-19 »

L'application de l'amendement « Allégements de loyer liés à la Covid-19 » a été prolongée d'un an (paiements au plus tard le 30 juin 2022). Il permet au preneur qui bénéficie de franchises ou réductions de loyer directement liées à la Covid-19 de les comptabiliser directement au compte de résultat.

Cet amendement est sans impact sur les comptes du Groupe.

1.2.3 Décision de l'IFRIC : « Attribution des droits aux périodes de service » (IAS 19)

En mai 2021, l'IASB a approuvé la décision de l'IFRIC portant sur l'attribution des droits des régimes pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

Sont principalement concernées par cette décision, les indemnités de fin de carrière des régimes spécifiques des Industries électriques et gazières de France (IEG). Celles-ci représentaient un montant d'engagements de 941 millions d'euros au 31 décembre 2020 pour les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 16.2.2).

La modification de la méthode d'acquisition des droits conduit à une diminution des engagements de (67) millions d'euros avant d'impôts au 1^{er} janvier 2021, comptabilisée en capitaux propres (dans la ligne « Autres variations »).

1.2.4 Décision de l'IFRIC sur les contrats SaaS (IAS 38)

En avril 2021, l'IASB a confirmé la position prise par l'IFRIC en mars 2021 faisant suite à sa décision provisoire de décembre 2020 concernant la comptabilisation des coûts de configuration et de personnalisation d'un logiciel mis à disposition par un fournisseur dans le cadre d'un contrat de type SaaS (*Software as a Service*), ce sujet ayant été porté à l'agenda dans le contexte d'une diversité de pratiques observées. La décision d'agenda de l'IFRIC indique que dans la plupart des cas, en application d'IAS 38, ces coûts doivent être reconnus en charges et non en immobilisations incorporelles car d'une part, l'entité ne contrôle pas le logiciel et d'autre part, les activités de personnalisation/configuration ne génèrent pas une ressource contrôlée par le client, distincte du logiciel.

En application de cette décision, les coûts de configuration et de personnalisation des logiciels SAAS qui avaient antérieurement été immobilisés, ont été retraités au 1^{er} janvier 2021 en contrepartie des capitaux propres dans la ligne « Autres variations » pour un montant de (88) millions d'euros avant impôts. Les coûts de configuration et de personnalisation exposés en 2021 relatifs à ces contrats sont comptabilisés sur la ligne « Autres consommations externes ».

1.2.5 Textes adoptés par l'Union européenne et applicables à compter du 1^{er} janvier 2022

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

A compter du 1^{er} janvier 2022, les produits de la vente d'éléments générés par un actif non encore en service ne seront plus comptabilisés en déduction du coût de l'immobilisation. Ces produits ainsi que les coûts associés devront être enregistrés en résultat.

Le Groupe sera concerné au titre de ses projets de construction d'installations de production d'énergie.

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

Ces amendements précisent les coûts à inclure lors de la détermination du caractère onéreux ou non d'un contrat.

Le Groupe n'anticipe pas d'impact significatif pouvant résulter de leur application.

Autres textes

Le Groupe n'anticipe pas d'impact significatif concernant les amendements suivants :

- « Améliorations annuelles du cycle 2018-2020 » ;
- IFRS 3 « Regroupement d'entreprises - Référence au cadre conceptuel ».

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.

Toutefois, 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 existant 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.

Ainsi, depuis plusieurs années, le Groupe prépare la prolongation de cette durée d'exploitation et engage les investissements nécessaires dans le cadre du programme industriel dit de « Grand Carénage », dont le principe a été approuvé en Conseil d'administration en janvier 2015.

La durée d'amortissement des tranches du palier 900 MWe 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 1^{er} semestre 2020), les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies.

L'ASN a statué le 23 février 2021 sur les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe d'EDF au-delà de leur quatrième réexamen périodique. L'Autorité considère que « l'ensemble des dispositions prévues par EDF et celles qu'elle prescrit ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement de ces réacteurs pour les dix ans qui suivent leur quatrième réexamen périodique ». Cette décision clôt la phase dite « générique » du réexamen, qui concerne les études et les modifications des installations communes à tous les réacteurs de 900 MWe, ceux-ci étant conçus sur un modèle similaire.

Après la tête de série Tricastin 1 en décembre 2019, Bugey 2, Bugey 4 et Tricastin 2 ont franchi le cap des 40 ans d'exploitation et redémarré après la réussite de leur quatrième visite décennale (VD4) sur l'année 2021. Trois visites décennales (VD4 : Dampierre 1, Bugey 5 et Gravelines 1) étaient par ailleurs en cours au 31 décembre 2021. La quatrième visite décennale de Dampierre 1 s'est achevée le 5 février 2022.

La durée d'amortissement des autres paliers (1 300 MWe et 1 450 MWe), qui sont plus récents, était, jusqu'au 31 décembre 2020, maintenue à 40 ans.

Sur l'exercice 2021, les conditions techniques, économiques et de gouvernance conduisant à un allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe étant réunies, le Groupe a procédé à ce changement d'estimation au 1^{er} janvier 2021, pour l'ensemble des centrales du palier 1 300 MWe (voir note 1.4.1 Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 1 300 MWe en France).

La durée d'amortissement des tranches du palier 1 450 MWe (les quatre réacteurs de Chooz et Civaux) qui est beaucoup plus récent, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas encore réunies.

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

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 réestimation 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 2021 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif dans les états financiers 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 et/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 MWe et 1 300 MWe et 40 ans pour les centrales du parc 1 450 MWe).

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 2021 sont détaillées en note 16. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues

au 31 décembre 2021 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 révisé ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour.

Ces hypothèses, propres aux sociétés du Groupe, sont décrites en note 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 concessions 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 des passifs 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 et estimations

- 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.
- Notamment, 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. Ainsi :
 - 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 15.1.2.2). 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.
 - Le Groupe détenait, *via* sa filiale Edison, une participation de 30 % dans la société E2i Energie Speciali, avec F2i. La gouvernance et les accords contractuels conféraient à Edison le contrôle exclusif de cette entité, consolidée en intégration globale, en application d'IFRS 10. Edison a acquis le 16 février 2021, les 70 % d'E2i Energie Speciali auprès de F2i. La société étant déjà consolidée en intégration globale, ce rachat a impacté uniquement les intérêts minoritaires au sein des capitaux propres (voir note 3.1) et ultérieurement le résultat net part du Groupe.

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 réglementaires (obligations de fourniture d'énergie ou de services liés à l'énergie, encadrement des investissements, obligation de remettre les ouvrages en fin de contrat, sommes dues en fin de contrat, contraintes tarifaires...). Ces restrictions s'appliquent principalement aux actifs de cette nature en France (EDF, Enedis, 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 et Taishan (TNPJVC) en Chine) ;
- 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

1.4.1 Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 1 300 MWe en France

Le Groupe considère que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires, permettant de mettre en cohérence la durée d'amortissement de ses centrales REP 1 300 MWe en France avec sa stratégie industrielle, sont réunies en 2021.

Tout d'abord, compte tenu des études et travaux déjà effectués, notamment pour le remplacement de composants et la maîtrise du vieillissement des matériels, le Groupe a un niveau d'assurance suffisant quant à la capacité technique des installations 1 300 MWe à fonctionner au moins 50 ans. Ceci est également conforté par le *benchmark* international.

Par ailleurs, le Groupe progresse avec l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) sur son programme du réexamen périodique pour la quatrième visite décennale du palier 1 300 MWe (VD4 1 300 – projet inclus dans le programme Grand Carénage). Ce programme suit une méthodologie de travail et vise des ambitions, tout particulièrement en matière de sûreté, analogues au quatrième réexamen périodique du palier 900 MWe dont il tire bénéfice des enseignements. En décembre 2019, l'ASN, dans sa réponse au Dossier d'Orientation du Réexamen associé aux quatrième visites décennales des réacteurs de 1 300 MWe, y indiquait globalement son accord avec les thèmes retenus et engagements pris par l'entreprise pour la réalisation des VD4.

Surtout, l'accord de l'ASN publié en février 2021 sur la partie générique de la poursuite de fonctionnement des réacteurs 900 MWe pour les dix ans suivant leur quatrième réexamen périodique, et la réussite industrielle des premières occurrences des quatrième visites décennales des tranches du palier 900 MWe (après la tête de série Tricastin 1 en décembre 2019, Bugey 2 et Bugey 4 ont franchi le cap des 40 ans d'exploitation et redémarré après la réussite de leur quatrième visite décennale sur le premier semestre 2021, et Tricastin 2 sur le deuxième semestre 2021) renforcent la confiance d'EDF dans la pertinence et la maîtrise de son programme pour le palier 1 300 MWe.

Au terme de sa VD4, le palier REP 1 300 MWe aura ainsi atteint un niveau de sûreté se rapprochant de celui fixé pour l'EPR.

De plus, la prolongation du palier 1 300 MWe au-delà de 40 ans, présente une rentabilité élevée, même en cas de scénarios de prix long-terme dégradés et dans différents scénarios de sensibilité.

Enfin, un fonctionnement des tranches 1 300 MWe à 50 ans est compatible avec les dispositions de la loi Énergie Climat du 8 novembre 2019 (50 % de la part du nucléaire dans la production d'électricité en 2035) et le décret d'adoption de la

Programmation Pluriannuelle de l'Énergie du 21 avril 2020. L'étude réalisée par RTE à la demande du gouvernement sur des scénarios de mix électrique permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050, intitulée « Futurs énergétiques 2050 » dont le rapport d'étape a été publié en juin 2021 et dont les principaux résultats de l'étude ont été publiés le 25 octobre 2021, constate un besoin important de capacité de production décarbonée, et retient dans tous ses scénarios pour la période post-2035 une hypothèse de poursuite d'exploitation du parc existant au-delà de 50 ans, avec des fermetures s'échelonnant entre 50 et 60 ans.

Compte tenu de l'ensemble de ces facteurs, le Groupe considère que la meilleure estimation de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe est aujourd'hui de 50 ans. Cette estimation comptable ne préjuge pas des décisions d'autorisation de poursuite d'exploitation qui seront données tranche par tranche par l'Autorité de sûreté nucléaire après chaque visite décennale, comme prévu par la loi et comme c'est déjà le cas aujourd'hui.

Le Groupe a ainsi procédé à ce changement d'estimation comptable au 1^{er} janvier 2021, pour l'ensemble des centrales du palier 1 300 MWe.

Ce changement d'estimation, mis en œuvre de façon prospective, a les conséquences suivantes sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2021 :

- Au 1^{er} janvier 2021, du fait principalement des décalages des échéanciers de décaissements, les provisions liées à la production nucléaire diminuent globalement de 1 016 millions d'euros (voir note 15), dont 848 millions d'euros soumis à couverture par des actifs dédiés. Cette diminution de provision est imputée principalement sur la valeur nette comptable des actifs conformément à IFRIC 1 (à hauteur de 1 031 millions d'euros, voir note 10.3), et pour le reste sur le compte de résultat (à hauteur de (15) millions d'euros). Elle est fiscalisée en grande partie et a généré un décaissement d'impôt de 184 millions d'euros ;
- Sur l'exercice 2021 :
 - la mise en œuvre d'une durée d'amortissement plus longue de 10 ans, ainsi que la diminution de la valeur des actifs au 1^{er} janvier en lien avec la diminution des provisions nucléaires, entraînent une moindre charge d'amortissement estimée, par rapport à une durée d'amortissement qui aurait été maintenue à 40 ans, à 564 millions d'euros sur l'exercice,
 - la diminution des provisions nucléaires au 1^{er} janvier 2021 entraîne une diminution de la charge de désactualisation de 33 millions d'euros,
 - la reprise en résultat des contributions reçues sur centrales en participation diminue de 23 millions d'euros.

Au global, les différents effets viennent augmenter le résultat avant impôt de l'exercice de 559 millions d'euros, et le résultat net part du Groupe consolidé de 405 millions d'euros.

1.4.2 Effets du niveau des prix de marché sur la comparabilité des exercices

L'augmentation significative en 2021 des prix de marché de l'électricité, ainsi que du gaz, particulièrement sur le deuxième semestre et plus encore sur le dernier trimestre a eu différents effets sur les états financiers du Groupe, affectant la comparabilité des comptes sur différentes dimensions, que les différentes notes annexes s'attachent à mettre en exergue. A titre illustratif, sur la France, l'augmentation des moyennes des prix spot électricité en base est de l'ordre de 240 % entre 2020 et 2021, et celle des contrats annuels à terme en base est de l'ordre de 113 % entre 2020 et 2021.

Les principaux postes concernés sont les suivants, de façon non exhaustive :

Au niveau du bilan :

- L'augmentation des « clients et comptes rattachés » (voir note 13.3) pour environ 8 milliards d'euros, des « actifs financiers courants » (voir note 18.1) pour environ 17 milliards d'euros et des « autres débiteurs courants » (voir note 13.3.4) pour environ 9 milliards d'euros concerne en particulier EDF Trading (notamment au titre des appels de marge actifs et de la juste valeur positive des dérivés de transaction) et Edison (sur le gaz) ;
- L'augmentation des « fournisseurs et comptes rattachés » (voir note 13.4) pour environ 8 milliards d'euros, des « passifs financiers courants » (voir note 18.3) pour environ 27 milliards d'euros et des « autres créditeurs courants » (voir note 13.5) pour environ 8 milliards d'euros concerne en particulier EDF Trading (notamment au titre des appels de marge passifs et de la juste valeur négative des dérivés de transaction) et Edison (sur le gaz). La valorisation des dérivés de couverture de flux de trésorerie sur les matières premières (voir note 18.7.5) évolue également de façon significative dans l'état du résultat global ;
- Au sein des « autres débiteurs courants » la position usuellement débitrice de CSPE pour EDF SA (créance de l'ordre de 2 milliards au 31 décembre 2020) est en position créditrice au sein des « autres créditeurs courants » pour 0,3 milliard d'euros au 31 décembre 2021 (voir note 13.3.4).

Au niveau du compte de résultat :

De façon générale, les niveaux de prix élevés ont eu des impacts significatifs à la hausse sur le chiffre d'affaires (voir note 5.1.2) et les achats de combustibles et d'énergie (voir note 5.2). La marge de *trading* au sein du chiffre d'affaires a pu bénéficier de la volatilité et des niveaux de prix élevés des énergies.

La rentabilité de certaines entités du Groupe a été en revanche pénalisée par des achats d'électricité à des prix très élevés sur les marchés en fin d'année, en fonction de leur propre équilibre offre-demande, prix qui n'ont pu être que partiellement répercutés sur les prix de ventes aux clients finals en 2021, en fonction des différents systèmes réglementaires en place, le cas échéant : c'est en particulier le cas pour les segments France – Activités de production et de commercialisation ; Royaume-Uni ; et dans une moindre mesure notamment pour les segments Autre International – Belgique ; France – Activités régulées (coût des achats de pertes) (voir note 5).

La note 23 indique par ailleurs les mesures annoncées à ce jour par le gouvernement français, ainsi que britannique, pour limiter les effets de la hausse des prix de marché sur les consommateurs en 2022.

1.4.3 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 et les services.

Dans le cadre de la clôture semestrielle au 30 juin 2020, puis dans le cadre de la clôture annuelle au 31 décembre 2020, un travail approfondi avait été réalisé dans les différentes entités du Groupe et au niveau central afin d'élaborer des estimations fiables des impacts liés à la crise sanitaire dans les états financiers du Groupe sur la base de reportings spécifiques et des principes d'évaluation explicités dans les états financiers semestriels (voir note 2.1) et annuels 2020 (voir note 1.4.1).

Les effets de la crise sanitaire sur l'excédent brut d'exploitation du Groupe étaient évalués à (1 479) millions d'euros au 31 décembre 2020 – principalement relatifs aux secteurs :

- France – Activités de production et commercialisation pour (872) millions d'euros, en lien avec la baisse de la production nucléaire, la diminution de la demande, la constatation de provisions pour dépréciation clients ;
- France – Activités régulées pour (237) millions d'euros, en lien avec la diminution des volumes acheminés, la baisse des raccordements du fait de l'arrêt ou le ralentissement des chantiers ; et
- Royaume-Uni pour (182) millions d'euros, principalement en lien avec la baisse de la demande.

Même si la crise sanitaire a continué à produire des effets sur l'année 2021, ses effets sur l'excédent brut d'exploitation au 31 décembre 2021 du Groupe présentent un caractère peu significatif, diffus et difficilement traçable.

Provision dépréciation des créances clients

S'agissant de l'estimation des pertes de crédit sur les créances clients, au 31 décembre 2020, les différentes analyses conduites dans les différentes entités du Groupe avaient conduit à une augmentation des dépréciations des créances clients en lien avec la crise, à hauteur de 223 millions d'euros sur l'exercice au sein des « Autres charges et produits opérationnels » du compte de résultat, sur la base des principes exposés en note 1.4.1.2 des états financiers au 31 décembre 2020, dont 80 millions d'euros sur la France – Activités de production et 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.

Au 31 décembre 2021, la mise à jour des analyses de risques tenant compte des niveaux de recouvrement observés sur l'année, a conduit à procéder à des reprises de provisions sur les différents secteurs opérationnels pour un total de 115 millions d'euros.

NOTE 2 SYNTHÈSE DES FAITS MARQUANTS

Les principaux événements et transactions significatifs en 2021 et jusqu'à la date de l'arrêté des comptes du Groupe sont les suivants :

- **Développements dans le nucléaire :**
 - EDF a remis à l'exploitant nucléaire indien NPCIL l'offre technico-commerciale engageante française en vue de la construction de six EPR sur le site de Jaitapur (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 23 avril 2021) ;
 - EDF a décidé de mettre Dungeness B en phase de déchargement du combustible (*cf.* communiqué de presse d'EDF Energy du 7 juin 2021, voir notes 7, 10.8, 15.2) ;
 - Réacteurs des centrales nucléaires de Civaux et de Chooz : remplacements et contrôles préventifs de parties de tuyauteries d'un circuit de sauvegarde (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 15 décembre 2021, voir note 23) ;
 - Révision de la durée de vie des AGR (*cf.* communiqué de presse d'EDF Energy du 15 décembre 2021, voir note 10.8) ;
 - Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 12 janvier 2022, voir note 10.6) ;
 - Le 13 janvier 2022, EDF a actualisé son estimation de production nucléaire en France pour 2022 (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 13 janvier 2022, voir note 23) ;
 - Le 7 février 2022, EDF a ajusté son estimation de production nucléaire en France pour 2022 (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 7 février 2022, voir note 23) ;
 - Le 11 février 2022, EDF a ajusté son estimation de production nucléaire en France pour 2023 (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 11 février 2022, voir note 23).
- **Plans de cession :**
 - Edison a finalisé la vente d'Edison Norge à Sval Energi pour une valeur de 374 millions de dollars (*cf.* communiqué de presse d'Edison du 25 mars 2021, voir note 3.1) ;
 - Edison a finalisé la cession de Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG) à 2i ReteGas pour 150 millions d'euros (*cf.* communiqué de presse d'Edison du 30 avril 2021, voir note 3.1) ;
 - Dalkia a annoncé la finalisation de la cession de sa filiale Dalkia Wastenergy avec Paprec (*cf.* communiqué de presse de Dalkia du 28 juillet 2021, voir notes 3.1 et 7) ;
 - EDF a finalisé la vente de sa participation dans CENG (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 9 août 2021, voir notes 3.1 et 7) ;
 - EDF a finalisé la cession de la centrale CCGT de West Burton B à EIG (*cf.* communiqué de presse d'EDF Energy du 31 août 2021, voir note 3.1) ;
 - Edison et le Crédit Agricole Assurances ont finalisé la transaction afin d'accélérer ensemble le développement des énergies renouvelables en Italie (*cf.* communiqués de presse d'Edison les 3 et 14 décembre 2021, voir note 3.1) ;
 - EDF a réalisé le transfert d'un parc immobilier en Île-de-France à une société commune avec POWERHOUSE HABITAT (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 16 décembre 2021, voir note 5.4).
- **Opérations de financement :**
 - EDF a lancé le 26 mai 2021 une émission d'obligations sociales hybrides à durée indéterminée libellées en euros, pour un montant nominal total de 1,25 milliard d'euros (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 27 mai 2021, voir note 14.4) ;
 - EDF a lancé le 23 novembre 2021 une émission d'obligations vertes senior pour un montant nominal de 1,75 milliard d'euros (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 24 novembre 2021, voir note 18.3.2.2) ;
 - EDF a annoncé le 23 décembre 2021 la signature d'une nouvelle facilité de crédit indexée sur des indicateurs sociaux et syndiquée auprès de 9 banques (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 23 décembre 2021, voir note 18.4).
- **Energies renouvelables :**
 - Edison a finalisé l'acquisition de E2i (*cf.* communiqué de presse d'Edison du 16 février 2021, voir notes 1.3.4.9 et 3.1) ;
 - EDF Renouvelables, Enbridge et wpd lancent la construction du parc éolien en mer du Calvados (*cf.* communiqué de presse d'EDF Renouvelables le 22 février 2021, voir note 12.3) ;
 - Le groupe EDF a remporté un projet éolien en mer de 1,5 GW au large de l'État du New Jersey aux États-Unis (*cf.* communiqués de presse du Groupe et d'EDF Renouvelables le 1^{er} juillet 2021, voir note 12.3) ;
 - Construction du premier parc éolien en mer de France à Saint-Nazaire : finalisation de la fabrication de composants et poursuite des opérations en mer (*cf.* communiqués de presse du Groupe et d'EDF

- Renouvelables le 28 août 2021, voir note 12.3) ;
- Mise en service du parc éolien en mer de Dongtai V en Chine (cf. communiqués de presse du Groupe et d'EDF Renouvelables le 9 décembre 2021, voir note 12.3).
 - Conclusion d'un accord transactionnel entre EDF et Areva (cf. communiqué de presse du Groupe du 30 juin 2021, voir note 7) ;
 - EDF arrête le projet Écocombust de développement d'un nouveau combustible à base de bois de classe B (cf. communiqué de presse du Groupe du 8 juillet 2021, voir note 10.3) ;
 - Framatome a annoncé la finalisation de l'acquisition de Rolls Royce Civil Nuclear I&C (cf. communiqué de presse de Framatome du 8 novembre 2021, voir note 3.1) ;
 - Mesures exceptionnelles annoncées par le gouvernement Français (cf. communiqué de presse du Groupe du 13 janvier 2022, voir note 23) ;
 - EDF signe un accord d'exclusivité pour l'acquisition d'une partie de l'activité nucléaire de GE Steam Power (cf. communiqué de presse du Groupe du 10 février 2022, voir note 23).

Outre la crise sanitaire, les principaux événements et transactions significatifs en 2020 du Groupe étaient 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 note 10.6).
- **Plans de cession :**
 - Edison a finalisé la cession d'Edison Exploration & Production SpA à Energean (cf. communiqué de presse d'Edison du 17 décembre 2020 et voir note 3.1).

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 influencer sur le montant des rendements qu'il obtient.

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

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 1^{er} janvier 2010 sont évalués et comptabilisés selon les principes décrits ci-dessous.

- À la date d'acquisition, les actifs acquis et les passifs repris identifiables, évalués à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise (intérêts minoritaires) sont comptabilisés séparément du goodwill ;
- Les participations ne donnant pas le contrôle peuvent être évaluées soit à leur juste valeur (goodwill total), soit à leur quote-part dans la juste valeur de l'actif net de l'entreprise acquise (goodwill partiel). Ce choix est déterminé transaction par transaction ;
- Toute prise ou cession de participation dans une filiale ne modifiant pas le contrôle est considérée comme une transaction entre actionnaires et doit être comptabilisée directement en capitaux propres ;
- En cas d'acquisition d'intérêts complémentaires dans une coentreprise, une activité conjointe ou une entreprise associée sans qu'il en résulte une prise de contrôle, le Groupe maintient les actifs et les passifs antérieurement acquis à leur valeur dans les comptes consolidés ;
- En cas de prise de contrôle par étapes, le coût du regroupement d'entreprises inclut la juste valeur, à la date de prise de contrôle, de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise ;
- Les coûts annexes directement attribuables à une acquisition donnant le contrôle sont comptabilisés en charges pour les périodes au cours desquelles les coûts sont engagés, à l'exception des coûts d'émission des titres d'emprunt ou de capitaux propres, qui doivent être comptabilisés selon les normes IAS 32 et IFRS 9 ;
- Les regroupements d'entités ou d'entreprises sous contrôle commun sont exclus du champ d'application de la norme IFRS 3 et sont examinés au cas par cas au sein du Groupe afin de déterminer la méthode adéquate de comptabilisation ;
- Les engagements de rachat de titres donnés par le Groupe à des minoritaires sur des sociétés contrôlées sont comptabilisés au passif. Pour ceux conclus depuis le 1^{er} janvier 2010, date de première application par le Groupe des normes IAS 27 amendée et IFRS 3 révisée, l'écart de valeur entre les participations ne donnant pas le contrôle et la dette que ces engagements représentent est comptabilisée en capitaux propres.

3.1 ÉVOLUTION DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

3.1.1 Evolutions du périmètre en 2021

Sur l'exercice 2021, le Groupe connaît les évolutions du périmètre de consolidation suivantes :

- l'acquisition de 70 % du capital de E2i le 16 février 2021 ;
- la cession d'Edison Norge le 25 mars 2021 ;
- la cession d'Infrastruttura Distribuzione Gas (IDG) le 30 avril 2021 ;
- la cession de Dalkia Wastenergy le 28 juillet 2021 ;
- la cession de la participation dans CENG le 9 août 2021 ;
- la cession de West Burton B le 31 août 2021 ;
- l'introduction en Bourse de Pod Point le 4 novembre 2021 ;
- l'acquisition de Rolls-Royce Civil Nuclear I&C le 8 novembre 2021 ;

- la cession de 49 % de Edison Renewables le 3 décembre 2021 ;
- la consolidation d'IZI Solutions Renov et Hynamics.

Acquisition de 70 % du capital de E2i

Le 16 février 2021, Edison a annoncé la finalisation de l'accord signé le 14 janvier 2021 avec F2i Fondi Italiani per le Infrastrutture pour l'acquisition de 70 % d'E2i Energie Speciali, société leader dans le secteur éolien italien et déjà consolidée en intégration globale par Edison qui détenait une participation de 30 %, en application d'une gouvernance spécifique.

L'acquisition a contribué à une augmentation de l'endettement financier net du Groupe de 0,3 milliard d'euros.

S'agissant d'une acquisition d'intérêts minoritaires sans changement de méthode de consolidation, l'écart de 155 millions d'euros constaté entre le prix d'achat et les capitaux propres acquis a été enregistré en diminution des capitaux propres part du Groupe.

Cession d'Edison Norge

Le 25 mars 2021, Edison a annoncé la finalisation de l'accord signé avec Sval Energi le 30 décembre 2020 pour la vente de 100 % d'Edison Norge AS (activités d'exploration et de production d'hydrocarbures en Norvège).

Pour rappel, les éléments du bilan de l'ensemble des activités d'Edison Norge avaient été reclassés, au 31 décembre 2020, en actifs et passifs détenus en vue de leur vente (voir note 3.2).

La transaction s'inscrit dans le cadre de la sortie des activités d'exploration et de production d'hydrocarbures et fait suite à une première opération entre Edison Exploration et Production et Energean réalisée en décembre 2020. Elle est fondée sur une valeur d'entreprise estimée à 374 millions de dollars et comprend un versement de 12,5 millions de dollars à recevoir à la date de mise en service du champ de Dvalin.

La cession d'Edison Norge a contribué à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 0,3 milliard d'euros et n'a pas d'effet significatif sur le compte du résultat du Groupe.

Cession d'Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG)

Le 30 avril 2021, Edison a annoncé avoir cédé à 2i Rete Gas 100 % de la société Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG) pour 150 millions d'euros, conformément à un accord signé le 14 janvier 2021.

IDG gère des réseaux et des installations de distribution de gaz dans 58 communes des Abruzzes, d'Émilie-Romagne, du Latium, de Lombardie et de Vénétie, et est présente dans 17 zones territoriales minimales (Atem) et compte 152 000 clients.

Pour rappel, les éléments du bilan de l'ensemble d'IDG avaient été reclassés, au 31 décembre 2020, en actifs et passifs détenus en vue de leur vente (voir note 3.2).

Cette transaction a contribué à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 0,2 milliard d'euros et n'a pas d'effet significatif sur le compte du résultat du Groupe.

Ces deux opérations (Edison Norge et IDG) permettront à Edison de soutenir le plan de croissance de l'entreprise dans les domaines stratégiques, à savoir la production d'énergies renouvelables et à faible teneur en carbone, l'efficacité énergétique, la mobilité durable et les services à valeur ajoutée pour les clients.

Cession de Dalkia Wastenergy

A la suite de l'obtention des autorisations réglementaires requises, Dalkia a annoncé le 28 juillet 2021 avoir réalisé la cession de 100 % du capital de Dalkia Wastenergy (ex TIRU) à Paprec.

Cette transaction a contribué à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 0,1 milliard d'euros et n'a pas d'effet significatif sur le compte du résultat du Groupe.

Cession de la participation dans CENG

Le 9 août 2021, EDF a annoncé avoir réalisé la cession de sa participation de 49,99 % dans Constellation Energy Nuclear Group, LLC ("CENG") à son partenaire dans la joint-venture, Exelon Generation, LLC ("Exelon"). La cession s'inscrit dans le cadre de l'option de vente conclue en avril 2014¹ entre EDF et Exelon, permettant à EDF de céder sa participation à Exelon à sa juste valeur et qu'EDF avait exercée en janvier 2020².

Le prix de cession de la participation d'EDF dans CENG s'élève à 885 millions de dollars (750 millions d'euros) et contribue à une diminution de l'endettement financier du Groupe du même montant.

Cette transaction a un impact de (0,3) milliard d'euros sur le compte de résultat du Groupe.

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

² Cf. communiqué de presse du 20 novembre 2019 « EDF notifie l'exercice de l'option de vente de sa participation dans CENG ».

Cession de West Burton B

Le 9 avril 2021, EDF a annoncé la signature d'un accord engageant avec le fonds d'investissement EIG pour la vente de la centrale thermique à cycle combiné gaz de 1 332 MWe et de l'installation de stockage de batteries (49 MWe) de West Burton B dans le Nottinghamshire et du projet de développement, West Burton C. La cession a été finalisée le 31 août 2021, suite à la réalisation de toutes les conditions suspensives nécessaires.

Cette transaction a contribué à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 0,3 milliard d'euros et n'a pas d'effet significatif sur le compte du résultat du Groupe.

Introduction en Bourse de Pod Point

Le 9 novembre 2021, la société Pod Point, filiale d'EDF spécialiste britannique des infrastructures de charge pour les véhicules électriques, est entrée à la Bourse de Londres. L'introduction en Bourse, réalisée *via* l'émission d'actions nouvelles, lui a permis de lever 120 millions de livres sterling. A l'issue des opérations, EDF conserve le contrôle avec une participation de plus de 50 % dans le capital de Pod Point.

S'agissant d'une cession d'intérêts minoritaires sans changement de méthode de consolidation, l'écart non significatif constaté entre le prix de cession et les capitaux propres cédés a été enregistré en augmentation des capitaux propres part du Groupe.

Cette transaction a contribué à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 0,1 milliard d'euros.

Rolls-Royce Civil Nuclear I&C

Framatome a finalisé le 8 novembre 2021 l'acquisition de l'activité contrôle-commande et instrumentation (I&C) de Rolls-Royce Civil Nuclear qui avait été signée le 7 décembre 2020.

L'intégration des produits et des technologies de Rolls-Royce Civil Nuclear (tels que Spinline, Rodline et Hardline) va permettre à Framatome de capitaliser sur son expertise d'ingénierie, d'élargir son empreinte industrielle, de renforcer sa capacité à servir ses clients et de développer son implantation dans le contrôle-commande et l'instrumentation nucléaire à l'échelle mondiale.

S'agissant d'une prise de contrôle, l'écart de 92 millions d'euros constaté entre le prix d'achat et les capitaux propres acquis a été enregistré en goodwill.

Cession de 49 % d'Edison Renewables

Le 14 décembre 2021, Edison et Crédit Agricole Assurances ont finalisé la transaction signée le 3 décembre 2021 par laquelle Crédit Agricole Assurances devient le partenaire financier de long terme d'Edison en acquérant 49 % de la plateforme d'Edison Renewables et en participant au développement de la production éolienne et photovoltaïque. Cette transaction valorise Edison Renewables à plus de 2 milliards d'euros et fait suite à l'acquisition de 70 % du capital de E2i le 16 février 2021.

Edison conserve le contrôle total de l'activité et de la gouvernance de la société et conduira son développement dans les énergies renouvelables conformément aux objectifs de décarbonation fixés par le PNIEC italien (Plan National Intégré pour l'Energie et le Climat) et le *Green Deal* européen. Edison continuera à consolider intégralement Edison Renewables, qui dispose d'actifs dans les énergies renouvelables pour une capacité totale de 1,1 GW, dont environ 1 000 MWe de parcs éoliens situés dans les zones les plus ventées du pays.

S'agissant d'une cession d'intérêts minoritaires sans changement de méthode de consolidation, l'écart de 455 millions d'euros constaté entre le prix de cession et les capitaux propres cédés a été enregistré en augmentation des capitaux propres part du Groupe.

Cette transaction a contribué à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 0,9 milliard d'euros.

Sur l'année 2021, l'ensemble des transactions réalisées dans le cadre du plan de cessions d'actifs a contribué à une diminution de l'endettement financier net de 2,8 milliards d'euros.

3.1.2 Evolutions du périmètre en 2020

Sur l'exercice 2020, les principales évolutions du périmètre de consolidation ont été les suivantes :

- la cession d'Edison Exploration et Production SpA (E&P) le 17 décembre 2020 (voir notes 1.4.2 et 3.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2020) ;
- la consolidation d'EDF Pulse Holding (ex EDF Pulse Croissance), Agregio, Energy2Market (E2M) et IZIVIA.

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)	31/12/2021	31/12/2020
ACTIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	69	2 296
PASSIFS LIES AUX ACTIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	30	108

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

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Actifs non financiers non courants ⁽¹⁾	-	316
Actifs financiers non courants	-	1 811
Actifs non financiers courants ⁽²⁾	69	151
Actifs financiers courants	-	18
TOTAL DES ACTIFS DETENUS EN VUE LEUR VENTE	69	2 296

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Passifs non financiers non courants ⁽³⁾	-	86
Passifs financiers non courants	-	1
Passifs non financiers courants	30	21
Passifs financiers courants	-	-
TOTAL DES PASSIFS LIES AUX ACTIFS DETENUS EN VUE LEUR VENTE	30	108

⁽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 2021, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente concernent les éléments de bilan suivants :

- à l'actif, le montant résiduel correspond au complément de prix sur projet gazier Dvalin (E&P Norvège) et Cassiopea (E&P Italie) ;
- au passif, le montant résiduel correspond aux provisions sur contrat Energian.

La diminution des actifs et passifs s'explique par :

- la cession d'Edison Norge en mars 2021 (voir note 3.1) qui représentait un montant de 331 millions d'euros à l'actif et de 42 millions d'euros au passif au 31 décembre 2020 ;
- la cession d'Infrastruttura Distribuzione Gas (IDG) en avril 2021 (voir note 3.1) qui représentait un montant de 98 millions d'euros à l'actif et de 7 millions d'euros au passif au 31 décembre 2020 ;

- la cession de la participation dans CENG en août 2021 (voir note 3.1), qui représentait un montant de 1 811 millions d'euros à l'actif au 31 décembre 2020.

3.2.2 Résultat des activités en cours de cession

Sur l'exercice 2020, la ligne dédiée « Résultat net des activités en cours de cession » comprenait l'activité E&P d'Edison (hors Algérie et Norvège) ainsi que les pertes de valeur relatives à ces actifs.

Pour rappel les actifs E&P concernés ayant été cédés en décembre 2020, aucun résultat n'est présenté au titre des activités en cours de cession sur 2021 à l'exception de l'estimation des ajustements de prix ou de garanties en lien avec la transaction (voir note 1.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2020).

Les principaux indicateurs de résultat de l'activité E&P (hors Algérie et Norvège) sur 2020 et 2021 sont les suivants :

(en millions d'euros)	2021	2020
Chiffre d'affaires	-	216
Excédent brut d'exploitation	(1)	86
Résultat d'exploitation	(1)	13
Résultat financier	-	(22)
Impôt sur les résultats	-	(32)
RÉSULTAT NET DE L'ACTIVITÉ	(1)	(41)
Dépréciation des activités en cours de cession nette d'impôt	-	(117)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS EN COURS DE CESSION	(1)	(158)

3.3 PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU 31 DÉCEMBRE 2021

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

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2021	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2020	Activité
France – Activités de production et commercialisation				
Électricité de France – Société mère		100,00	100,00	P, D, A
Group Support Services (G2S)		100,00	100,00	A
Edvance		95,10	95,10	A
Cyclife		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
IZI Solutions Renov		100,00	-	A
IZIVIA		100,00	100,00	A
EDF Pulse Holding (ex EDF Pulse Croissance)		100,00	100,00	A
Hynamics		100,00	-	P
Agregio		100,00	100,00	A
Energy2Market (E2M)		100,00	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
Italie				
Edison SpA (Edison)		97,17	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) ⁽¹⁾	Chine	-	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	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.

(1) La société French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co., Ltd (Figlec) a été liquidée en 2021.

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2021	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2020	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	92,46	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

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2021	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2020	Activité
Autres métiers				
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

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2021	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2020	Activité
France – Activités de production et commercialisation				
Domofinance	France	45,00	45,00	A
CTE (EDF Invest) ⁽¹⁾	France	50,10	50,10	A
Elisandra IV (Holding Madrileña Red de Gas) (EDF Invest)	Espagne	20,00	20,00	A
AREPE Fund SCS (EDF Invest)	Luxembourg	-	21,99	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 Group (EDF Invest)	Royaume-Uni	40,00	40,00	A
Valentine Solar (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Glacier's Edge (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Nicolas Riou (EDF Invest)	Canada	50,00	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	24,50	A
Issy Shift (EDF Invest)	France	33,33	-	A
Orange Concessions (EDF Invest)	France	16,66	-	A
92 France (EDF Invest)	France	50,00	-	A
Autre international				
Compagnie Énergétique de Sinop (CES)	Brésil	51,00	51,00	P
Constellation Energy Nuclear Group LLC (CENG) ⁽²⁾	États-Unis	-	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 %.

⁽²⁾ La participation dans Constellation Energy Nuclear Group LLC (CENG) a été cédée le 6 août 2021 (voir note 3.1).

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 31/12/2021	Pourcentage de droits de votes détenu au 31/12/2021
Edison SpA	97,17	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 2021

	France - Activités de production et commercialisation	France - Activités régulées	Framatome	Royaume- Uni	Italie	Autre internatio- nal	EDF Renouve- lables	Dalkia	Autres métiers ⁽⁵⁾	Éliminations intersecteurs	Total
<i>(en millions d'euros)</i>											
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	31 532	17 483	1 862	10 103	11 166	3 148	1 203	4 503	3 461	-	84 461
Chiffre d'affaires intersecteurs	1 650	81	1 500	11	46	205	564	693	444	(5 194)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	33 182	17 564	3 362	10 114	11 212	3 353	1 767	5 196	3 905	(5 194)	84 461
ÉCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	7 394	5 992	584	(21)	1 046	267	815	378	1 824	(274)	18 005
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	2 394	2 610	265	(2 016)	608	(475)	241	217	1 655	(274)	5 225
Bilan :											
Goodwill	126	223	1 428	8 095	108	46	185	592	142	-	10 945
Immobilisations incorporelles et corporelles	61 468	67 273	2 826	24 408	5 744	2 084	10 842	2 248	578	-	177 471
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises ⁽¹⁾	3 474	-	70	187	178	2 071	1 453	64	587	-	8 084
Actifs financiers et trésorerie ⁽²⁾	55 415	420	323	18 949	1 512	697	1 788	262	26 099	-	105 465
Autres actifs sectoriels ⁽³⁾	22 024	4 204	1 997	5 240	5 913	1 265	1 166	2 708	14 415	-	58 932
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	69	-	-	-	-	-	69
TOTAL ACTIF	142 507	72 120	6 644	56 879	13 524	6 163	15 434	5 874	41 821	-	360 966
Autres informations :											
Dotations aux amortissements ⁽⁴⁾	(4 449)	(3 381)	(291)	(1 071)	(422)	(305)	(520)	(281)	(69)	-	(10 789)
Pertes de valeur	(24)	-	(5)	(713)	149	-	(54)	(5)	(1)	-	(653)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	115	43	86	8 899	552	407	897	258	521	-	11 778
Investissements corporels et incorporels	5 327	4 784	280	4 325	592	129	1 849	295	25	-	17 606
Emprunts et dettes financières	71 214	3 386	304	5 417	1 902	13 761	7 513	2 143	3 267	(39 501)	69 406
- dont dettes externes	63 378	820	237	201	988	112	3 165	303	202	-	69 406
- dont dettes intersecteurs ⁽⁶⁾	7 836	2 566	67	5 216	914	13 649	4 348	1 840	3 065	(39 501)	-

⁽¹⁾Au 31 décembre 2021, 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 31 013 millions d'euros en France - Activités de production et commercialisation (voir note 18.1.2), la créance NLF (voir note 18.1.3) de 15 986 millions d'euros au Royaume-Uni et la juste valeur positive des dérivés d'EDF Trading de 19 605 millions d'euros (en « Autres métiers »).

⁽³⁾Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs et les actifs d'impôts.

⁽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 1 518 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 et Commercialisation) et du financement des filiales contrôlées, notamment celui d'EDF International (secteur « Autre international »), d'EDF Energy (secteur « Royaume-Uni ») et d'EDF Trading (secteur « Autres métiers »).

4.1.2 Au 31 décembre 2020

	France – Activités de production et commercialisa- tion	France – Activités régulées	Framatome	Royaume- Uni	Italie	Autre internatio- nal	EDF Renouve- lables	Dalkia	Autres métiers ⁽⁵⁾	Éliminations intersecteurs	Total
<i>(en millions d'euros)</i>											
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
ÉXCEDENT 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 réguliées 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 et 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
2021 :				
Chiffre d'affaires externe :				
- dont France ⁽²⁾	31 678	16 960	377	49 015
- dont International et autres métiers	27 292	-	8 154	35 446
CHIFFRE D'AFFAIRES	58 970	16 960	8 531	84 461

(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

⁽¹⁾ Les « Autres » groupes de services incluent en particulier Framatome.

⁽²⁾ La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels France – Activités de production et commercialisation et France – Activités régulées (voir note 4.1).

NOTE 5 EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION

(en millions d'euros)	Notes	2021	2020
Chiffre d'affaires	5.1	84 461	69 031
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(44 299)	(32 425)
Services extérieurs		(14 145)	(13 072)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)		(3 698)	(3 524)
Production stockée et immobilisée		8 987	7 888
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes		261	247
Autres consommations externes⁽¹⁾		(8 595)	(8 461)
Charges de personnel	5.3	(14 494)	(13 957)
Impôts et taxes sur rémunérations		(301)	(292)
Impôts et taxes liés à l'énergie		(1 672)	(1 635)
Autres impôts et taxes ⁽²⁾		(1 357)	(1 870)
Impôts et taxes⁽³⁾		(3 330)	(3 797)
Autres produits et charges opérationnels	5.4	4 262	5 783
Excédent brut d'exploitation		18 005	16 174

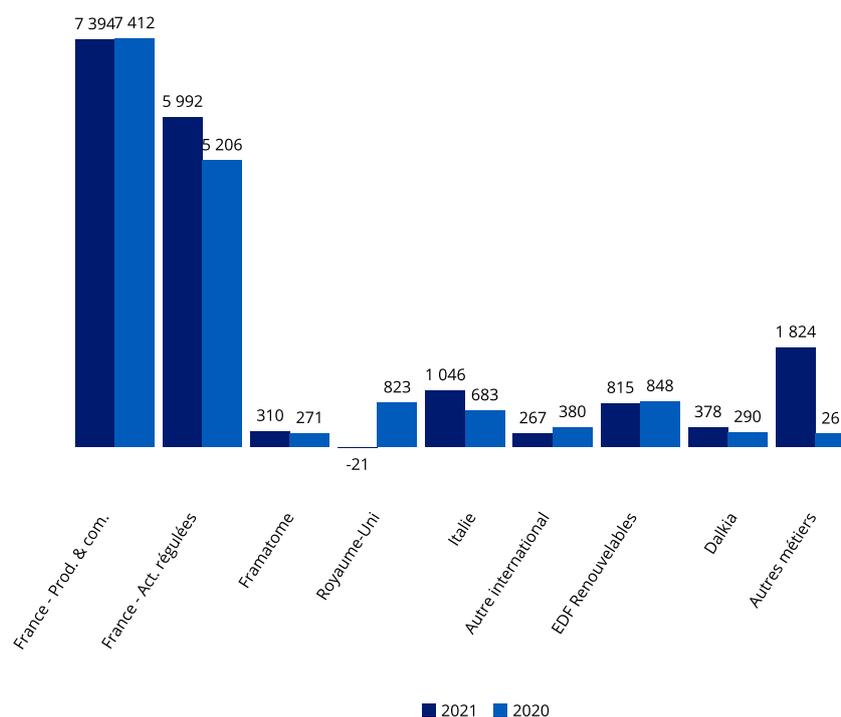
⁽¹⁾ Retraitées des effets de change et périmètre, les autres consommations externes augmentent de 1,3 % par rapport à 2020.

⁽²⁾ 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.

⁽³⁾ Retraitées des effets de change et périmètre, les impôts et taxes diminuent de 12 % par rapport au 31 décembre 2020, principalement en lien avec l'allègement des impôts de production en France décidé par le gouvernement dans son plan de relance.

L'excédent brut d'exploitation (EBE) du Groupe s'élève à 18 005 millions d'euros en 2021, en hausse organique de 11,3 % par rapport à 2020.

La répartition en millions d'euros de l'EBE par secteur opérationnel en 2021 par rapport à 2020 est la suivante (voir note 4.1) :



Retraité des effets change et périmètre, l'excédent brut d'exploitation du Groupe est en hausse organique de 11,3 % soit 1 825 millions d'euros. Cette évolution s'explique principalement par les secteurs France – Activités régulées (+ 15,1 % soit + 786 millions d'euros), Autres métiers (+ 1 563 millions d'euros), Italie (+ 53,0% soit + 362 millions d'euros) et Royaume-Uni (- 108,0% soit (889) millions d'euros).

La progression de l'excédent brut d'exploitation comprend la baisse des impôts de production en France pour un montant de 476 millions d'euros en lien avec les mesures décidées par le gouvernement dans son plan de relance, dont 322 millions d'euros sur le secteur France – Activités de production et commercialisation et 130 millions d'euros sur le secteur France – Activités régulées.

Pour rappel, l'excédent brut d'exploitation de l'année 2020 avait été affecté par la crise sanitaire pour un montant de l'ordre de (1 479) millions d'euros. Cet effet concernait principalement les secteurs suivants : France – Production et Commercialisation pour (872) millions d'euros ; France – Activités régulées pour (237) millions d'euros et Royaume-Uni pour (182) millions d'euros.

La stabilité de l'excédent brut d'exploitation de (21) millions d'euros du secteur France – Activités de production et commercialisation s'explique par différents facteurs, en particulier les deux effets contraires suivants : une production nucléaire en hausse de 25,3 TWh après une année 2020 fortement marquée par la crise sanitaire (effet évalué à 33 TWh en 2020 en lien avec la modulation et l'adaptation du programme d'arrêt), une production hydroélectrique en diminution de 2,6 TWh ; malgré les effets favorables de l'augmentation de la production, des effets prix énergie très défavorables en lien avec les achats-ventes marchés, des achats ayant dû être réalisés à prix très élevés notamment au quatrième trimestre dans le contexte d'arrêts de certaines centrales. L'excédent brut d'exploitation est par ailleurs soutenu par la baisse des impôts de production dans le cadre du plan de relance du gouvernement.

L'excédent brut d'exploitation du secteur France – Activités régulées est en croissance de 786 millions d'euros, principalement en lien avec la hausse des volumes distribués de 15,8 TWh du fait d'un effet climat favorable, l'évolution des indexations tarifaires, et a contrario une hausse des achats d'énergie pour compenser les pertes en ligne avec la forte augmentation des prix de marché en fin d'année ; l'excédent brut d'exploitation est également soutenu par un niveau élevé des raccordements consommateurs et producteurs après une année 2020 affectée par les mesures liées à la crise sanitaire et la baisse des impôts de production.

La diminution de l'excédent brut d'exploitation d'EDF Renouvelables de (31) millions d'euros s'explique principalement par les conséquences négatives de la vague de froid exceptionnel au Texas et a contrario par l'évolution favorable de la production et des opérations de développement-vente d'actifs structurés (DVA) notamment aux États-Unis et au Portugal.

La hausse de l'excédent brut d'exploitation de 362 millions d'euros sur le secteur Italie est notamment en lien avec la reprise d'activité auprès des clients industriels sur le segment gaz et résidentiels et PME sur le segment électricité après une année 2020 affectée par la crise sanitaire, ainsi qu'un climat plus froid, dans un contexte de bonne performance de la production thermique et renouvelables et des activités d'optimisation. L'excédent brut d'exploitation est également soutenu par la plus-value de cession d'Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG).

Au Royaume-Uni, la forte diminution de l'excédent brut d'exploitation de (889) millions d'euros s'explique par différents facteurs : d'une part une moindre production nucléaire de 4 TWh et une forte diminution des prix réalisés du nucléaire liée aux achats effectués à des prix élevés pour livrer les clients dans ce contexte de production en recul, et par ailleurs, de reprise de la commercialisation aux clients professionnels, pénalisée par la crise sanitaire en 2020 ; d'autre part l'impossibilité de répercuter en 2021 aux clients bénéficiant d'un tarif variable plafonné (SVT) la hausse des prix de l'énergie au vu du fonctionnement du plafond, avec également une reprise du portefeuille clients de certains fournisseurs dans le contexte du mécanisme de fournisseur de recours mis en place par le régulateur.

La forte progression de l'excédent brut d'exploitation de Dalkia de 92 millions est notamment en lien avec la reprise des activités de services et de travaux après une année 2020 marquée par la crise sanitaire

Concernant les Autres métiers, l'amélioration de l'excédent brut d'exploitation de 1 563 millions d'euros s'explique par les activités gazières pour 881 millions d'euros en lien avec la hausse des prix du gaz (incluant une variation des dotations / reprises sur provisions pour contrats onéreux entre les deux années) et par EDF Trading pour 567 millions d'euros, compte tenu de la forte volatilité des marchés observée en Europe et aux États-Unis (notamment lors de l'épisode de grand froid au Texas), et dans une moindre mesure par des cessions d'actifs immobiliers en France.

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 CO₂, 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.

En ce qui concerne le GNL, les activités d'optimisation (comptabilisée en tant qu'activité conjointe) et de *trading* (comptabilisée sous forme de coentreprise) sont réalisées au travers de sa 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 garantir la sécurité d'approvisionnement à partir du 1^{er} janvier 2017.

D'une part, les exploitants d'installations de production d'électricité et les opérateurs d'effacement doivent faire certifier leurs capacités par RTE en s'engageant sur un niveau de disponibilité prévisionnel pour une année de livraison donnée. En contrepartie, des Certificats de capacité leur sont attribués.

D'autre part, les fournisseurs d'électricité et acheteurs de pertes (acteurs obligés), doivent détenir des Certificats de capacité à hauteur de la consommation de leurs clients en période de pointe. Les fournisseurs répercutent dans leur prix de vente aux clients finals le coût du mécanisme de capacité.

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

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

En 2021, la clause de revoyure du mécanisme de capacité a donné lieu à la publication par RTE d'un rapport de retour d'expérience sur le fonctionnement et les performances du mécanisme lors des premières années de fonctionnement. Sur cette base, RTE a soumis à la CRE, le 29 novembre 2021, un projet d'évolution des règles du mécanisme pour avis. Dans la délibération 2021-370 du 16 décembre 2021, la CRE a rendu un avis favorable à ces propositions de modification de règles ainsi qu'à la modification de certains paramètres pour les années de livraison 2023 et 2024 (contribution des interconnexions, vecteur de température extrême et coefficient de sécurité). Elle estime que les modifications proposées permettent de simplifier le mécanisme de capacité pour l'ensemble des acteurs et d'améliorer la visibilité des participants au mécanisme de capacité. Les nouvelles règles ont été approuvées par arrêté du Ministère de la Transition Ecologique en date du 21 décembre 2021. Ce nouveau jeu de règles fixe notamment au 1^{er} mars 2022 la date d'ouverture des échanges de garanties de capacité au titre des années de livraison 2023 et 2024.

Les enchères organisées par EPEX Spot pour les années de livraison 2023 et 2024 démarreront à partir de mars 2022.

Une nouvelle phase de concertation est prévue en 2022 : celle-ci portera sur les évolutions structurelles du mécanisme à partir de l'année de livraison 2025 et nécessitera un avis favorable de la Commission européenne.

Les sessions de marché de 2020 ont été marquées par une forte hausse des prix de la capacité pour 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. En 2021, les prix sont restés plutôt élevés, soutenus par les prix de l'électricité et un système électrique tendu pour l'hiver 2021-2022.

Pour les années de livraison 2017 à 2021 les prix moyens de marché, calculés sur les sessions de marché en amont des années de livraison, ont été les suivants :

Année de livraison	2017	2018	2019	2020	2021
Prix (€/kW)	10,0	9,3	17,4	19,5	31,2

L'année de livraison 2022 a été ouverte aux sessions de marché en 2020. Depuis, dix sessions de marché ont eu lieu dont six en 2021. Elles ont révélé par ordre chronologique les prix suivants :

- En 2020 : 16,6 €/kW en avril ; 38,9 €/kW en juin ; 18,1 €/kW en octobre et 18,2 €/kW en décembre ;
- En 2021 : 28,3 €/kW en mars ; 28,2 €/kW en avril ; 28,8 €/kW en juin ; 29,9 €/kW en septembre ; 31,5 €/kW en octobre et 23,9 €/kW en décembre.

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 réputé intégrer depuis début 2017 une valeur capacitaire, à la suite de 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'arrêt, 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 1^{er} 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.

En novembre 2018, la conformité du mécanisme de capacité aux dispositions relatives aux aides d'état a été annulée par un arrêt du Tribunal de la Cour de justice de l'UE, entraînant une période de suspension du mécanisme pendant laquelle aucun paiement de capacité n'a pu être effectué.

En octobre 2019, à l'issue d'une enquête approfondie en matière d'aides d'État ; la Commission européenne a de nouveau approuvé le mécanisme de capacité, permettant la reprise des paiements.

En janvier 2020, les paiements de capacité différés au titre de la période de suspension ont été effectués aux fournisseurs de capacité, y compris ceux au titre de la production nucléaire, charbon et gaz d'EDF Energy. Le mécanisme de capacité continue à fonctionner, bien que l'introduction de nouvelles limites d'émission signifie que les centrales à charbon polluantes ne pourront pas participer au mécanisme de capacité pour les périodes postérieures au 30 septembre 2024. Le gouvernement britannique a également annoncé son intention d'exiger la fermeture des centrales électriques fonctionnant au charbon d'ici cette date. La revue du mécanisme par le gouvernement sur une période de 5 ans et publié en juillet 2019 prévoit que ce dernier s'engage à maintenir ce mécanisme comme garantie du système tout en y apportant progressivement des améliorations. Le gouvernement britannique a confirmé dans son livre blanc sur l'énergie (*Energy White Paper*) publié en décembre 2020 que la prochaine revue aurait lieu d'ici 2024 et qu'il s'engageait à ce que le mécanisme agisse de concert avec d'autres marchés pour favoriser les investissements dans des capacités de production.

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 TERN, 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 Servizio 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 TERN.

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 2021.

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

5.1.1 Evolutions réglementaires en France

Les principales évolutions réglementaires relatives à l'exercice 2021 sont présentées ci-dessous, les évolutions 2022 sont présentées en note 23.

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

Conformément à l'article 337-4 du Code de l'énergie, des tarifs réglementés de ventes d'électricité (TRVE) 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 TRVE 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.

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 TRVE. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

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 1^{er} 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 TRVE 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 1^{er} février 2021.

Dans une délibération du 8 juillet 2021, compte tenu de l'évolution du TURPE applicable au 1^{er} août 2021 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé une augmentation de 0,48 % TTC (soit 1,08 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 0,38 % TTC (soit 0,84 % HT) des tarifs bleus non résidentiels. La CRE a proposé que cette évolution s'applique à compter du 1^{er} août 2021.

Cette évolution proposée est la conséquence de l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité au 1^{er} août 2021 (soit + 0,33 % sur les TRVE TTC), de la hausse de la contrepartie financière reçue par les fournisseurs au titre de la gestion des clients pour le compte du gestionnaire de réseau et qui vient en déduction des coûts de commercialisation (soit - 0,07 % sur les TRVE TTC), et de la remise à jour de la composante de rattrapage des montants non couverts en 2019 pour achever de le solder en deux ans comme la CRE l'avait annoncé (soit + 0,21 % sur le TRVE TTC).

La comparabilité des périodes est ainsi affectée par les mouvements tarifaires intervenus depuis le 1^{er} août 2020 présentés dans le tableau ci-dessous :

Date de la délibération de la CRE	Augmentation du tarifs bleus résidentiels en TTC et HT	Augmentation des tarifs bleus non résidentiels en TTC et HT	Date de la décision tarifaire	Date de mise en œuvre
02/07/2020	1,54 % TTC (1,82 % HT)	1,58 % TTC (1,81 % HT)	29/07/2020	01/08/2020
14/01/2021	1,61 % TTC (1,93 % HT)	2,61 % TTC (3,23 % HT)	28/01/2021	01/02/2021
08/07/2021	0,48 % TTC (1,08 % HT)	0,38 % TTC (0,84 % HT)	29/07/2021	01/08/2021
18/01/2022	4,00 % TTC (24,3 % HT)	4,00 % TTC (23,6 % HT)	28/01/2022	01/02/2022

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

Les coûts supportés par les gestionnaires de réseau Enedis et RTE concernant la gestion des réseaux publics de distribution et de transport 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, dès lors qu'ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.

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

TURPE 5 bis Distribution et TURPE 5 Transport

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 1^{er} 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 1^{er} 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.

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 1^{er} 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.

S'agissant des charges de transport, 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 1^{er} 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 (CRCP¹).

TURPE 6 Distribution et Transport

La CRE a adopté deux délibérations du 21 janvier 2021 (publiées au Journal officiel de la République française n° 0096 du 23 avril 2021) portant décision sur le TURPE 6 Transport (HTB) et le TURPE 6 Distribution (HTA- BT), après avis favorable du Conseil supérieur de l'énergie. Ces tarifs s'appliquent depuis le 1^{er} août 2021 pour une durée d'environ 4 ans.

S'agissant des charges de distribution dans la délibération n° 2021-13 du 21 janvier 2021, décision portant sur le tarif, la CRE fixe la marge sur actif à 2,5 % et la rémunération additionnelle des capitaux propres régulés à 2,3 %. L'évolution tarifaire moyenne s'établit à + 0,91 % au 1^{er} 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.

S'agissant des charges de transport, dans la délibération n° 2021-12 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif, la CRE, pour rémunérer la base d'actifs régulés (BAR), retient un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 4,6 % nominal avant impôt. L'évolution tarifaire s'est établie en moyenne, à + 1,09 % au 1^{er} 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.

Commissionnement fournisseur

En application de la délibération de la CRE du 18 janvier 2018, les fournisseurs d'énergie sont rémunérés pour les prestations de gestion de clientèle qu'ils effectuent pour le compte des Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) auprès des clients en contrat unique.

Le principe de commissionnement est 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 1^{er} août 2019), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître au 1^{er} août 2022.

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

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 introduit par ailleurs une disposition visant à écarter la possibilité pour les fournisseurs d'obtenir auprès des gestionnaires de réseau 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 réseau publics de distribution d'électricité les charges résultant de leur mission d'exploitation des réseaux publics. Deux mécanismes de péréquation sont prévus : l'un forfaitaire, l'autre établi par la CRE à partir de l'analyse des comptes des gestionnaires de réseau. Un décret et un arrêté ministériels définissent le mécanisme forfaitaire de calcul de cette péréquation. Au sein du groupe EDF, le FPE concerne Enedis, Electricité de Strasbourg et SEI.

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

Dans sa délibération du 28 juillet 2021, la CRE a fixé, sur la base de l'analyse de ses comptes, la dotation définitive au titre du Fonds de péréquation de l'électricité pour SEI, à 195,3 millions d'euros au titre de 2021.

S'agissant du mécanisme forfaitaire, l'arrêté du 7 octobre 2021 fixe les contributions et les dotations des différents opérateurs de réseau de distribution au FPE au titre de 2021. La contribution forfaitaire de Strasbourg Electricité Réseaux s'est ainsi élevée à 1,7 millions d'euros et celle d'Enedis à 26,4 millions d'euros, Enedis étant par ailleurs le gestionnaire désigné par la CRE pour assurer la collecte et le versement des contributions FPE pour l'ensemble des ELD (Entreprises Locales de Distribution).

ARENH

Le dispositif d'Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) est 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 réseau 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 fixé à 42 €/MWh depuis janvier 2012. Il comprend la livraison de l'électricité et intègre depuis 2017 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 est fixé par arrêté à 100 TWh par an (voir note 23).

Par sa délibération n° 2021-339 du 8 novembre 2021, 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 2022 et a instauré, au vu de la crise exceptionnelle traversée par le marché de l'électricité, des contrôles renforcés et des règles exceptionnelles de prise en compte des volumes d'ARENH demandés par les fournisseurs.

Elle dispose 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.

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 1^{er} janvier 2020 permettant ainsi au gouvernement de modifier le volume global maximal au-delà de 100 TWh par arrêté ministériel. Elle permet en outre de réviser le prix de l'ARENH par arrêté des ministres pendant une période transitoire (voir note 23).

Concernant le guichet de novembre 2021, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF et gestionnaires de réseau) pour livraison 2022 s'est élevée à 160,36 TWh. La CRE a ajusté certaines demandes à la baisse, pour un total de - 0,03 TWh ce qui fixe le niveau de demande validé par la CRE à 160,33 TWh, et 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 (26,4 TWh).

Des contentieux en lien avec l'ARENH ont par ailleurs été initiés en 2020 par des fournisseurs d'énergie dans le contexte de crise sanitaire. Ils sont décrits en note 17.3.4.

Comme annoncé dans le projet de PPE publié le 25 janvier 2019, le gouvernement avait 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, projet de régulation qui remplacerait l'ARENH. Comme de nombreux autres acteurs du secteur, le groupe EDF a contribué à cette consultation, qui s'est achevée le 17 mars 2020. La ministre de la Transition écologique et solidaire et le ministre de l'Économie et des Finances avait 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. En 2021, il n'y a pas eu de développements significatifs sur les termes et conditions d'une possible nouvelle régulation du nucléaire existant.

5.1.2 Composition du chiffre d'affaires

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

(en millions d'euros)	2021	2020
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	77 432	62 918
<i>dont ventes d'énergie⁽¹⁾</i>	56 866	43 767
<i>dont services liés à l'énergie (incluant les prestations d'acheminement⁽²⁾)</i>	20 566	19 151
Autres ventes de biens et de services	5 511	5 201
Trading	1 518	912
CHIFFRE D'AFFAIRES	84 461	69 031

⁽¹⁾En 2021, les ventes d'énergie incluent 1 623 millions d'euros de chiffre d'affaires liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre 1 112 millions d'euros en 2020. 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 2021, les principaux secteurs opérationnels vendeurs nets en euros sur les marchés sont la France – Activités de production et de commercialisation (gaz) et l'Italie (électricité). En 2020, il s'agissait de la France – Activités de production et de commercialisation (gaz), l'Italie (électricité) et le Royaume-Uni (électricité).

⁽²⁾Les prestations d'acheminement au sein de cette rubrique sont relatives aux gestionnaires de réseau 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.

Retraité des effets de change et périmètre, le chiffre d'affaires de l'exercice 2021 est en hausse de 21,6 % soit + 14,9 milliards d'euros. Cette évolution du chiffre d'affaires concerne quasiment tous les segments, en lien avec l'augmentation du prix des énergies et la reprise de l'activité après une année 2020 marquée par la crise sanitaire, et en particulier les secteurs France – Activités de production et commercialisation (+ 16,3% soit + 4,4 milliards d'euros), France – Activités régulées (+ 8,1 % soit + 1,3 milliard d'euros), Italie (+ 88,3 % soit +5,2 milliards d'euros), Autres métiers (+ 90,6 % soit + 1,7 milliard d'euros), Dalkia (+ 21,3 % soit 0,8 milliard d'euros) et le Royaume-Uni (+ 8,3 % soit +0,8 milliard d'euros).

Pour rappel, le chiffre d'affaires de l'année 2020 avait été affecté par la crise sanitaire pour un montant estimé à (2 306) millions d'euros. Les principaux secteurs opérationnels concernés étaient la France – Activités de production et de commercialisation pour (1 083) millions d'euros, la France – Activités Régulées pour (278) millions d'euros, le Royaume-Uni pour (451) millions d'euros, l'Italie pour (90) millions d'euros et Dalkia pour (193) millions d'euros.

Le chiffre d'affaires du secteur France – Activités de production est en hausse organique de + 4,4 milliards d'euros. Cette progression s'explique principalement par des effets prix de marché de l'énergie favorables sur les reventes d'obligations d'achat. Le chiffre d'affaires est également marqué par les deux effets contraires suivants : une production nucléaire en hausse de 25,3 TWh après une année 2020 fortement marquée par la crise sanitaire (effet évalué à 33 TWh en 2020 en lien avec la modulation et l'adaptation du programme d'arrêt), une production hydroélectrique en diminution de 2,6 TWh, malgré les effets favorables de l'augmentation de la production, des effets prix énergie très défavorables en lien avec les achats-ventes marchés, des achats ayant dû être réalisés à prix très élevés notamment au quatrième trimestre dans le contexte d'arrêts de certaines centrales. Le chiffre d'affaires du segment est également soutenu par la bonne activité de filiales de services.

La hausse du chiffre d'affaires sur la France – Activités régulées (+ 1,3 milliard d'euros) est principalement liée aux évolutions du TURPE distribution, dans un contexte d'augmentation des quantités acheminées (climat plus froid en 2021 qu'en 2020), ainsi qu'à la hausse des prestations de raccordements (incluant l'effet défavorable de la crise sanitaire, tout particulièrement au premier semestre 2020).

La hausse du chiffre d'affaires de l'Italie pour +5,2 milliards d'euros s'explique principalement par des effets prix favorables sur le gaz constatés sur l'ensemble des marchés, et dans une moindre mesure par un effet volume. La hausse des prix de l'électricité participe également à la progression du chiffre d'affaires sur l'exercice 2021.

La croissance organique du chiffre d'affaires des Autres métiers de + 1,7 milliard provient essentiellement du chiffre d'affaires des activités gazières (+ 1,0 milliard d'euros) du fait de la hausse des prix de marché de gros du gaz, et du chiffre d'affaires d'EDF Trading (+ 0,6 milliard d'euros), du fait de la performance des activités de *trading* réalisées dans un contexte de forte volatilité des marchés de commodités en Europe et aux États-Unis (notamment lors de l'épisode de grand froid au Texas de début d'année).

Le chiffre d'affaires de Dalkia est en hausse organique de +0,8 milliard d'euros, ce qui s'explique notamment par la progression du volume d'activités (incluant l'effet défavorable de la crise sanitaire en 2020, tout particulièrement au premier semestre d'année 2020) conjuguée à une forte hausse du prix du gaz et à un effet volume favorable en 2021 (effet climat).

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)	2021	2020
Achats consommés de combustible – production d'énergie ⁽¹⁾	(14 973)	(10 162)
Achats d'énergie ⁽¹⁾	(21 417)	(14 645)
Charges de transport et d'acheminement	(8 088)	(7 916)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	(10)	(22)
(Dotations) / reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	189	320
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(44 299)	(32 425)

⁽¹⁾En 2021, les achats consommés de combustible et d'énergie incluent respectivement 864 et 4 167 millions d'euros liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre respectivement 514 et 1 674 millions d'euros en 2020. En 2021, les principaux secteurs opérationnels acheteurs nets en euros sur les marchés sont France – Activités de production et de commercialisation (électricité), le Royaume-Uni (gaz et électricité), Autre international (Luminus – gaz et électricité) et Dalkia (gaz). En 2020, il s'agissait des mêmes secteurs.

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire et matières fissiles principalement, gaz dans une moindre mesure, et en proportion peu significative charbon et fioul), 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 » intègre les achats effectués dans le cadre du mécanisme des obligations d'achat en France.

Retraités des effets de change et périmètre, les achats de combustible et d'énergie augmentent de 11,4 milliards d'euros par rapport à 2020, principalement sur les secteurs Italie pour 4,9 milliards d'euros (essentiellement des achats de gaz), France - Production Commercialisation pour 2,5 milliards d'euros (essentiellement des achats d'électricité) et Royaume-Uni (1,8 milliard d'euros). Cette augmentation du montant des achats s'explique principalement par l'effet de la hausse des prix de marché des commodités.

5.3 CHARGES DE PERSONNEL

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2021	2020
Rémunérations	(9 351)	(9 024)
Charges de sécurité sociale	(2 059)	(2 020)
Intéressement et participation	(319)	(271)
Autres contributions liées au personnel	(350)	(347)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(219)	(219)
Avantages à court terme	(12 298)	(11 881)
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(1 029)	(952)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(1 003)	(944)
Avantages postérieurs à l'emploi	(2 032)	(1 896)
Autres avantages à long terme	(132)	(155)
Indemnités de fin de contrat	(32)	(25)
Autres charges de personnel	(164)	(180)
CHARGES DE PERSONNEL	(14 494)	(13 957)

Retraitées des effets de change et périmètre, les charges de personnel sont en augmentation de 3,5 % par rapport à 2020, principalement sur les secteurs Framatome, Royaume-Uni, Dalkia et EDF Renouvelables.

Les effectifs moyens sont les suivants :

	2021	2020
Statut IEG	94 775	95 530
Autres	68 648	65 673
EFFECTIFS MOYENS	163 423	161 203

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 la section 3.3.3.9 « Détails des effectifs du Groupe » du Document d'enregistrement universel 2021.

5.4 AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS

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

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	2021	2020
Subventions d'exploitation	5.4.1	5 685	8 305
Résultat de déconsolidation	5.4.2	302	221
Résultat de cession d'immobilisations	5.4.2	(29)	(229)
Dépréciations/reprises nettes des actifs courants ⁽¹⁾		124	(203)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation		(381)	(348)
Autres produits et charges	5.4.3	(1 439)	(1 963)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS		4 262	5 783

⁽¹⁾Voir les dépréciations des créances clients liées à la crise sanitaire en note 1.4.3.

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 2021 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), qui se traduit dans les comptes par un produit de 5 472 millions d'euros en 2021 (8 081 millions d'euros en 2020). La diminution du produit de la CSPE s'explique principalement par le niveau élevé des prix de marché observés en 2021 comparativement aux prix observés en 2020.

La dette d'exploitation au 31 décembre 2021 est comptabilisée en « Autres créditeurs » (voir note 13.5).

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. Initialement compensées *via* deux comptes du budget de l'État : un compte d'affectation spéciale (CAS) « Transition énergétique » et un compte « Service public de l'énergie » du Budget Général, les charges de Service public de l'énergie sont depuis le 1^{er} janvier 2021 uniquement compensées par le Budget Général.

Ainsi, la loi de finances initiale pour 2021 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2021 un compte « Service public de l'énergie » inscrit au Budget Général doté d'un montant de 9,1 milliards d'euros pour compenser les surcoûts des contrats de soutien (obligation d'achat et complément de rémunération) à la production des EnR et de biogaz, les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, les coûts liés au soutien à la production hors EnR (cogénération essentiellement) ainsi que les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones Non Interconnectées.

Par ailleurs, les recettes de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité, renommée « Contribution au Service public de l'électricité » (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 2021.

5.4.2 Résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent principalement en 2021 :

- 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 245 millions d'euros (210 millions d'euros en 2020) ;
- des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France et la plus-value de cession d'IDG (réseau de distribution de gaz, voir note 3.1) pour 260 millions d'euros.

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 favorable des autres produits et charges sur l'année 2021 s'explique principalement par l'évolution de ce complément de rémunération liée à la hausse des prix de marché et dans une moindre mesure par la diminution 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 en France.

Ils comprennent également depuis le 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. Aucun produit n'a lieu d'être reconnu dans les comptes à ce stade.

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. Un jalon significatif a été franchi le 18 octobre 2021 avec le départ des deux derniers emballages de combustible usé depuis la tranche 1 de Fessenheim vers le site Orano de La Hague.

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 2021 :

- des charges à hauteur de 126 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main d'œuvre du site pour 57 millions d'euros, les achats de biens et de prestations de services pour 54 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales pour 15 millions d'euros) ;
- l'indemnisation prévue par le protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 57 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 excèdent 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

4^e période CEE (2018 à 2021) :

Initialement prévue sur la période 2018-2020, la quatrième période a été prolongée d'un an (loi n°2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat). Elle est principalement caractérisée par un fort relèvement du niveau d'obligations d'économies d'énergie (1 600 TWhc pour les obligations dites « classiques » et 533 TWhc pour les obligations devant être réalisées au profit de ménages en situation de précarité), et par l'introduction d'un chapitre relatif à la lutte contre la fraude (renforcement du nombre et de l'efficacité des contrôles et des 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, EDF a tout mis en œuvre pour accroître 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 la pompe à chaleur...).

Malgré le fort relèvement en 4^e période du niveau d'obligations d'économies d'énergie, le groupe EDF a rempli son obligation CEE au titre de la 4^e période (2018-2021) et dispose d'un stock au début de la 5^e période (2022-2025).

5^e période CEE (2022 à 2025) :

Le décret n°2021-712 relatif à la 5^e période des CEE (2022 à 2025) est paru au Journal officiel le 5 juin 2021. Le décret accroit l'efficacité du dispositif (baisse forte des bonifications, calculs plus proches des économies réelles...), renforce les financements auprès des ménages en grande précarité (hausse de l'obligation précarité, périmètre restreint aux ménages grands précaires, hausse de la pénalité précarité à 20 €/MWhc) et favorise les énergies décarbonées :

- le niveau d'obligation global augmente de 17,2 % à 2 500 TWhc pour la période (obligation Précarité + 37 % à 730 TWhc, obligation classique +11 % à 1 770 TWhc) ;
- le coefficient CEE (MWhc à produire par MWh d'énergie vendu) baisse de 10,2 % pour l'électricité et augmente de 51,8 % pour le gaz ;
- pour l'électricité et le gaz, le seuil de la franchise CEE est réduit progressivement de 400 GWh/an actuellement à 300 GWh/an en 2022, 200 GWh/an en 2023 et enfin 100 GWh/an en 2024 et pour les années ultérieures.

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)

	2021	2020
VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DERIVES ENERGIE ET MATIERES PREMIERES HORS ACTIVITES DE <i>TRADING</i>	(215)	(175)

NOTE 7 AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à (1 123) millions d'euros au 31 décembre 2021. Ils comprennent principalement :

- le produit de 505 millions d'euros correspondant à l'indemnité transactionnelle prévue dans l'accord signé entre Areva et EDF le 29 juin 2021 (voir note 2), pour un montant de 563 millions d'euros, après déduction, principalement, des montants encaissés pour compte de tiers, et d'actifs antérieurement comptabilisés au bilan ;
- les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (573) millions d'euros au 31 décembre 2021 (surcoûts anormaux au sens d'IAS 16 paragraphe 22 et ne pouvant être inclus dans le coût des immobilisations en cours) ;
- les résultats de cession de Dalkia Wastenergy et de la participation dans CENG pour un montant total de (286) millions d'euros (voir note 3.1) ;
- les coûts en lien avec la fermeture anticipée de Dungeness B pour un montant de (164) millions d'euros, incluant la dépréciation des stocks de combustible et de pièces détachées, ainsi que le provisionnement de pénalités dans le cadre du mécanisme de capacités (voir notes 2 et 10.8) ;
- des provisions en lien avec les procédures civile, administrative et pénale concernant la vente d'Ausimont (site de Bussi) en Italie par Montedison à Solvay en 2002 (voir note 17.3.5) ;
- une provision en lien avec des procédures contentieuses 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 (487) millions d'euros au 31 décembre 2020. Ils comprenaient 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.

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)	2021	2020
Charges d'intérêts sur opérations de financement ⁽¹⁾	(1 494)	(1 699)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	15	90
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	32	(8)
Résultat net de change sur endettement	(12)	7
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	(1 459)	(1 610)

⁽¹⁾ Les charges d'intérêts sur opérations de financement comprennent en 2021 les intérêts relatifs à la dette locative IFRS 16 de (75) millions d'euros ((80) millions d'euros en 2020).

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)	2021	2020
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme ⁽¹⁾	(498)	(637)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs ⁽²⁾	(2 109)	(2 679)
Autres provisions et avances	(63)	(417)
EFFET DE L'ACTUALISATION	(2 670)	(3 733)

⁽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).

La baisse de la charge de désactualisation sur les provisions nucléaires s'explique par une diminution du taux d'actualisation réel de 10 points de base en 2021 contre 20 points de base en 2020, s'agissant des provisions nucléaires en France (voir note 15.1.1).

La baisse de la charge de désactualisation sur les « Autres provisions et avances » s'explique principalement par l'évolution de la méthodologie de détermination des taux d'actualisation mise en œuvre en 2020 sur les différentes provisions (contrats onéreux notamment).

8.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS

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

(en millions d'euros)	2021	2020
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	38	35
Produits / (charges) sur autres actifs financiers (dont prêts et créances)	312	181
Produits / (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres	673	691
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	2 683	1 253
Autres charges financières	(217)	(102)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	120	(254)
Produits sur les actifs de couverture	319	378
Intérêts d'emprunts capitalisés	561	579
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	4 489	2 761

Les « Produits / (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres » incluent principalement sur l'année 2021 :

- des dividendes et des produits d'intérêts sur titres de dettes pour un montant de 605 millions d'euros (518 millions d'euros en 2020) ;
- des plus ou moins-values nettes de cessions réalisées sur les titres de dettes en juste valeur par OCI recyclable pour un montant de 68 millions d'euros (dont 41 millions d'euros sur les actifs dédiés) contre 173 millions en 2020 (dont 162 millions d'euros en 2020 sur les actifs dédiés).

Les autres produits et charges financiers incluent sur l'année 2021, des variations de juste valeur liées aux instruments financiers pour 2 683 millions d'euros. Dans un contexte de marchés haussiers, cette évolution globalement favorable sur l'année s'explique par la variation de juste valeur des actifs dédiés à hauteur de 2 739 millions d'euros.

En 2020, les variations des instruments financiers en juste valeur par compte de résultat de 1 253 millions d'euros incluaient 1 218 millions d'euros au titre des actifs dédiés.

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 scénarii 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)	2021	2020
Impôts courants	(2 016)	(747)
Impôts différés	616	(198)
TOTAL	(1 400)	(945)

En 2021, la charge d'impôt courant provient des sociétés en France pour (1 679) millions d'euros et des autres filiales pour (337) millions d'euros (respectivement (604) millions d'euros et (1 43) millions d'euros en 2020).

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

(en millions d'euros)	2021	2020
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	5 585	1 293
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	28,41 %	32,02 %
Charge théorique d'impôt	(1 587)	(414)
Différences de taux d'imposition ⁽¹⁾	(349)	(225)
Différences permanentes	(160)	6
Impôts sans base ⁽²⁾	727	(27)
Actifs d'impôts différés non reconnus ⁽³⁾	(36)	(288)
Autres	5	3
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	(1 400)	(945)
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	25,09 %	73,10 %

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (1 400) millions d'euros en 2021, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,09 % (contre (945) millions d'euros en 2020, correspondant à un taux effectif d'impôt de 73,10 %).

L'augmentation de la charge d'impôt de 455 millions d'euros en 2021 est essentiellement liée à la hausse de 4 292 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, générant une charge d'impôt supplémentaire de 1 219 millions d'euros.

La charge d'impôt intègre également les effets favorables de la reconnaissance d'impôts différés actifs aux États-Unis et de la réévaluation fiscale des actifs réalisée en Italie, partiellement compensés par l'effet défavorable de la hausse à compter de 2023 du taux d'imposition de 19 % à 25 % au Royaume-Uni (créant un effet négatif plus important qu'en 2020 où le taux d'imposition était passé de 17 % à 19 %).

Concernant plus particulièrement la réévaluation fiscale des actifs réalisée en Italie, dans le cadre des mesures fiscales accordées en réponse à la COVID 19, les sociétés italiennes bénéficient de la possibilité accordée par le décret-loi 104/2020, Art. 110, de réaligner la valeur fiscale de certains de leurs actifs et goodwill sur leur valeur comptable en contrepartie du paiement d'un impôt de 3 %. Les sociétés italiennes du Groupe ont opté, au 31 décembre 2021, pour le réalignement de la valeur fiscale de certains actifs corporels et goodwill.

Enfin, la charge d'impôt de 2020 avait été fortement grevée par la décision défavorable rendue par le Conseil d'État en décembre 2020 contestant la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme d'EDF SA sans équivalent en 2021.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers, les pertes de valeur, la réévaluation de la valeur fiscale des actifs réalisée en Italie, l'impact du changement de taux d'imposition au Royaume-Uni et la cession de CENG), le taux effectif d'impôt courant en 2021 ressort à 21,3 %, contre 19,0 % en 2020.

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

- pour 2021 :
 - ⁽¹⁾ l'impact défavorable pour 359 millions d'euros des différences de taux d'imposition lié à l'augmentation du taux normatif d'imposition au Royaume-Uni de 19 % à 25 % à partir de 2023,
 - ⁽²⁾ les impacts favorables de la réévaluation fiscale des actifs réalisée en Italie pour 422 millions d'euros et de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée (pour 157 millions d'euros),

- ⁽³⁾ la non-reconnaissance d'actifs d'impôts différés pour (36) millions d'euros, dont (309) millions d'euros au titre des impôts différés constatés sur l'année sur la réévaluation de la valeur fiscale des actifs réalisée en Italie, partiellement compensé par l'effet favorable des impôts différés actifs reconnus aux États-Unis pour 191 millions d'euros.
- pour 2020 :
 - ⁽¹⁾ 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),
 - ⁽²⁾ 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,
 - ⁽³⁾ 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.

9.3 VARIATION DES ACTIFS ET PASSIFS D'IMPÔTS DIFFÉRÉS

(en millions d'euros)	2021	2020
Impôts différés actifs	1 150	557
Impôts différés passifs	(3 115)	(2 295)
Impôts différés nets au 1^{er} janvier	(1 965)	(1 738)
Variation en résultat net	616	(198)
Variation en capitaux propres	694	(215)
Écarts de conversion	(93)	72
Mouvements de périmètre ⁽¹⁾	28	69
Autres mouvements	(14)	45
IMPOTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	(734)	(1 965)
Dont impôts différés actifs	1 667	1 150
Dont impôts différés passifs	(2 401)	(3 115)

⁽¹⁾ Les mouvements de périmètre concernent essentiellement la cession de West Burton.

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2021 est liée à hauteur de (510) millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi ((238) millions d'euros sur l'exercice 2020) ainsi qu'à hauteur de 1 223 millions d'euros sur les variations de juste valeur des couvertures ((50) millions d'euros sur l'exercice 2020).

9.4 VENTILATION DES IMPÔTS DIFFÉRÉS PAR NATURE

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Impôts différés :		
Immobilisations	(6 201)	(6 194)
Provisions pour avantages du personnel	4 706	5 222
Autres provisions et pertes de valeur	346	321
Instruments financiers	1 408	290
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	2 004	1 172
Autres	1 080	711
Impôts différés actifs et passifs	3 343	1 523
Impôts différés actifs non reconnus	(4 077)	(3 489)
IMPOTS DIFFÉRÉS NETS	(734)	(1 965)

Au 31 décembre 2021, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 4 077 millions d'euros (3 489 millions d'euros au 31 décembre 2020) et se situent principalement en Italie, en France et aux États-Unis.

En Italie, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 310 millions d'euros est liée à la valeur fiscale du goodwill réévaluée en 2021 et fiscalement amortissable sur 50 ans. Une partie des impôts différés correspondant est non-reconnue en raison de la politique prudente de reconnaissance des impôts différés du Groupe au-delà de 10 ans.

En France, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 2 913 millions d'euros (2 900 millions d'euros au 31 décembre 2020) 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 730 millions d'euros (428 millions d'euros en 2020) est principalement liée à 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 1 140 millions d'euros (584 millions d'euros en 2020) et se situent principalement aux États-Unis pour 286 millions d'euros (151 millions d'euros en 2020), au Royaume-Uni pour 548 millions d'euros (173 millions d'euros en 2020), en France pour 51 millions d'euros (52 millions d'euros en 2020), et en Allemagne pour 65 millions d'euros (47 millions d'euros en 2020). 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	31/12/2021		31/12/2020	
			dont immobilisations en cours ⁽¹⁾		dont immobilisations en cours ⁽¹⁾
Goodwill	10.1	10 945	n.a.	10 265	n.a.
Autres actifs incorporels	10.2	10 221	1 793	9 583	1 581
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	10.3	98 237	45 220	92 600	39 460
<i>dont actifs au titre du droit d'utilisation</i>	10.4	4 146	n.a.	4 116	n.a.
Immobilisations en concessions des autres activités	10.5	6 881	621	6 858	574
TOTAL DES ACTIFS IMMOBILISÉS HORS CONCESSIONS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE		126 284	47 634	119 306	41 615

n.a. : non applicable

⁽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 2021, les goodwill portent principalement sur l'entité Framatome pour 1 428 millions d'euros ainsi que sur EDF Energy pour 8 095 millions d'euros. Une répartition par secteur opérationnel est présentée en note 4.1.

Les variations des goodwill sur les exercices 2021 et 2020 sont détaillées ci-dessous :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2021	31/12/2020
Valeur nette comptable à l'ouverture	10 265	10 623
Acquisitions	143	139
Cessions	(1)	-
Pertes de valeur (note 10.8)	-	(31)
Écarts de conversion	537	(439)
Autres mouvements	1	(27)
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLOTURE	10 945	10 265
Valeur brute à la clôture	11 715	11 032
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(770)	(767)

En 2021, les variations observées sont liées principalement à :

- l'acquisition de Rolls Royce Civil Nuclear I&C par Framatome pour 92 millions d'euros (voir note 3.1) ;
- des écarts de conversion pour 537 millions d'euros, principalement du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

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.

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 ;
- 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. Bien que le Royaume-Uni ne fasse plus partie de l'Union européenne, celui-ci est toujours concerné par ce dispositif.

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'arrêt, 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. Bien que le Royaume-Uni ne fasse plus partie de l'Union européenne, celui-ci est toujours concerné par le dispositif.

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)	31/12/2020	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre ⁽²⁾	Autres mouvements	31/12/2021
Logiciels	5 970	897	(83)	76	2	(75)	6 787
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	769	1 820	(1 732)	21	-	22	900
Autres immobilisations incorporelles	7 546	541	(52)	45	58	14	8 152
Immobilisations incorporelles en cours ⁽¹⁾	1 581	207	(8)	4	11	(2)	1 793
Valeurs brutes	16 370	3 465	(1 875)	146	71	(41)	18 136
Logiciels	(3 569)	(756)	79	(58)	5	17	(4 282)
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	(216)	(25)	-	-	-	-	(241)
Autres immobilisations incorporelles	(3 002)	(463)	51	(32)	15	39	(3 392)
Amortissements et pertes de valeur	(6 787)	(1 244)	130	(90)	20	56	(7 915)
VALEURS NETTES	9 583	2 221	(1 745)	56	91	15	10 221

⁽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 EDF Luminus (acquisition d'Essent).

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles comprend au 31 décembre 2021 :

- 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 130 millions d'euros et 1 341 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, 712 millions d'euros et 344 millions d'euros.

Une dépréciation nette des autres actifs incorporels de 59 millions d'euros a été enregistrée en 2021 ((85) millions d'euros en 2020).

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 487 millions d'euros en 2021 (518 millions d'euros en 2020).

10.3 IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES

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 et autres immobilisations corporelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	Augmentation	Diminution	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre ⁽¹⁾	Autres mouvements ⁽²⁾	31/12/2021
Terrains et constructions	14 091	346	(122)	66	(210)	46	14 217
Installations production nucléaire	77 329	3 765	(2 546)	784	-	204	79 536
Installations productions thermique et hydraulique	18 166	330	(119)	179	(1 188)	(3)	17 365
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	20 620	3 026	(691)	641	(934)	(25)	22 637
Actif au titre du droit d'utilisation ⁽³⁾	5 733	764	-	68	(88)	(273)	6 204
Immobilisations en cours ⁽⁴⁾	39 616	4 637	(40)	1 251	(33)	(63)	45 368
Valeurs brutes	175 555	12 868	(3 518)	2 989	(2 453)	(114)	185 327
Terrains et constructions	(7 843)	(608)	79	(16)	71	(13)	(8 330)
Installations production nucléaire	(50 353)	(3 907)	2 449	(465)	-	(1 379)	(53 655)
Installations productions thermique et hydraulique	(13 450)	(643)	116	(203)	994	646	(12 540)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(9 536)	(1 347)	647	(229)	51	56	(10 358)
Actif au titre du droit d'utilisation ⁽³⁾	(1 617)	(723)	-	(8)	81	208	(2 059)
Immobilisations en cours ⁽⁴⁾	(156)	(39)	1	(6)	8	44	(148)
Amortissements et pertes de valeur	(82 955)	(7 267)	3 292	(927)	1 205	(438)	(87 090)
VALEURS NETTES	92 600	5 601	(226)	2 062	(1 248)	(552)	98 237

⁽¹⁾ Les mouvements de périmètre concernent essentiellement EDF Renouvelables (opérations DVAS) et EDF Energy (cession de West Burton B - voir note 3.1).

⁽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 495 millions d'euros (voir note 15.1).

⁽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 incluent un impact lié aux écarts de conversion pour 2 062 millions d'euros, du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro et pour (1 031) millions d'euros liés à l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires du palier REP 1 300 MWe au 1^{er} janvier 2021 (voir note 1.4.1).

Durées d'amortissement des centrales nucléaires en France

Comme indiqué en note 1.3.4.1, la durée d'amortissement des centrales nucléaires en exploitation en France, composées de 32 réacteurs 900 MWe, 20 réacteurs 1 300 MWe et 4 réacteurs 1 450 MWe, est de 50 ans pour les paliers 900 MWe (depuis le 1^{er} janvier 2016), et 1 300 MWe (depuis le 1^{er} janvier 2021), et de 40 ans pour le palier N4, pour lequel les conditions pour un allongement ne sont pas à ce jour réunies.

La PPE pour les périodes 2019-2028 a été adoptée par le décret n°2020-456 du 21 avril 2020, qui prévoit – outre la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim qui a été effective sur le premier semestre 2020 conformément au décret n°2020-129 du 18 février 2020 abrogeant l'autorisation d'exploiter la centrale – la fermeture de douze réacteurs nucléaires d'ici 2035, ce qui correspond à une fermeture de deux réacteurs 900 MWe en 2027 et 2028 en anticipation de leur 5^e visite décennale (deux autres réacteurs pourraient 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 pour ces deux réacteurs 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. À 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. Ainsi, nonobstant les durées d'amortissement indiquées ci-dessus, l'adoption de la PPE en avril 2020 a conduit à prendre en compte, depuis 2020, différents scénarios de fermeture anticipée pour deux réacteurs 900 MWe, avec un effet à la hausse de 29 millions d'euros des provisions nucléaires (en particulier sur les provisions pour déconstruction, du fait du raccourcissement de quelques années des échéanciers de décaissement). De même, une accélération des plans d'amortissement a été estimée sur la base de ces scénarios, conduisant à une hausse des dotations aux amortissements sans impact significatif sur les comptes du Groupe.

Durées d'amortissement des centrales à charbon en France

Dans le contexte de la loi Énergie 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 1^{er} juin 2019, sur la base d'une fermeture de la centrale du Havre au 1^{er} 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 Écocombust.

Le 31 mars 2021, la centrale du Havre a été mise à l'arrêt définitivement.

La modification des dates de fin d'amortissement effectué en 2019 conduit à constater un amortissement accéléré par rapport à la durée d'amortissement précédente évalué à 222 millions d'euros sur l'année 2021 (250 millions d'euros sur l'année 2020, la centrale du Havre ayant arrêté de fonctionner le 31 mars 2021).

Le 8 juillet 2021, EDF a annoncé avoir pris la décision d'arrêter le projet Écocombust de développement d'un combustible à base de bois « déchets », dit de classe B, alternatif au charbon, les conditions de la poursuite du projet n'étant pas réunies : le coût du projet qui ne permettait pas de garantir un prix attractif du produit final et le retrait récent de notre partenaire industriel.

EDF avait initié le projet Écocombust en 2015. Depuis fin 2018, le projet consistait à la fois à adapter la centrale de Cordemais à ce combustible alternatif et à produire des granulés sur site en y créant une usine de production dédiée. EDF a mené avec succès des études de faisabilité technique et environnementale.

Le caractère très innovant et le manque de retour d'expérience sur ce type de produit, ainsi que l'envolée récente des prix des matières premières, ont pénalisé l'économie du projet. De plus, le partenaire avec lequel EDF avait ouvert les discussions concernant le traitement des effluents de l'usine de production de granulés a décidé de se retirer du projet. Ce retrait entraînant un retard dans la date de mise en service industrielle à 2024, la centrale de Cordemais n'aurait pas pu produire de l'électricité *via* un combustible alternatif au charbon sur la période 2022/2024.

La centrale va continuer à fonctionner jusqu'en 2024, voire 2026, afin de répondre aux besoins du système électrique exprimés par RTE et dans le respect des dispositions de la loi Énergie Climat qui permet une exploitation de la centrale à pleine puissance limitée à environ 750 heures par an. La date de fin d'amortissement est ainsi maintenue, à ce stade, à 2026, et le plan d'amortissement a été accéléré à compter du second semestre 2021 afin de tenir compte des nouvelles modalités de fonctionnement envisagées. Les dépenses investies dans le cadre du projet Écocombust ont par ailleurs été passées en pertes au 30 juin 2021.

10.4 ACTIFS AU TITRE DU DROIT D'UTILISATION

Principes et méthodes comptables

Selon la norme IFRS 16, applicable à compter du 1^{er} 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 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 Variation des actifs au titre du droit d'utilisation

(en millions d'euros)	31/12/2020	Augmen- tations ⁽¹⁾	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements ⁽²⁾	31/12/2021
Terrains et constructions	4 740	479	-	1	(68)	5 152
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	993	285	-	(89)	(137)	1 052
Valeurs brutes	5 733	764	-	(88)	(205)	6 204
Terrains et constructions	(1 055)	(566)	-	3	89	(1 529)
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(562)	(157)	-	78	112	(529)
Amortissements et pertes de valeur	(1 617)	(723)	-	81	201	(2 058)
VALEURS NETTES	4 116	41	-	(7)	(4)	4 146

⁽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.

10.4.2 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)	2021	2020
Revenus en provenance des sous-locations	56	56
Charges au titre des loyers variables	(53)	(46)
Charges au titre des locations à court terme ou dont le bien sous-jacent est de faible valeur	(70)	(106)
Résultats de cessions-bails	-	-
Excédent brut d'exploitation	(67)	(96)
Dotations aux amortissements des actifs au titre du droit d'utilisation	(723)	(697)
Résultat d'exploitation	(790)	(793)
Charges d'intérêts sur l'obligation locative	(75)	(80)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	(865)	(873)

10.4.3 Décaissements relatifs aux contrats de location

(en millions d'euros)	2021	2020
TOTAL DES DECAISSEMENTS RELATIFS AUX DETTES LIEES A L'OBLIGATION LOCATIVE	(801)	(795)

Les décaissements relatifs aux dettes liées à l'obligation locative sont principalement composés du remboursement du nominal pour 729 millions d'euros en 2021 (719 millions d'euros en 2020).

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'État ;
- 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 29 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)	31/12/2020	Augmentations	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2021
Terrains et constructions	1 640	17	(17)	1	-	1 641
Installations productions thermique et hydraulique	11 711	260	(96)	21	38	11 934
Autres	677	13	(16)	-	6	680
Immobilisations en cours ⁽¹⁾	590	64	(4)	-	(11)	639
Valeurs brutes	14 618	354	(133)	22	33	14 894
Terrains et constructions	(980)	(34)	16	-	1	(997)
Installations productions thermique et hydraulique	(6 282)	(291)	92	-	(24)	(6 505)
Autres	(482)	(35)	19	-	6	(492)
Immobilisations en cours ⁽¹⁾	(16)	(2)	(4)	-	2	(19)
Amortissements et pertes de valeur	(7 760)	(362)	123	-	(15)	(8 013)
VALEURS NETTES	6 858	(8)	(10)	22	19	6 881

⁽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 2021 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)	2021	2020
Autres actifs incorporels en cours	1 793	1 581
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles en cours	45 220	39 460
Immobilisations en concessions des autres activités en cours	621	574
IMMOBILISATIONS EN COURS	47 634	41 615

Autres actifs incorporels

Les autres actifs incorporels en cours au 31 décembre 2021 comprennent notamment les études relatives à EPR 2 pour 761 millions d'euros (577 millions d'euros au 31 décembre 2020) et aux SMR (*Small modular reactors*) pour 69 millions d'euros.

Nouveaux réacteurs nucléaires en France : le projet « EPR 2 »

Le réacteur EPR 2 est un projet de réacteur nucléaire à eau sous pression qui répond aux objectifs de sûreté des réacteurs de troisième génération et a pour objectif d'intégrer le retour d'expérience de conception, de construction et de mise en service des réacteurs EPR ainsi que des réacteurs nucléaires actuellement en fonctionnement.

L'ASN avait remis le 16 juillet 2019, un avis satisfaisant sur le niveau de sûreté des principaux choix de conception retenus par EDF pour son EPR 2. Elle considère que « les objectifs généraux de sûreté, le référentiel de sûreté et les principales options de conception sont globalement satisfaisants ».

Ce réacteur présentera également des performances opérationnelles supérieures en termes de puissance (1 650 MWe au lieu de 1 450 MWe pour le réacteur actuel le plus puissant), de rendement, de disponibilité et de manœuvrabilité.

Le projet de PPE publié le 25 janvier 2019 par le ministère de la Transition Ecologique et Solidaire (MTES) indiquait que le gouvernement conduirait 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.

Dans l'attente d'une décision sur EPR 2, le Conseil d'administration du 16 décembre 2020 a autorisé EDF à poursuivre le projet jusqu'à fin 2022 dans le cadre d'une enveloppe de coûts d'environ 1 milliard d'euros.

EDF, en lien avec les Pouvoirs Publics, a finalisé en 2021 sa contribution au programme de travail piloté par le gouvernement, portant sur la formalisation du retour d'expérience de la construction des premiers EPR et sur la démonstration de la capacité de la filière française à maîtriser un programme industriel de 3 paires de réacteurs (issus d'une évolution du modèle de réacteur EPR basée sur la prise en compte de l'expérience des premiers projets EPR en France et dans le monde).

L'analyse inclut une justification du besoin, un plan d'actions de mobilisation des acteurs de la filière nucléaire, une évaluation des coûts anticipés, une analyse des options envisageables pour le portage et le financement de ce programme (et leurs conséquences en termes de régulation et d'évolution du cadre législatif et réglementaire), l'identification des sites d'implantation, les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire, et les actions à engager, notamment vis-à-vis de la Commission européenne et en termes de concertation du public.

Le programme a fait l'objet d'un audit à l'été 2021 diligenté par la DGEC qui a validé la méthodologie d'estimation du planning et des coûts.

Le président de la République a annoncé lors d'une allocution en novembre 2021 que la France allait relancer un programme nucléaire et construire de nouveaux réacteurs sur son sol. Le 10 février 2022, lors d'un déplacement à Belfort, le président de la République a annoncé le lancement d'un programme de construction de 6 EPR2 d'ici à 2035 et d'études pour 8 EPR2 additionnels d'ici à 2050. Aucune décision d'investissement n'a été prise à ce stade, ce programme devra faire l'objet d'une régulation et d'un financement adaptés.

NUWARD, le projet de petits réacteurs modulaires nucléaires en France (SMR « Small modular reactors »)

Concernant les réacteurs de petite puissance dits SMR, le développement du produit NUWARD™, centrale à eau pressurisée de 340 MW composée de deux modules de 170 MW, s'est poursuivi en 2021. Dans cette fourchette de puissance, le produit est conçu pour être largement commercialisable à l'export, de manière à contribuer au remplacement massif des centrales à combustible fossile dans les prochaines décennies. Cette commercialisation sera adossée à une centrale de référence en France dont la construction devra démarrer à l'horizon 2030.

Le développement du produit, son industrialisation et sa commercialisation se font sous le pilotage d'EDF, qui bénéficie de l'appui des ingénieries du CEA, Naval Group et TechnicAtome. Compte tenu de sa cible à l'export, ce développement fait également l'objet d'instructions d'opportunités de coopérations avec un ou plusieurs partenaires internationaux, notamment européens.

La phase de *conceptual design* actuellement en cours bénéficie d'un soutien public budgétaire de 50 millions d'euros octroyé par l'État français dans le cadre du plan « France Relance ».

Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles

Au 31 décembre 2021, les immobilisations de production, autres immobilisations corporelles en cours incluent notamment :

- Les investissements relatifs au réacteur EPR de Flamanville 3 pour 15 014 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 3 471 millions d'euros (14 565 millions d'euros au 31 décembre 2020, incluant des intérêts intercalaires pour 3 291 millions d'euros). Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états

financiers au 31 décembre 2021 est de 15 251 millions d'euros, comprenant également un montant de 231 millions d'euros¹ en immobilisations mises en service, dont 25 millions d'euros d'intérêts intercalaires (voir note 10.3).

Ce montant immobilisé de 15 251 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 529 millions d'euros ;
- ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 781 millions d'euros ;
- et tient compte de l'élimination des soldes bilanciaux et marges internes entre Framatome et EDF SA dans le cadre de ce projet (soit 311 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 2021 de 10 445 millions d'euros, pour un coût de construction à terminaison (hors intérêts intercalaires) de 12,7 milliards d'euros, exprimé en euros₂₀₁₅.

En effet, le 12 janvier 2022, le Groupe a communiqué que le calendrier du projet de Flamanville 3 a été ajusté, l'estimation du coût à terminaison passe de 12,4 milliards d'euros à 12,7 milliards d'euros₂₀₁₅ (hors intérêts intercalaires).

Dans son rapport sur la filière EPR de juillet 2020, la Cour des comptes indiquait que selon ses calculs, aux coûts de construction, communiqués par EDF lors de son communiqué de presse du 9 octobre 2019, de 12,4 milliards d'euros₂₀₁₅ s'ajoutent des coûts complémentaires qui pourraient atteindre 6,7 milliards d'euros₂₀₁₅, dont environ 4,2 milliards d'euros de frais financiers. Comme indiqué ci-dessus, au 31 décembre 2021, les coûts financiers capitalisés s'élèvent à 3,5 milliards d'euros et les autres coûts capitalisés au titre du projet s'élèvent à 1,3 milliard d'euros.

Les surcoûts exceptionnels induits par la nécessité de reprendre les soudures de traversées du circuit secondaire principal (cf. communiqué de presse du Groupe du 9 octobre 2019) sont enregistrés en autres produits et charges d'exploitation, pour un montant de 573 millions d'euros en 2021 contre 397 millions en 2020 (voir note 7). Les coûts complémentaires induits par le réajustement communiqué le 12 janvier 2022 seront comptabilisés en autres produits et charges d'exploitation.

- Les investissements relatifs à Hinkley Point C pour 18 542 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 835 millions d'euros (13 586 millions d'euros au 31 décembre 2020 incluant des intérêts intercalaires pour 518 millions d'euros). Ce projet fait l'objet d'un montant d'investissement sur 2021 de 3 635 millions d'euros (2 868 millions d'euros en 2020).
- Les études relatives à Sizewell C pour 533 millions d'euros (324 millions d'euros en 2020).

Le solde des immobilisations corporelles en cours (hors immobilisations en concession) soit 11 131 millions d'euros est principalement relatif au parc nucléaire existant d'EDF SA pour environ 70 %, en lien avec le programme Grand Carénage (programme de remplacement des gros composants, en particulier les générateurs de vapeur ; travaux dans le cadre des visites décennales et périodiques), et dans une moindre mesure relatif à EDF Renouvelables pour environ 15 % (parcs en cours de développement en Europe, Amérique du Nord et dans les pays émergents).

Les immobilisations corporelles de production en cours augmentent de 5 760 millions d'euros du fait d'un niveau d'investissement en 2021 significativement plus élevé que le montant de mises en service effectuées sur la période (voir note 10.3).

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. La dernière estimation du coût du programme pour la période 2014-2025, en date du 29 octobre 2020, était de 49,4 milliards d'euros courants.

Cette estimation prenait en compte les premiers enseignements sur les travaux complémentaires à mener, induits par le processus d'instruction du quatrième réexamen périodique des réacteurs 900 MW qui s'est achevé avec la décision rendue par l'ASN le 23 février 2021, intégrant des études, modifications et équipements supplémentaires non prévus initialement et visant à améliorer le niveau de sûreté. Elle intégrait 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 tels qu'ils ont pu être estimés en 2020 sur la période 2020-2022. L'estimation du coût du programme fait l'objet de mises à jour régulières et s'établit à date à 50,2 milliards d'euros courants. Ce chiffre tient compte de nouveaux travaux, études et contrôles à réaliser ainsi que de la réévaluation de certains coûts. Les travaux industriels se poursuivront au-delà de 2025. Les dépenses d'investissement

¹ Soit 336 millions d'euros en valeur brute diminuée de 105 millions d'euros d'amortissements.

resteront donc élevées au-delà de cette date.

Les principaux événements et jalons industriels du Programme en 2021 ont été les suivants :

- Le 23 février 2021, l'ASN a rendu son avis sur la partie générique de la poursuite de fonctionnement des réacteurs 900 MWe pour les dix ans suivant leur quatrième réexamen périodique, considérant que l'ensemble des dispositions prévues par EDF et celles qu'elle prescrit ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement de ces réacteurs pour les dix ans qui suivent leur quatrième réexamen périodique. Après Tricastin 1 fin 2019, Bugey 2, Bugey 4 et Tricastin 2 ont franchi en 2021 le cap des 40 ans d'exploitation et redémarré après la réussite de leur quatrième visite décennale sur l'année 2021. Trois visites décennales 4 (Dampierre 1, Bugey 5 et Gravelines 1) étaient par ailleurs en cours au 31 décembre 2021.
- Le programme de remplacement préventif des pôles de transformateurs principaux s'est poursuivi avec 150 pôles de transformateurs principaux sur 174 remplacés soit 86 % du programme.
- 27 tranches du palier 900 MW sur un total de 32 tranches ont fait l'objet d'un remplacement de leurs générateurs de vapeur.
- L'ensemble des 56 Diesels d'Ultime Secours ont été mis en exploitation, le dernier (Paluel 1) ayant été mis en service en février 2021.

EPR de Flamanville 3

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 1.4.3) 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 traversées 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 est concernée 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 traversées.

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.

Développements 2021

La réception des assemblages combustible nécessaires au premier chargement s'est poursuivie au cours du 1^{er} semestre et l'intégralité du 1^{er} cœur est désormais entreposé dans la piscine HK de l'EPR de Flamanville.

Le procédé de réparation des traversées vapeur du Circuit Secondaire Principal par robots télé-opérés a été qualifié par l'ASN le 19 mars 2021, avec plusieurs semaines de décalage par rapport au délai prévu et les travaux de remise à niveau des 8 soudures en écart par rapport au référentiel « exclusion de rupture » ont été lancés. Les 8 soudures de traversées concernées ont toutes été remises à niveau en 2021, avant traitement thermique de détensionnement (TTD). La démonstration de la qualification du procédé de TTD des soudures de traversées VVP a été validée par l'ASN qui a donné son autorisation fin 2021 pour mise en œuvre. Par ailleurs, 4 soudures de traversées ARE (sur les lignes d'alimentation en eau des générateurs de vapeur) sont également concernées par des réparations. La qualification du procédé de réparation est en cours par l'ASN. Ce procédé est une adaptation de celui utilisé pour réparer les traversées VVP.

Concernant les soudures hors traversées du Circuit Secondaire Principal présentant des écarts de qualité (sont concernées par des travaux de reprise 45 soudures VVP et 32 ARE), l'ASN a donné son accord en avril 2021 pour la reprise d'un 3^{ème} lot de 6 soudures. Sur les 3 lots autorisés à date, 12 soudures ont été réalisées. L'ASN a donné son accord sur la réalisation des contrôles réglementaires associés en avril. Ces contrôles sont en cours.

Au total, une centaine de soudures du circuit secondaire principal (de traversées et hors traversées) sont concernées par des réparations sur les tuyauteries VVP et ARE. La plupart des soudures devront subir, comme dernière étape, un traitement thermique de détensionnement optimisé avant ultime contrôle. La réparation de ces soudures reste l'un des principaux enjeux sur le chemin critique du projet.

Par ailleurs, EDF a déclaré le 2 mars 2021 un évènement significatif auprès de l'ASN au titre de la prise en compte incomplète du référentiel d'études de 2006 pour l'implantation de 3 piquages sur le Circuit Primaire Principal (un piquage est un élément qui permet de raccorder une tuyauterie à un circuit principal). Trois scénarios ont été instruits à la demande de l'ASN par les équipes d'ingénierie du Groupe. Un dossier a été adressé le 21 juin à l'ASN indiquant qu'EDF retenait la solution de pose d'un « collier de maintien » (CDM) sollicitant un positionnement de l'ASN sur cette solution pour permettre d'enclencher l'ensemble des activités de conception et d'approvisionnement d'ici la fin de l'année 2021. L'ASN a indiqué par courrier le 8 octobre 2021 qu'elle n'avait pas d'opposition de principe à cette solution. Le dossier de conception des CDM sera néanmoins instruit par l'IRSN.

Également, suite aux constats de corrosion fait sur l'EPR d'Olkiluoto (Finlande) sur les soupapes du pressuriseur le Groupe a réalisé des contrôles sur ces matériels et constaté également la présence de traces de corrosion sur les soupapes de l'EPR de Flamanville. Le matériau de certains composants des pilotes des soupapes a été modifié afin de tenir compte de ce retour d'expérience. Plusieurs tests de résistance à la corrosion ont été réalisés pour sélectionner le meilleur matériau. Ces composants sont en cours de fabrication et seront installés sur le site au premier semestre 2022. L'ASN a été informée régulièrement des choix techniques et n'a pas formulé d'opposition sur cette stratégie. L'ASN et l'IRSN poursuivent par ailleurs l'instruction du fonctionnement et de la fiabilité des soupapes du pressuriseur. EDF prévoit de répondre aux dernières interrogations de l'IRSN, afin qu'il finalise son instruction de la conception des soupapes d'ici la fin du premier semestre 2022.

Au fur et à mesure de la poursuite des travaux, de nouveaux sujets techniques émergent et sont susceptibles de majorer le coût à terminaison et le risque de report. Tenant compte de l'état d'avancement des opérations et de la préparation du démarrage, le 12 janvier 2022, EDF a été amené à ajuster le calendrier du projet de Flamanville 3. La date de chargement du combustible est décalée de fin 2022 au second trimestre 2023. L'estimation du coût à terminaison passe de 12,4 milliards d'euros à 12,7 milliards d'euros, exprimé en euros₂₀₁₅ et hors intérêts intercalaires.

Avant de procéder au chargement du combustible dans la cuve du réacteur et à la réalisation des essais d'ensemble de démarrage, plusieurs activités sont encore à réaliser. Il s'agit notamment :

- de la fin de la remise à niveau des soudures du circuit secondaire principal ;
- d'une nouvelle campagne d'essais de qualification de l'installation avant le chargement du combustible dans le réacteur ;
- de l'intégration du retour d'expérience de l'aléa technique rencontré sur le réacteur de Taishan 1 ;
- de finitions sur l'installation et de la fourniture de l'ensemble des documents nécessaires pour l'exploitation.

Comme indiqué en janvier 2022, les inspections réalisées sur les assemblages combustible du réacteur n°1 de Taishan, suite à l'aléa technique rencontré pendant son deuxième cycle d'exploitation, ont montré un phénomène d'usure mécanique de certains composants d'assemblages, un tel phénomène ayant déjà été rencontré sur plusieurs réacteurs du parc nucléaire français. Dans la perspective du démarrage de Flamanville 3, une solution sera instruite avec l'Autorité de sûreté nucléaire.

Hinkley Point C

Suite à la décision finale d'investissement (FID) prise par le Conseil d'administration d'EDF le 28 juillet 2016, EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé avec le gouvernement anglais les contrats pour la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR sur le site d'Hinkley Point dans le Somerset (projet « Hinkley Point C » ou « HPC »). EDF détient 66,5 % de HPC et CGN 33,5 %.

Le chantier de construction s'est poursuivi en 2021, avec différents jalons dont notamment les suivants, sachant pour rappel, que les travaux de l'unité 2 sont effectués 11 mois environ après ceux de l'unité 1 :

- Sur l'unité 1, les dalles du bâtiment réacteur sont achevées. Dans l'îlot conventionnel, la dalle de béton de 2 500 m³ qui supportera la turbine a été réalisée.
- L'avancement du tunnel émissaire de 1,8 km est terminé et les travaux ont démarré sur le second tunnel de prise d'eau. La fabrication des 6 têtes de prise et rejet d'eau en mer est achevée.
- Les travaux électromécaniques ont démarré dans une première salle suite à l'achèvement des travaux de génie civil. Sur la tranche 2, le premier rondou du liner de confinement a été posé dans le bâtiment réacteur en novembre 2021, 11 mois après la pose de celui de la tranche 1.

- S'agissant de la fabrication des équipements essentiels, les poutres du pont polaire sont achevées et la première turbine basse pression a été fabriquée.

L'avancement du projet a été impacté en 2021 par la crise sanitaire au-delà du premier trimestre, une performance du génie civil plus faible que prévu, et des tensions sur les marchés mondiaux des matériaux de construction. De plus, la phase *offshore* des travaux maritimes a été ralentie en raison de retards dans l'obtention des permis ; une action judiciaire est en cours. Dans ce contexte, les risques relatifs au calendrier et aux coûts à terminaison ont encore augmenté en 2021. Des plans d'actions sont en cours afin d'atténuer le risque de retard et des actions sont entreprises pour améliorer la performance du génie civil. Le respect du calendrier et des coûts à terminaison dépend des plans d'actions en cours.

La revue détaillée du calendrier et des coûts effectuée en 2020, notamment afin de mesurer les impacts de la pandémie à ce jour, a conduit à indiquer le 27 janvier 2021 que :

- Le début de production d'électricité par l'Unité 1 est 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 sterling₂₀₁₅¹ ;
- 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 est élevé, induirait un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling₂₀₁₅.

Un examen complet des coûts et du calendrier de référence sera effectué en 2022.

Sizewell C

EDF et CGN ont signé le 29 septembre 2016, en même temps que les contrats HPC, les accords relatifs au projet Sizewell C concernant le développement, la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR à Sizewell dans le Suffolk, pour une capacité totale de 3,2 GW, qui fourniraient de l'électricité à 6 millions de foyers britanniques pendant environ 60 ans. Le projet repose sur un objectif de réplique d'HPC la plus étendue possible.

Le développement du projet est mené par EDF qui détient 80 % du projet à fin 2021, CGN détenant les 20 % restants. À la date de la décision finale d'investissement au plus tard, EDF prévoit de devenir un actionnaire minoritaire, avec une participation maximale de 20 % avec les droits limités correspondants et de déconsolider le projet des états financiers du Groupe à partir de cette date. Par conséquent, le projet vise à réunir les conditions permettant à des tiers et prêteurs d'investir dans le projet, en particulier la définition d'un cadre de régulation et de financement adapté, nécessaire pour obtenir une notation de crédit de qualité afin d'attirer les financements du secteur privé à un coût compétitif pour les consommateurs et afin de mobiliser les capitaux nécessaires.

Après la décision finale d'investissement, EDF prévoit de fournir la conception, les équipements et composants nucléaires essentiels (notamment les générateurs de vapeur, l'instrumentation et le contrôle, le combustible) ainsi que les services correspondants.

En juin 2020, les autorités britanniques (*Planning Inspectorate*) ont accepté la demande d'autorisation d'aménagement (DCO – *Development Consent Order*) pour la construction de Sizewell C. Son examen s'est déroulé entre avril et octobre 2021. Dans le cadre du processus de planification, la signature d'un *Deed of obligation* (programme de mesures d'atténuation) et d'un *Environment Trust* (soutien supplémentaire à la protection de l'environnement) ont été actés. L'autorité chargée de l'examen étudie actuellement la version finale du projet de DCO ainsi que l'ensemble des autres documents (évaluations techniques, mesures d'atténuation, etc.) afin de formuler une recommandation auprès du Secrétaire d'État britannique. Une décision du Secrétaire d'État concernant la demande de DCO est attendue d'ici fin mai 2022. Elle sera ensuite suivie d'une période de six semaines pouvant donner lieu à un recours judiciaire. Les demandes de permis environnemental et de licence de site nucléaire ont été soumises en mai et juin 2020. Elles sont actuellement en cours d'examen. Les conditions d'obtention d'une licence de site nucléaire devraient être remplies courant 2022.

Le 26 octobre 2021, le gouvernement britannique a présenté la loi *Nuclear Energy (Financing) Bill* définissant le cadre de financement des futurs projets nucléaires basé sur le modèle de Base d'Actifs Régulée (BAR). La dernière lecture a été adoptée par la Chambre des Communes le 10 janvier 2022, date à laquelle le projet de loi a été transmis à la Chambre des Lords pour examen. Ce modèle de régulation vise à permettre aux investisseurs de partager les risques liés à la construction et à l'exploitation du projet avec les consommateurs. De plus, un ensemble de mesures de soutien gouvernemental (*Government Support Package - GSP*) serait défini pour protéger les investisseurs et les prêteurs contre certains risques. Le projet Sizewell C vise à être éligible à l'octroi d'une licence BAR. Les conditions du modèle BAR et du GSP pour le projet Sizewell C sont en cours de discussion.

¹ Rappel des coûts précédemment annoncés dans le communiqué de presse du 25 septembre 2019 : 21,5 – 22,5 milliards de livres sterling₂₀₁₅. Coûts nets des plans d'actions opérationnels, en livres sterling₂₀₁₅, 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).

Le 27 octobre 2021, dans le cadre de l'examen des dépenses 2021, le gouvernement britannique a annoncé que le budget et l'examen des dépenses 2022-2025 prévoyait un financement direct jusqu'à 1,7 milliard de livres sterling de la part du gouvernement britannique permettant à un projet nucléaire de grande échelle d'aboutir à une décision finale d'investissement et qu'il était en négociations actives avec EDF concernant le projet Sizewell C. Le 27 janvier 2022, le gouvernement britannique a annoncé un financement public de 100 millions de livres sterling en contrepartie d'une option portant sur l'achat du terrain du site de Sizewell C ou sur le rachat d'actions EDF dans la société Sizewell C.

La capacité d'EDF à participer aux côtés d'autres investisseurs à une décision finale d'investissement et à contribuer au financement de la phase de construction dépend ainsi de la réalisation de conditions qui ne sont pas assurées à ce jour.

10.7 INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS

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

<i>(en millions d'euros)</i>	2021	2020
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(1 645)	(1 446)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(16 102)	(15 086)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	141	525
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	(17 606)	(16 007)

Les investissements en immobilisations corporelles et incorporelles réalisés en 2021 concernent principalement :

- le secteur France – Production et Commercialisation pour 5 327 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 France – Activités régulées pour 4 784 millions d'euros, essentiellement dans les raccordements clients et producteurs, ainsi que dans le renouvellement du réseau, la qualité de la desserte et la modernisation du réseau ;
- le secteur Royaume-Uni pour 4 325 millions d'euros, avec des investissements principalement relatifs à la production nucléaire ;
- le secteur EDF Renouvelables pour 1 849 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.

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, 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 rassemblant d'une part différentes briques d'hypothèses telles que la croissance économique, le prix des matières premières (pétrole, gaz, charbon) et du CO₂, la demande en électricité, les interconnexions, les évolutions du mix énergétique (développement des énergies renouvelables, capacité nucléaire installée...) et d'autre part, des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande. Sur chaque objet d'hypothèse, le Groupe s'appuie notamment sur les analyses d'organismes externes (par exemple pour les matières premières et le CO₂, qui influent au premier ordre sur le prix de l'électricité, le Groupe va comparer ses scénarios avec ceux d'organismes tels que l'AIE, IHS, 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 des parts 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 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	2021	2020
Pertes de valeur sur goodwill	10.1	-	(31)
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	10.2	59	(85)
Pertes de valeur sur actifs corporels	10.3-10.5	(712)	(683)
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		(653)	(799)

Pour mémoire, les pertes de valeur enregistrées au 31 décembre 2020 s'élevaient à (799) millions d'euros et concernaient :

- des actifs nucléaires pour (621) millions d'euros ainsi que des actifs de stockage gaz pour (13) millions d'euros au Royaume-Uni ;
- différentes UGT d'EDF Renouvelables pour (36) millions d'euros ;
- des actifs hydrauliques pour (39) millions d'euros et des actifs de services énergétiques pour (27) millions d'euros, détenus par Edison en Italie ;
- la dépréciation du goodwill DES Groom, filiale aux États-Unis pour (26) millions d'euros ;
- et d'autres actifs pour un montant cumulé de (37) millions d'euros.

Les pertes de valeur enregistrées en 2021 s'élèvent à (653) millions d'euros, et sont détaillées 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 2021, ainsi que certaines hypothèses-clés retenues.

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

Aucune nouvelle perte de valeur n'est constatée sur le montant des goodwill et des immobilisations incorporelles du Groupe à fin décembre 2021.

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 2021 (en millions d'euros)
Royaume-Uni ⁽¹⁾	Goodwill EDF Energy	8 095	5,7 %	-	-
Italie	Marque Edison	945	6 %	1,5 %	-
Framatome	Goodwill Framatome	1 428	5,9 %	0,5 %	-
	Marque Framatome	151	5,9 %	0,5 %	-
Dalkia	Goodwill Dalkia	592	4,2 %	1,5 %	-
	Marque Dalkia	130	4,2 %	1,5 %	-
Autres pertes de valeur					-
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DUREE DE VIE INDETERMINÉE					-

⁽¹⁾Le test du goodwill d'EDF Energy est effectué sur la durée de vie des actifs industriels en exploitation ou en cours de construction, sans projection.

Pertes de valeur sur autres actifs incorporels et corporels

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif concerné	Indices de perte de valeur	CMPC après impôt	Pertes de valeur 2021 (en millions d'euros)
Royaume-Uni	Actifs nucléaires ⁽¹⁾	Fermeture anticipée de la centrale Dungeness	5,7 %	(445)
	Terrains	Moindres perspectives de valorisation des terrains	5,7%	(260)
Italie	Actifs hydrauliques	Evolution favorable confirmée des prix de marché et du CMPC	6 %	60
	Actifs éoliens	Evolution favorable confirmée des prix de marché et du CMPC, appuyée par une transaction significative	5 %	90
EDF Renouvelables	Différentes UGT (principalement en France)	Perspectives tarifaires ou opérationnelles défavorables	3,6 %	(54)
Autres pertes de valeur				(44)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				(653)

⁽¹⁾Pertes de valeur enregistrées essentiellement au 30 juin 2021.

Hypothèses générales

De façon générale, lors de la clôture semestrielle 2021, dans un contexte suivant un exercice 2020 marqué par la crise sanitaire, les conditions de marché et la performance opérationnelle des entités du Groupe sur 2021 n'avaient pas conduit à l'identification d'indices de pertes de valeur. Certaines situations spécifiques avaient néanmoins nécessité la réalisation de tests de dépréciation et conduit à constater des pertes de valeur sur des actifs isolés pour un montant de (502) millions d'euros au 30 juin 2021, principalement relatives au parc nucléaire britannique en exploitation d'EDF Energy, ainsi qu'en France notamment à certaines installations photovoltaïques d'EDF Renouvelables et à la centrale de Cordemais suite à l'abandon du projet Écocombust.

Au 31 décembre 2021, 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 goodwill et actifs incorporels.

Prix de l'électricité

Sur l'horizon de marché (généralement trois ans), les prix *forward* retenus dans les tests correspondent aux prix de marché constatés à fin décembre y compris couvertures, qui dans une plus grande mesure encore de ce qui avait été constaté à la clôture de juin, sont en hausse significative par rapport aux niveaux des prix *forward* observés fin 2020 et ce sur l'ensemble des zones géographiques.

Sur l'horizon long terme, il est rappelé que les tests prennent en compte des courbes de prix issues d'une construction analytique rassemblant 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 scénarios à long terme établis 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, notamment dans le cadre de l'accord de Paris sur le climat de 2015, puis du paquet de propositions *Fit for 55* de juin 2021, établissant un objectif de réduction de 55 % des émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2030 par rapport à leurs niveaux de 1990. Les scénarios retenus intègrent ainsi en particulier des prix du CO₂ élevés permettant de décarboner la production électrique en Europe et plus globalement l'économie avec une électrification des usages. Pour autant, et à ce stade, les scénarios retenus pour les tests de dépréciation ne retiennent pas en référence l'atteinte de la neutralité carbone en Europe à horizon 2050.

Les courbes de prix long terme du scénario 2021 progressent jusqu'en 2040 puis baissent légèrement du fait du développement projeté des nouvelles générations de centrales à Cycle Combiné Gaz (CCG). Par rapport au scénario 2020, les courbes long terme sont en augmentation jusqu'à l'horizon 2040, avec une hausse de la valeur moyenne du ruban de l'électricité de +5 à +10 €/MWh dans les quatre pays principaux (France, Royaume-Uni, Italie, Belgique), puis une légère inversion de tendance est projetée pour la dernière décennie jusqu'en 2050, d'ampleur plus limitée (-1 à -5 €/MWh). Cette évolution est expliquée par plusieurs facteurs :

- Une trajectoire haussière des prix des quotas de CO₂ dans le cadre de l'ETS, intégrant les engagements plus contraignants de l'Union Européenne dès le début d'horizon sur les réductions nettes d'émissions de gaz à effet de serre dès 2030 et visant la neutralité carbone à 2050. L'effet haussier du CO₂ sur l'électricité est amoindri en fin d'horizon par le développement des actifs CCG avec *Carbone Capture Storage* dont les coûts variables pour leur plus grande part ne dépendent plus des émissions carbone grâce au stockage du CO₂.
- Des prix du gaz en Europe en baisse sur la fin d'horizon, comparés au scénario 2020, du fait d'une révision à la baisse des imports à long-terme avec la pénétration plus forte des énergies renouvelables dans les mix électriques (notamment en Europe, en Chine et au Japon) et une révision à la hausse des hypothèses d'offre de GNL dans des régions avec des ressources à bas coût (notamment en Russie et au Qatar).
- 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 en lien avec des mesures d'efficacité énergétique accrue, cette tendance se corrigeant 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.

Par ailleurs, concernant les hypothèses relatives aux mécanismes de capacité, de manière générale dans les pays européens, la rémunération hors marché nécessaire est vue en hausse par rapport au scénario 2020 en raison de la révision à la baisse de la rentabilité sur le marché EOD (Equilibre Offre Demande) des actifs de production de pointe, en lien notamment avec la révision à la hausse du prix du CO₂. Ces actifs se voient contraints de trouver leur équilibre économique avec d'autres sources de revenus pour assurer leur maintien sur le réseau. La rémunération de capacité et les services système par exemple font partie de ces revenus complémentaires. Cette tendance structurelle concerne également la France, où une récupération de marge est toutefois attendue en 2026, avec l'arrivée de nouvelles capacités ces prochaines années, notamment avec la mise en service du premier parc éolien maritime, de l'EPR de Flamanville, et du CCG de Landvisiau.

Taux d'actualisation

Les taux d'actualisation retenus pour les tests sont en baisse par rapport au 31 décembre 2020 pour l'ensemble des pays de la zone Euro et le Royaume-Uni.

Cette évolution est due à la tendance baissière des taux sans risque malgré une remontée en fin d'année, combinée à une augmentation du taux de l'impôt sur les sociétés s'agissant du Royaume-Uni. Pour l'Italie, la prime de risque souverain qui avait été augmentée en juin 2020 au regard du contexte spécifique du pays diminue, du fait du resserrement des taux constatés sur les marchés, ce qui conduit à une baisse plus marquée des CMPC.

La baisse des principaux CMPC retenus dans le cadre des tests par rapport au 31 décembre 2020 est ainsi de l'ordre de 10 à 30 points de base pour la France, le Royaume Uni et la Belgique et de 50 points de base sur l'Italie. Les résultats

des tests font l'objet d'analyses de sensibilité au taux d'actualisation.

Au 31 décembre 2021, le contexte macro-économique présenté ci-avant n'introduit pas de nouveau risque majeur pour le Groupe par rapport à ceux déjà appréhendés dans les états financiers des exercices précédents ; les dépréciations constatées traduisent des risques propres à certaines UGT ou actifs spécifiques.

Royaume-Uni – EDF Energy

Actifs thermiques

Pour rappel, des dépréciations significatives ont été enregistrées ces dernières années sur les différents actifs thermiques du Groupe au Royaume-Uni, conduisant à reconnaître une valeur nette comptable quasi-nulle pour les actifs restants.

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 centrale de Cottam est fermée depuis septembre 2019 et le Groupe fermera sa dernière centrale au charbon au Royaume-Uni, la centrale de West Burton A, en septembre 2022.

S'agissant de la cession de sa centrale au gaz de West Burton B (CCGT) annoncée à la fin du 1^{er} semestre, celle-ci a été effective le 31 août 2021. Pour rappel, cette centrale avait fait l'objet de dépréciations à différentes reprises depuis sa mise en service en 2013, principalement en lien avec l'évolution défavorable des *spark spread* et le niveau insuffisant des revenus complémentaires générés par le mécanisme de capacité. La dépréciation de faible montant constatée à la clôture semestrielle, complémentaire par rapport aux dépréciations antérieurement comptabilisées, a fait l'objet d'une reprise sur le second semestre, suite au calcul de prix définitif établi dans le cadre des comptes de closing.

A fin décembre 2021, le Groupe n'a quasiment plus d'activité charbon ou gazière au Royaume-Uni confirmant ainsi sa volonté d'être proactif en matière de décarbonation de la production d'électricité.

Segment commercialisation

Malgré plusieurs signaux positifs suite à la sortie de la crise sanitaire, ce segment est pénalisé par la crise actuelle sur le marché de l'énergie britannique ayant conduit à plusieurs reprises l'OFGEM (Office of Gas and Electricity Markets) à décider la mise en œuvre du dispositif de fournisseur de dernier recours, ce qui s'est traduit pour EDF Energy par la reprise des comptes clients de Green Network Energy, Utility Point et Zog Energy, ainsi que l'interdiction pour les fournisseurs de répercuter la forte hausse des prix des matières premières sur le plafond du tarif SVT (*Standard Variable Tariff*) résidentiel de l'hiver 2022 en raison de la méthodologie tarifaire. A long terme néanmoins, les perspectives de marge sont confirmées pour le BtoB et pour le BtoC et ce secteur reste relativement insensible aux scénarios de prix, les coûts de l'énergie de gros ayant tendance à être répercutés sur les consommateurs sur le long terme. La valeur recouvrable est ainsi en diminution par rapport à 2020, tout en bénéficiant d'un effet favorable lié à la baisse du CMPC. Des analyses de sensibilité ont été menées sur des réductions de marge à long terme plus importantes et des pertes de parts de marché, montrant ainsi la sensibilité de cette UGT à ces paramètres, cette UGT ayant par ailleurs peu d'actifs immobilisés (principalement des systèmes d'information).

Actifs nucléaires (centrales en exploitation)

La valeur recouvrable des actifs nucléaires existants est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie des actifs. Elle intègre l'hypothèse de l'allongement de 20 ans de la durée d'exploitation de la centrale de Sizewell B de technologie REP, conformément à la stratégie du Groupe. Elle intègre également les décisions de fermeture anticipée de certaines tranches AGR prises ces dernières années, tout d'abord celle des tranches de Hunterston intervenue le 7 janvier 2022 et celle de Hinkley Point B prévue au plus tard le 15 juillet 2022, conformément aux communications faites par le Groupe respectivement le 27 août 2020 et le 19 novembre 2020. Elle intègre également l'impact de la décision de la mise en phase de déchargement immédiate du combustible de la centrale nucléaire AGR de Dungeness B prise le 7 juin 2021, la centrale étant en arrêt prolongé depuis septembre 2018, et enchainant depuis une série de difficultés techniques spécifiques et continues (soit une perte de valeur de 445 millions d'euros déjà constatée dans les comptes du 30 juin 2021). Le test réalisé au 31 décembre 2021 intègre désormais également la décision prise en décembre 2021 d'avancer les dates de fin de production des centrales Torness et Heysham 2, passant ainsi leur date de fermeture du 31 mars 2030 au 31 mars 2028. La durée d'exploitation des deux centrales AGR de Hartlepool et Heysham 1 reste fixée à 2024.

Avec des perspectives de prix de marché plus élevés mais volatiles, et en tenant compte de possibles aléas de production sur les centrales AGR au vu de l'historique récent, les résultats du test conduisent au maintien des dépréciations enregistrées lors des clôtures précédentes.

La valeur recouvrable est sensible aux hypothèses de prix, ainsi une variation des prix de +/- 5 % sur tout l'horizon par rapport au scénario retenu dans le test, toutes choses égales par ailleurs, aurait un impact de +/- 500 millions de livres sterling sur le test. Les hypothèses de production retenues ont également une forte influence sur le calcul, une révision des perspectives de +/- 5 % sur tout l'horizon conduirait toutes choses égales par ailleurs à une variation de +/- 700 millions de

livre sterling sur la valeur recouvrable. Par ailleurs, une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation conduirait à une baisse de la valeur recouvrable de l'ordre de 200 millions de livres sterling.

Terrains liés au parc nucléaire

Suite à l'arrêt anticipé de la production de la centrale Dungeness, à l'arrêt imminent de la production des centrales Hunterston et Hinkley Point B et à l'option exercée par le gouvernement britannique (voir note 15.2.1), qui confirment qu'EDF procédera au déchargement du combustible des centrales et au transfert de propriété des sites au gouvernement britannique, une revue d'expert des terrains adjacents à chaque centrale nucléaire, appelés terrains non opérationnels, a été effectuée. Les travaux conduisent à enregistrer une dépréciation de différents terrains détenus par EDF Energy pour un total de 226 millions de livres.

Goodwill et Projet HPC

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 8,1 milliards d'euros au 31 décembre 2021 (soit 6,8 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 et une hypothèse de prix basée sur le prix de l'exercice CfD fixé à 92,50£₂₀₁₂/MWh, meilleure hypothèse du niveau auxquels les prix de marché pourront s'établir à cet horizon.

Le test réalisé pour la clôture du 31 décembre 2021 tient compte de la fourchette de coûts à terminaison communiquée le 27 janvier 2021, annonçant des coûts à terminaison du projet (hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 livre = 1,23 euros) estimés entre 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. Un examen complet des coûts et du calendrier de référence sera effectué en 2022. Une revue détaillée des différentes hypothèses du modèle sur la phase d'exploitation de la centrale a été menée en 2021, conduisant à mettre à jour notamment l'hypothèse de taux d'inflation à très long terme appliqué aux prix de l'électricité. Le modèle prend par ailleurs en compte l'augmentation du taux d'impôt britannique qui doit passer à 25 % dès avril 2023 contre actuellement 19 %. Ce changement d'hypothèse appliqué, par défaut d'autre taux connu, sur toute la durée de vie du modèle a un impact significatif sur la valeur recouvrable du projet. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF est ainsi désormais estimé entre 6,8 % et 6,9 % (contre une fourchette comprise entre 7,1 % et 7,2 % précédemment).

Sur ces bases révisées s'agissant du projet HPC et tenant compte également des effets défavorables précédemment explicités en particulier sur la valeur recouvrable des actifs nucléaires existants, l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable d'EDF Energy est en diminution modérée et reste significatif au 31 décembre 2021.

S'agissant d'HPC, le risque de report de la mise en service (Commercial Operation Date) de respectivement 15 mois pour la tranche 1 et 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, tel qu'exposé dans la communication du Groupe de janvier 2021, réduirait la marge du test d'EDF Energy d'environ 34 %.

Les analyses de sensibilités conduites par ailleurs sur différentes dimensions et hypothèses (notamment le CMPC) ne conduisent pas à mettre en évidence un risque de perte de valeur, toutes choses égales par ailleurs.

Des sensibilités avec des hypothèses individuellement très dégradées ont également été conduites à titre illustratif, par exemple, un décalage de la mise en service de 3 ans, associé à un surcoût de 3 milliards de livres sterling, ou encore une hausse du CMPC de 60 points, qui conduiraient à une valeur seuil pour la marge du goodwill, toutes choses égales par ailleurs.

Enfin, un scénario à sensibilités multiples a été produit afin de tester la résistance du goodwill à la matérialisation de différents scénarios adverses sur les différentes phases du projet (construction, exploitation, démantèlement) et en l'absence de tout plan d'actions ou de remédiation, intégrant notamment 1 an de retard et 1 milliard de livres de coûts additionnels sur la phase de construction, une baisse de la disponibilité des tranches de 3 %, une hausse des coûts du combustible de 5 % et des coûts d'opération et de maintenance de 3 %. Selon ce stress-test combiné la marge du test resterait légèrement positive confortant ainsi la recouvrabilité de la valeur nette comptable du goodwill.

Enfin, si le Brexit n'a pas d'impact observable à ce stade 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 notamment l'évolution des prix des combustibles, des matériaux et approvisionnements, des données macro-économiques, et de la formation des prix de l'électricité, qui pourraient avoir des incidences potentielles sur les tests à l'avenir.

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. Le test a été mis à jour au 31 décembre 2021, en intégrant les recommandations d'une évaluation externe réalisée en 2020 (réduction du taux de croissance à long terme de 2 % à 1,5 % sur la base des prévisions du PIB; augmentation du taux de redevance du segment Business en fonction des résultats de l'enquête auprès des clients professionnels) et met en évidence une hausse de la valeur recouvrable de la marque, tenant compte d'effets volumes en progression et également d'un effet du CMPC favorable. Les tests de sensibilité conduits prenant en compte une augmentation du CMPC de 50 points de base ou encore une baisse des royalties de -0,2 % ne font pas ressortir de risque de perte de valeur.

Au 31 décembre 2021, la valeur recouvrable des différentes UGT d'Edison est de manière générale en amélioration du fait de l'environnement de prix plus favorable dans la durée, d'effets opérationnels favorables notamment une hausse des volumes pour certaines UGT, ainsi que par l'impact de la baisse du CMPC de l'ordre de 50 points de base. Aucun risque de perte de valeur n'est ainsi relevé. A contrario, des reprises partielles de dépréciations antérieurement comptabilisées ont été effectuées, dans un contexte où les prix de marché étaient tendanciellement à la baisse (en 2015 en particulier).

Ainsi, concernant les actifs hydrauliques d'Edison, des dépréciations cumulées de l'ordre de 430 millions d'euros avaient été comptabilisées par le passé, principalement en 2014, 2015 et 2016. Au 30 juin 2020, une dépréciation avait également été reconnue tenant compte d'hypothèses prudentes dans le contexte de la crise sanitaire, pour 39 millions d'euros. Au 31 décembre 2020, la marge de l'UGT était redevenue positive, mais aucune reprise n'avait été effectuée par prudence. Au 31 décembre 2021 l'appréciation durable de la valeur recouvrable de l'UGT a conduit à procéder à une reprise partielle des dépréciations antérieures, à hauteur de 60 millions d'euros, tenant compte des amortissements effectués depuis lors, et intégrant pour les hypothèses de prix de marché long terme une limitation de ceux-ci en intégrant une sensibilité du PUN de -10 %.

S'agissant des actifs éoliens, des dépréciations cumulées de l'ordre de 150 millions d'euros, avaient été comptabilisées par le passé, principalement en 2014 et 2015. Au 31 décembre 2021 la valeur recouvrable est en amélioration et confirme ainsi la pérennité de la marge constatée sur les dernières années. Celle-ci a d'ailleurs été confirmée dans le contexte de la cession de 49 % d'Edison Renewables à Crédit Agricole Assurance en décembre 2021 (voir note 3.1.1). Au 31 décembre 2021 l'appréciation durable de la valeur recouvrable de l'UGT a conduit à procéder à une reprise partielle des dépréciations antérieures, à hauteur de 90 millions d'euros, tenant compte des amortissements effectués depuis lors.

S'agissant des actifs thermiques, pour lesquels des dépréciations cumulées de l'ordre de 600 millions d'euros ont été comptabilisées par le passé, le test au 31 décembre 2021 présente une marge significativement positive, toutefois celle-ci étant essentiellement liée aux deux CCGT de nouvelle génération de Marghera et Presenzano dont les mises en service doivent intervenir en 2022 et 2023, aucune reprise de dépréciation n'a lieu d'être effectuée en 2021. Marghera et Presenzano d'une capacité respective de 780 MWe et 760 MWe sont deux centrales à gaz de nouvelle génération à faible impact environnemental (émissions de carbone inférieures de 40 % à la moyenne nationale et réduction de 70 % des émissions d'oxyde d'azote) qui bénéficieront de revenus de capacité. 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 conservés à ce stade par le Groupe, ont fait l'objet d'un test mis à jour au 31 décembre 2021 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 2021, le goodwill de Framatome s'élève à 1 428 millions d'euros. Il résulte pour la quasi-totalité 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, en légère hausse par rapport au 31 décembre 2020 principalement en lien avec la baisse 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 *Power Purchase Agreement* (PPA) avec des revenus contractés sur la plus grande partie de la durée de vie des actifs et ayant de ce fait une faible exposition marché.

En 2021, (54) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés au titre de différentes UGT d'EDF Renouvelables.

Comme indiqué dans les états financiers au 31 décembre 2020, la loi de finances 2021 publiée au Journal officiel le 30 décembre 2020 prévoyait une réduction des tarifs d'achat de l'électricité produite par les installations photovoltaïques de plus de 250 kWc bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat en application des arrêtés tarifaires de juillet 2006, janvier 2010 et août 2010 (article 225), sans qu'il soit alors possible d'en déterminer de possibles effets pour EDF Renouvelables (qui détient, seul ou en partenariat, des parcs solaires concernés par cette révision de tarif, pour une capacité totale de 145 MWc nets), en l'absence de précisions à fixer par décret et arrêté. Le décret n° 2021-1385 et l'arrêté du 26 octobre 2021, après examen par le Conseil Supérieur de l'Energie, précisent les modalités d'application de cette réduction tarifaire et de la clause de sauvegarde, et confie à la CRE le soin de définir les conditions et le format que devront respecter les demandes de réexamen dont elle est saisie au titre de cette clause ainsi que les éléments nécessaires à l'instruction de ces demandes.

La réalisation des tests au 30 juin 2021 basée sur les hypothèses de tarifs mises alors à disposition par la CRE avait conduit à comptabiliser une perte de valeur sur les parcs consolidés en intégration globale pour (9) millions d'euros, et pour (25) millions d'euros sur les titres de sociétés mises en équivalence. Les tests mis à jour au 31 décembre avec les tarifs définitifs ne changent qu'à la marge ces valeurs (voir note 11.2).

Les autres pertes de valeurs concernent des actifs spécifiques, dont (24) millions d'euros au titre de la dépréciation de deux parcs éolien et solaire aux États-Unis dont une cession est envisagée avec un prix attendu inférieur à la valeur des actifs.

Dalkia

Au 31 décembre 2021, le goodwill de Dalkia ressort à 592 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. La mise à jour du test au 31 décembre 2021 bénéficie de l'amélioration de certains paramètres par rapport au 31 décembre 2020, notamment le taux d'actualisation, le taux de croissance et également de l'effet favorable des perspectives de croissance de Dalkia dans le cadre du programme « France relance ». Selon les hypothèses actualisées, la valeur recouvrable 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 130 millions d'euros est évaluée selon la méthode des taux de redevance du chiffre d'affaires. L'actualisation du test au 31 décembre 2021 permet de justifier sa valeur dans les comptes.

S'agissant de la filiale de services techniques Imtech au Royaume-Uni, le test réalisé, compte tenu des résultats déficitaires constatés précédemment sur cette UGT n'a pas fait apparaître de risque de perte de valeur notamment de la marque reconnue au bilan pour 86 millions d'euros. 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 1^{er} janvier 2016.

La valeur recouvrable du parc de production est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie selon la méthodologie usuelle du Groupe, décrite en principes et méthodes comptables sur la durée de vie des actifs, avec un CMPC après impôt de 5,1 % au 31 décembre 2021 (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, la stratégie du Groupe correspondant à une durée de fonctionnement d'au moins 50 ans. Il est également tenu compte des propositions de fermeture anticipée de deux tranches nucléaires 900 MWe telles qu'inscrites dans la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Le test intègre les dernières prévisions concernant Flamanville 3 (dont la durée d'exploitation est prévue quant à elle pour 60 ans) établies en janvier 2022, avec un calendrier ajusté tenant compte de l'état d'avancement des opérations et de la préparation du démarrage du projet. La date de chargement du combustible est décalée de fin 2022 au second trimestre 2023 et l'estimation du coût à terminaison passe de 12,4 milliards d'euros₂₀₁₅ à 12,7 milliards d'euros₂₀₁₅ (hors intérêts intercalaires).

Au 31 décembre 2021, le test de dépréciation réalisé fait ressortir une valeur recouvrable en nette augmentation par rapport au 31 décembre 2020, impactée favorablement par la hausse des scénarios de prix court terme, moyen et long terme, les autres variations d'hypothèses du test ayant des impacts modérés ou mineurs.

Le test a été mis à jour en sensibilité pour évaluer l'effet des communications faites par le Groupe le 13 janvier 2022 concernant la décision par le gouvernement de l'attribution de 20 TWh complémentaires de volume d'ARENH pour 2022 au prix de 46,2 euros/MWh, ainsi que celles du 13 janvier puis du 7 février concernant la révision à la baisse de son estimation de production nucléaire pour 2022 et celle du 11 février concernant l'estimation de production nucléaire pour 2023 (voir note 23). Ces éléments viennent diminuer sensiblement la marge du test, qui reste largement positive.

Pour rappel, les hypothèses structurantes du test restent en particulier la durée de vie des actifs nucléaires, le scénario de prix de marché 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, en augmentation par rapport au 31 décembre 2020 du fait des scénarios favorables sur les prix de l'électricité ainsi que par une valorisation accrue de l'éolien du fait de l'augmentation des capacités liée aux projets validés en 2021.

Pour rappel, concernant les centrales nucléaires opérées par le groupe ENGIE dont Luminus est propriétaire à hauteur de 10,2 % (soit 419 MWe) 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.

Des pertes de valeur au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 31 décembre 2021 à hauteur de (219) millions d'euros, principalement au titre d'actifs détenus par EDF Renouvelables (voir note 12.3). Des pertes de valeur pour un montant de (189) millions d'euros avaient par ailleurs été comptabilisées au titre des entreprises associées au 31 décembre 2020.

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 en « Passifs spécifiques de concessions ».

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'Énergie - 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 415 contrats de concession au 31 décembre 2021. 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 2021. A fin 2021, 291 contrats ont été conclus selon ce nouveau modèle de contrat, dans le cadre de projets de territoires, avec toutes les formes d'autorités concédantes : des autorités concédantes de taille départementale (syndicats départementaux, ainsi que deux départements), des syndicats intercommunaux, des métropoles, des communautés urbaines, d'agglomération ou de communes et des communes.

Ces 291 contrats s'ajoutent aux 41 contrats précédemment renouvelés ou modifiés, qui contiennent des stipulations proches de celles du nouveau modèle, pour un total de 332 contrats modernisés sur 364 contrats à terme. Les négociations se poursuivent en vue de renouveler dans les meilleurs délais les quelques contrats restants, majoritairement de syndicats départementaux, signés selon d'anciens modèles de contrat.

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

(en millions d'euros)	31/12/2020	Augmentations ⁽¹⁾	Diminutions	Autres mouvements ⁽²⁾	31/12/2021
Terrains et constructions	3 219	205	(20)	3	3 407
Réseaux	100 899	4 308	(512)	5	104 700
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	4 872	416	(209)	(7)	5 072
Immobilisations en cours ⁽³⁾	1 828	52	-	6	1 886
Valeurs brutes	110 818	4 981	(741)	7	115 065
Terrains et constructions	(1 592)	(80)	19	(8)	(1 661)
Réseaux	(45 873)	(237)	379	(2 388)	(48 119)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(3 001)	(215)	190	(127)	(3 153)
Amortissements et pertes de valeur	(50 466)	(532)	588	(2 523)	(52 933)
VALEURS NETTES	60 352	4 449	(153)	(2 516)	62 132

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

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

⁽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) :
 - 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 1992, 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)	31/12/2021	31/12/2020
Contre-valeur des biens ⁽¹⁾	54 391	52 907
Financement concessionnaire non amorti	(30 307)	(28 730)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	24 084	24 177
Amortissement du financement du concédant	15 630	15 000
Provisions pour renouvellement	9 139	9 243
Droits sur biens à renouveler	24 769	24 243
PASSIFS SPECIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE EN FRANCE	48 853	48 420

⁽¹⁾Incluant les participations reçues sur le financement d'immobilisations en concessions pour 129 millions d'euros (108 millions d'euros en 2020).

NOTE 12 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES COENTREPRISES

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2021			31/12/2020	
		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	1 478	307	1 378	237
Taishan (TNPJVC) ⁽¹⁾	12.2	30,00	n.c	n.c	1 123	(12)
Autres participations détenues par EDF SA	12.3	n.a.	2 282	102	1 742	-
Participations détenues par EDF Renouvelables	12.3	n.a.	1 453	(117)	1 198	70
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises	12.3	n.a.	n.c	n.c	1 353	67
Sous total			8 084	513	6 794	362
CENG (cédée le 6 août 2021)	3.1	n.a.	n.a.	131	n.a.	63
Sous total				131		63
TOTAL			8 084	644	6 794	425

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 2021.

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)	31/12/2021	31/12/2020
Actifs non courants	19 866	19 202
Actifs courants	3 577	3 712
Total actif	23 443	22 914
Capitaux propres	2 950	2 750
Passifs non courants	15 163	15 630
Passifs courants	5 330	4 534
Total des capitaux propres et du passif	23 443	22 914
Chiffre d'affaires	5 254	4 729
Excédent brut d'exploitation	2 094	1 914
Résultat net	612	473
Endettement financier net	12 602	12 700
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(161)	(188)
Dividendes versés	259	367

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)	31/12/2020	31/12/2019
Actifs non courants	11 303	12 183
Actifs courants	897	618
Total actif	12 200	12 801
Capitaux propres	3 744	3 882
Passifs non courants	6 022	7 467
Passifs courants	2 434	1 452
Total des capitaux propres et du passif	12 200	12 801
Chiffre d'affaires	1 027	783
Résultat net	(41)	44
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 MWe 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 3^e 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 à partir de 2022 n'ont pas été précisés dans cette décision et ne sont toujours pas connus à ce jour.

Le 14 juin 2021, une augmentation de la concentration de gaz rares dans le circuit primaire du réacteur 1 de la centrale a été détectée, due, selon les indications du Ministère chinois de l'écologie et de l'environnement, à cinq crayons de combustible non totalement étanches. Après une première analyse de la situation, le 30 juillet 2021, l'opérateur de la centrale nucléaire de Taishan a décidé d'arrêter le réacteur n°1 afin de caractériser précisément le phénomène, arrêter son évolution et prendre les mesures pour y remédier. Les opérations de déchargement du combustible ont été achevées le 22 août 2021. Comme indiqué dans le communiqué de presse du Groupe du 12 janvier 2022 les inspections réalisées sur les assemblages combustible du réacteur n°1 de Taishan, suite à l'aléa technique rencontré pendant son deuxième cycle d'exploitation, ont montré un phénomène d'usure mécanique de certains composants d'assemblages ; un tel phénomène ayant déjà été rencontré sur plusieurs réacteurs du parc nucléaire français. EDF et Framatome participent actuellement à l'établissement du dossier de redémarrage en toute sûreté du réacteur numéro 1 de Taishan et appuient TNPJVC dans son instruction.

La production nette en 2021 a été affectée par cet arrêt fortuit de 5 mois au deuxième semestre 2021 sur l'unité 1 et par l'arrêt programmé de l'unité 2 avec la première visite complète au deuxième trimestre, la disponibilité des tranches ayant par ailleurs été très élevée en dehors de ces arrêts.

La valeur nette de la participation dans les comptes intègre une prudence quant au niveau tarifaire projeté à partir de 2022 et la mise à jour de certaines hypothèses opérationnelles en lien avec les éléments décrits ci-dessus.

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 majoritairement en Amérique du Nord et dans une moindre mesure en Europe, en Chine et au Brésil.

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

- La société JERA Global Markets (JERA GM), détenue à hauteur de 33% par EDF Trading et spécialisée dans les activités de *trading* et d'optimisation, notamment de gaz naturel liquéfié (GNL) ;
- la centrale thermique supercritique Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. en Chine, détenue à hauteur de 49 % par le Groupe ;
- 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 2019 ;
- 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.

Sur l'exercice 2021, (219) millions d'euros de pertes de valeur sont comptabilisées sur les titres des sociétés mises en équivalence, principalement au titre des participations dans des entreprises associées d'EDF Renouvelables pour un montant de (149) millions d'euros. Celles-ci concernent principalement des actifs éoliens aux USA du fait de l'évènement climatique majeur intervenu au Texas en février 2021, des actifs photovoltaïques en France dans le contexte de la révision des tarifs d'obligation d'achat de certaines installations prévue par la loi de finances 2021 (voir note 10.8.2) ainsi qu'un parc éolien *offshore* en cours de construction au large de l'Ecosse, faisant suite à des difficultés rencontrées sur la construction des fondations. Certaines dépréciations ont également été constatées sur des actifs non cotés détenus par EDF SA (EDF Invest) au sein des actifs dédiés.

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 secteurs très fortement impactés par la crise sanitaire et de certains actifs non cotés détenus par EDF SA (EDF Invest) au sein des actifs dédiés (voir note 15.1.2).

Développements dans les participations mises en équivalence détenues par EDF Renouvelables en 2021

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

Le 22 février 2021, EDF Renouvelables, EIH S.a.r.l., filiale du groupe d'infrastructure énergétique en Amérique du Nord Enbridge Inc. et wpd, producteur européen d'énergies renouvelables, ont annoncé le lancement de la construction du parc éolien en mer du Calvados (Courseulles-sur-Mer). Cette annonce fait suite à la signature de l'ensemble des accords de financement entre le consortium et ses partenaires financiers.

D'une capacité de 448 MWe, le projet du parc éolien en mer du Calvados est composé de 64 éoliennes localisées à plus de 10 km au large des côtes du Bessin, sur une surface totale d'environ 45 km². A sa mise en service attendue courant 2024, il produira l'équivalent de la consommation annuelle en électricité de 630 000 personnes, soit plus de 90 % de la population du Calvados.

Le coût total d'investissement du projet est estimé à environ 2 milliards d'euros. Il sera majoritairement financé par une dette sans recours. Le parc éolien en mer du Calvados bénéficie d'un contrat d'achat d'électricité (PPA) d'une durée de 20 ans, accordé par l'État en juin 2018.

Les actionnaires de ce projet se composent d'EDF Renouvelables, EIH S.a.r.l (détenant chacun 42,5 % du projet à travers la société Eolien Maritime France) et wpd (détenant 15% du projet).

Le groupe EDF a remporté un projet éolien en mer de 1,5 GW au large de l'État du New Jersey aux États-Unis

Le 1^{er} juillet 2021, le groupe EDF, au travers du consortium Atlantic Shores *Offshore Wind* (Atlantic Shores) détenu à parts égales entre sa filiale EDF Renouvelables et Shell New Energies US LLC., a annoncé avoir remporté un projet de parc éolien en mer de 1,5 GW au large de l'État du New Jersey aux États-Unis. Le consortium a été désigné lauréat par l'administration du New Jersey chargée des services aux collectivités.

La zone d'implantation du futur parc se situe à une distance de 15 à 30 km des côtes. Figurant parmi les plus puissants des États-Unis, ce parc éolien en mer alimentera en électricité l'équivalent de la consommation annuelle de 700 000 foyers. Le lancement de sa construction est prévu en 2024.

Construction du premier parc éolien en mer de France à Saint-Nazaire : poursuite de la fabrication des composants et poursuite des opérations en mer

D'une capacité de 480 MWe, le parc éolien en mer de Saint-Nazaire, codétenu par EDF Renouvelables, EIH S.à r.l., coentreprise entre Enbridge Inc. et Canada Pension Plan Investment Board (via sa filiale à 100 % CPP Investment Board Europe S.à r.l.), est composé de 80 éoliennes localisées sur le plateau rocheux du banc de Guérande, à plus de 12 km au large des côtes de la presqu'île.

Deux ans après le démarrage du chantier, la fabrication des différents composants du futur parc a fortement progressé.

Le groupe EDF a annoncé la mise en service du parc éolien en mer de Dongtai V en Chine

Le groupe EDF et son partenaire chinois, China Energy Investment Corporation (CEI), ont annoncé la mise en service du parc éolien en mer de Dongtai V, d'une capacité installée de 200 MWe. Situé en mer de Chine au large de la province du Jiangsu, au nord de Shanghai, sa construction aura duré 20 mois.

Avec la mise en service du parc éolien de Dongtai IV en décembre 2019, d'une capacité de 300 MWe, le Groupe exploite désormais 500 MWe d'éolien en mer en Chine. Installées à environ 40 km des côtes de la province du Jiangsu, la plus avancée dans cette technologie, les 125 turbines des parcs Dongtai IV et V fourniront une électricité renouvelable équivalent aux besoins annuels en électricité de 2 millions de Chinois.

La société commune détenue par CEI à hauteur de 62,5 % et par le groupe EDF à hauteur de 37,5 % exploite les deux parcs de Dongtai IV et V. Elle constitue la première coentreprise sino-étrangère dédiée au développement et à l'exploitation de projets éoliens en mer en Chine.

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 2021 est la suivante :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2020	Variation de flux monétaire	Variation de flux non-monétaire	31/12/2021
Stocks et en-cours de production	13.2	(14 738)	(626)	(833)	(16 197)
Clients et comptes rattachés net de provision	13.3	(14 521)	(7 411)	(303)	(22 235)
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	13.4	11 900	7 407	258	19 565
Créance de Contribution au Service public de l'énergie (CSPE)	13.3.4	(1 993)	2 268	(275)	-
Autres débiteurs et autres créditeurs ⁽¹⁾	13.3.4 et 13.5	9 551	(3 133)	(74)	6 344
Autres éléments du besoin en fonds de roulement ⁽²⁾		(740)	(31)	123	(648)
BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT NET		(10 541)	(1 526)	(1 104)	(13 171)

⁽¹⁾Hors créances et dettes sur acquisition/cession d'immobilisations et subventions d'investissements.

⁽²⁾Les autres éléments comprennent les droits d'émission CO₂ et Certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, ainsi que des 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 2021 s'explique principalement par la variation de juste valeur pour (0,8) milliard d'euros (dont (0,5) milliard d'euros sur les stocks évalués à la juste valeur) et par l'effet change pour (0,3) milliard d'euros (principalement lié à l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro). Par ailleurs le reclassement de la dette de CSPE d'EDF SA au sein des « Autres créditeurs », réalisé pour un montant de 294 millions d'euros au 31 décembre 2021, est inclus dans les variations des flux non monétaires (voir note 13.3.4).

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

(en millions d'euros)	Notes	2021	2020
Variation des stocks	13.2	(626)	(873)
Variation des créances clients et comptes rattachés	13.3	(7 411)	842
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	13.4	7 407	(861)
Variation de la créance de Contribution au Service public de l'électricité (CSPE)	13.3.4	2 268	(328)
Variation des autres débiteurs et autres créditeurs ⁽¹⁾	13.3.4 et 13.5	(3 164)	(459)
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT		(1 526)	(1 679)

⁽¹⁾La variation des autres débiteurs et créditeurs comprend les variations monétaires des droits d'émission CO₂ 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 (1,5) milliard d'euros en 2021, principalement du fait des conséquences de la hausse des prix de marché sur le BFR de l'activité de *trading* pour (1,9) milliard d'euros (hausse des appels de marge nets et des stocks) et sur le BFR d'exploitation des autres filiales du Groupe (évolution de la position nette créances clients / dettes fournisseurs pour (1,8) milliard d'euros). Inversement la diminution des obligations d'achats se traduit par une amélioration du BFR de 2,3 milliards d'euros liée à la créance de CSPE (voir note 13.3.4).

Ces trois éléments expliquent également l'essentiel de la différence de variation du besoin en fonds de roulement observée entre l'année 2020 et 2021.

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 utilisé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, trouvant leur contrepartie dans les passifs concernés (provisions ou dettes) ou les contributions libératoires versées au moment du chargement.

Ainsi pour la France, le coût des stocks pour le combustible engagé en réacteur et non encore irradié comprend les charges pour gestion du combustible 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 :

(en millions d'euros)	31/12/2021			31/12/2020		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	10 938	(459)	10 479	10 564	(33)	10 531
Autre combustible	1 255	(4)	1 251	770	(42)	728
Autres approvisionnements	1 770	(402)	1 368	1 660	(398)	1 262
En-cours de production de biens et services	615	(38)	577	469	(33)	436
Autres stocks	2 540	(18)	2 522	1 804	(23)	1 781
TOTAL STOCKS	17 118	(921)	16 197	15 267	(529)	14 738

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 8 576 millions d'euros au 31 décembre 2021 (8 068 millions d'euros au 31 décembre 2020).

A fin décembre 2021, les provisions sur stocks de combustible nucléaire intègrent l'effet de la décision de fermeture anticipée de Dungeness B au Royaume-Uni (voir note 7).

L'évolution des stocks sur l'année 2021 s'explique principalement par la hausse des prix, notamment pour les stocks d'EDF Trading, présentés en « Autre combustible » et en « Autres stocks », qui sont évalués à leur valeur de marché (1 068 millions d'euros au 31 décembre 2021 et 300 millions d'euros au 31 décembre 2020), et par l'augmentation des stocks de CEE sur la période présentés en « Autres stocks » (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	31/12/2021	31/12/2020
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute		19 781	14 686
<i>dont actifs sur contrat</i>	13.3.3	545	389
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute		3 545	1 036
Dépréciations ⁽¹⁾		(1 091)	(1 201)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHES – VALEUR NETTE		22 235	14 521

⁽¹⁾Voir note 1.4.3.

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 7 071 millions d'euros au 31 décembre 2021 (6 782 millions au 31 décembre 2020).

La hausse des clients et comptes rattachés en valeur brute sur l'année s'explique principalement par l'évolution des prix de marché et concerne EDF Trading pour 2,5 milliards d'euros et les autres filiales du Groupe pour 5,1 milliards d'euros, dont Edison pour 2,3 milliards d'euros (essentiellement sur les ventes de gaz, compte tenu de la hausse des prix de marché et dans une moindre mesure de clauses de *take-or-pay* figurant dans certains contrats).

13.3.1 Créances échues/non échues

(en millions d'euros)	31/12/2021			31/12/2020		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CREANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHES	23 326	(1 091)	22 235	15 722	(1 201)	14 521
dont créances échues de moins de 6 mois	1 285	(215)	1 070	1 249	(242)	1 007
dont créances échues de 6 à 12 mois	481	(136)	345	465	(193)	272
dont créances échues de plus de 12 mois	978	(551)	427	851	(526)	325
dont total des créances échues	2 744	(902)	1 842	2 565	(961)	1 604
dont total des créances non échues	20 582	(189)	20 393	13 157	(240)	12 917

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.

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2021	31/12/2020
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	340	84
Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan	-	60
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	1 456	792

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 456 millions d'euros au 31 décembre 2021, concernant principalement Edison, EDF SA, Dalkia et Luminus (792 millions d'euros en décembre 2020, concernant principalement Edison, EDF SA et Dalkia).

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 545 millions d'euros au 31 décembre 2021 et de 389 millions d'euros au 31 décembre 2020 et concernent principalement Framatome, Dalkia et EDF Renouvelables.

13.3.4 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2021	31/12/2020
Charges constatées d'avance	1 485	1 457
Compensation des charges de Service public de l'énergie (CSPE)	-	1 993
Créances TVA	2 051	1 988
Créances fiscales (hors TVA)	348	248
Autres créances d'exploitation	14 405	3 247
AUTRES DEBITEURS	18 289	8 933
dont part non courante	2 092	2 015
dont part courante	16 197	6 918
dont valeurs brutes	18 344	9 013
dont dépréciation	(55)	(80)

Au 31 décembre 2021, les autres créances d'exploitation comprennent les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 9,8 milliards d'euros (0,6 milliard d'euros en 2020), en lien avec la hausse des prix des commodités observée en Europe sur le second semestre 2021. Les montants de ces appels de marge reconnus à l'actif ne peuvent être compensés avec les appels de marge reconnus au passif (voir note 13.5).

Les autres créances d'exploitation comprennent également les avances versées aux fournisseurs pour un montant de 1 274 millions d'euros (1 045 millions d'euros au 31 décembre 2020). Ces avances versées aux fournisseurs concernent principalement des contrats d'approvisionnement en combustible nucléaire du secteur France - Activités de production et commercialisation.

Charges de Service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF SA au titre de 2021 s'élève à 5 472 millions d'euros.

Les montants encaissés sur l'année 2021 en provenance du Budget Général de l'État, s'établissent à 8 085 millions d'euros.

L'excédent de compensation résulte principalement de l'évolution des prix de marché entre 2020 et 2021. Les charges à compenser au titre du soutien des ENR électriques, ont fortement diminué sous l'effet de la hausse des prix de marché en 2021, alors que les compensations reçues de l'État (définies dans la loi de finances 2021 sur la base de prix de marché 2020 particulièrement bas) sont très élevées.

Au 31 décembre 2021, EDF SA constate ainsi une dette d'exploitation due à l'État de 294 millions d'euros (contre une créance de 1 974 millions d'euros au 31 décembre 2020).

De plus, EDF s'est acquitté, au cours de l'année 2021, d'un montant de 255 millions d'euros au titre d'un reversement de trop perçus en 2016 portant sur l'ancien mécanisme de CSPE.

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 22 juillet 2021 sa délibération n° 2021-230 du 15 juillet 2021 constatant, pour EDF, la prévision des charges de Service public au titre de 2022 (7 620 millions d'euros), la reprévision des charges au titre de 2021 (7 142 millions d'euros), ainsi que les charges constatées au titre de 2020 (8 034 millions d'euros)

Le mécanisme de la compensation de Service public de l'énergie en France est présenté en note 5.4.1.

13.4 FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	14 041	10 868
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	5 524	1 032
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHES	19 565	11 900

La hausse des dettes fournisseurs et comptes rattachés sur l'année s'explique principalement par l'évolution des prix de marché et concerne EDF Trading pour 4,5 milliards d'euros et les autres filiales du Groupe pour 3,2 milliards d'euros, dont Edison pour 1,5 milliard d'euros (en lien avec des achats de gaz réalisés à des prix de marché plus élevés cette année).

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)	31/12/2021	Dont passifs sur contrat	31/12/2020	Dont passifs sur contrat
Avances et acomptes reçus	2 114	1 635	1 788	1 344
Fournisseurs d'immobilisations	4 368	-	4 196	-
Dettes fiscales	5 093	-	4 532	-
Dettes sociales	5 092	-	4 712	-
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 146	3 110	3 290	3 233
Autres produits constatés d'avance ⁽¹⁾	997	592	827	430
Autres dettes	9 254	-	2 390	-
AUTRES CREDITEURS	30 064	5 337	21 735	5 007
dont part non courante	4 816	3 107	4 874	3 092
dont part courante	25 248	2 230	16 861	1 915

⁽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 642 millions d'euros (518 millions d'euros au 31 décembre 2020).

13.5.2 Dettes fiscales

Au 31 décembre 2021, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 562 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 (502 millions d'euros au 31 décembre 2020).

13.5.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 31 décembre 2021, 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 1 746 millions d'euros (1 713 millions d'euros au 31 décembre 2020).

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.

Au 31 décembre 2021, les autres dettes d'exploitation comprennent les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 5,8 milliards d'euros (0,2 milliard d'euros en 2020), en lien avec la hausse des prix des commodités observée en Europe sur le second semestre 2021. Les montants de ces appels de marge reconnus au passif ne peuvent être compensés avec les appels de marge reconnus à l'actif (voir note 13.3.4).

Au 31 décembre 2021, les autres dettes comprennent également une dette d'exploitation due à l'État au titre de la CSPE pour un montant de 294 millions d'euros (contre une créance de 1 974 millions d'euros au 31 décembre 2020, voir note 13.3.4).

Les autres dettes incluent des subventions d'investissements reçues sur l'année 2021 pour 536 millions d'euros (414 millions d'euros sur l'année 2020).

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 :

	31/12/2020	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	31/12/2021
<i>(en millions d'euros)</i>								
Acomptes reçus	1 344	1 277	(1 013)	(22)	(1)	14	36	1 635
Produits constatés d'avance long terme	3 233	417	(519)	(1)	56	(88)	12	3 110
Autres produits constatés d'avance	430	488	(455)	(18)	-	138	9	592

Ils sont constitués de la majorité des avances et acomptes reçus pour 1 635 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 3 702 millions d'euros (principalement pour le segment France – Activités production et commercialisation), soit un total de 5 337 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 5 007 millions d'euros au 31 décembre 2020).

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 11 697 millions d'euros. Il sera reconnu jusqu'en 2034 pour le contrat Exeltium pour un montant de 1 093 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 2021, le capital social s'élève à 1 619 338 374 euros, composé de 3 238 676 748 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,88 % par l'État, 14,77 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,32 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,03 % d'actions autodétenues.

En juin 2021, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2020 s'est traduit par une augmentation du capital social de 29 millions d'euros et une prime d'émission de 587 millions d'euros, à la suite de l'émission de 57 908 528 actions nouvelles.

En décembre 2021, le paiement en actions d'une partie de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2021 s'est traduit par une augmentation du capital social de 40 millions d'euros et une prime d'émission de 859 millions d'euros, à la suite de l'émission de 80 844 641 actions nouvelles.

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

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 2021, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 1 174 554 actions pour une valeur de 14 millions d'euros.

14.3 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES

L'Assemblée générale des actionnaires du 6 mai 2021 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2020 à 0,21 euro par action avec option de paiement en numéraire ou en actions.

Conformément à l'article 24 des statuts, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende bénéficient d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la Société. Le montant du dividende majoré s'établit à 0,231 euro par action.

L'État a opté pour le versement du dividende au titre de l'exercice 2020 en actions. Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de dividendes en actions au titre de l'exercice 2020 s'élève à 36 millions d'euros.

Le 4 novembre 2021, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la mise en distribution d'un acompte sur dividende de 0,30 euro par action au titre de l'exercice 2021, mise en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 2 décembre 2021 pour un montant de 947 millions d'euros.

L'État a opté pour le versement de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2021 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de l'acompte sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2021 s'élève à 48 millions d'euros.

14.4 TITRES SUBORDONNÉS À DURÉE INDETERMINÉE

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 2021

Au 31 décembre 2021, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 12 264 millions d'euros (déduction faite des coûts de transaction nets d'impôts) (11 290 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Les opérations d'émission et de rachats de titres subordonnés à durée indéterminée ont été comptabilisées en capitaux propres au 31 décembre 2021 pour un montant net total de 972 millions d'euros (voir note 14.4.2).

EDF a exercé son option de rachat au 22 janvier 2022 sur l'intégralité des obligations subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 267 millions d'euros émises en janvier 2014. EDF a ainsi reclassé au 31 décembre 2021 ces instruments de capitaux propres en passifs financiers pour un montant de 267 millions d'euros considérant le caractère certain du remboursement (voir note 18.3.2.1).

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée a été de 547 millions d'euros sur l'exercice 2021 et de 501 millions d'euros sur l'exercice 2020. La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

En janvier 2022, une rémunération d'environ 275 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	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 %
EDF	05/2021	1 250	EUR	7 ans	2,63 %

14.4.2 Evolutions des titres subordonnés à durée indéterminée sur l'exercice 2021

Emissions d'obligations sociales hybrides

EDF a lancé le 26 mai 2021 une émission d'obligations sociales hybrides à durée indéterminée libellées en euros, pour un montant nominal total de 1,25 milliard d'euros avec un coupon initial de 2,625 % et une première option de remboursement anticipé au gré d'EDF le 1^{er} juin 2028.

EDF peut procéder à tout moment au remboursement en numéraire des obligations sociales hybrides au cours de la période de 60 jours précédant la première date de révision du taux d'intérêt, qui est prévue dans 7 ans (soit en 2028), et à chaque date de versement du coupon qui suivra.

Les fonds levés par le biais des obligations sociales hybrides seront dédiés aux financements de projets éligibles comprenant les dépenses d'investissements engagées par le groupe EDF en passant commande auprès de PME qui contribuent au développement ou à la maintenance des actifs de production ou de distribution du groupe EDF en Europe et au Royaume-Uni. Dans le respect des *Social Bond Principles* et des *Sustainability Bond Guidelines* de l'ICMA (International Capital Market Association), cette émission d'obligations sociales hybrides est cohérente avec les engagements et la stratégie RSE (Responsabilité Sociale de l'Entreprise) du Groupe en matière de développement territorial responsable et de développement des filières industrielles.

Le règlement-livraison est intervenu le 1^{er} juin 2021, date à laquelle les obligations sociales hybrides sont admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

Cette émission a été comptabilisée en capitaux propres à compter de la réception des fonds pour un montant net de 1 239 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

	31/12/2021			31/12/2020	
	% de participation	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle
<i>(en millions d'euros)</i>					
Principales participations ne donnant pas le contrôle :					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.	20,0 %	2 567	(307)	2 526	(91)
NNB Holding Ltd.	33,5 %	6 305	(39)	4 716	1
EDF Investissements Groupe SA	7,54 %	518	11	515	11
Luminus SA	31,4 %	381	(30)	400	(5)
Framatome	24,5 %	86	(22)	115	(26)
Autres participations ne donnant pas le contrôle		1 921	102	1 321	75
TOTAL		11 778	(285)	9 593	(35)

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 à 20 % par CGN, 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 165 millions d'euros au 31 décembre 2021 (202 millions d'euros en 2020).

14.6.2 Principaux indicateurs financiers d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd.

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2021	31/12/2020
Actifs non courants	25 784	23 317
Actifs courants	3 868	4 399
Total actif	29 652	27 716
Capitaux propres	12 837	12 630
Passifs non courants	16 352	14 741
Passifs courant	463	345
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	29 652	27 716
Chiffre d'affaires	1 842	3 091
Résultat net	(1 535)	(455)
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	906	(735)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	84	982
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(420)	(380)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(11)	(335)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	585	329
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(347)	267
Incidence des variations de change	42	(11)
Autres incidences	-	-
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	279	585
Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	2	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)	2021	2020
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	5 113	650
▪ dont résultat net part du Groupe des activités poursuivies	5 114	804
▪ dont résultat net part du Groupe des activités en cours de cession	(1)	(154)
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(547)	(501)
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action	4 566	149
▪ dont résultat net des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action	4 567	303
▪ dont résultat net des activités en cours de cession utilisé pour le calcul du résultat par action	(1)	(154)
Annulation de l'effet des instruments dilutifs	2	1
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat dilué par action	4 567	150
▪ dont résultat net des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat dilué par action	4 568	304
▪ dont résultat net des activités en cours de cession utilisé pour le calcul du résultat dilué par action	(1)	(154)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	3 138 060 309	3 106 323 609
Effet des instruments dilutifs	222 574 780	9 149 131
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice	3 360 635 089	3 115 472 740
Résultats par action (en euros) :		
RÉSULTAT PAR ACTION	1,46	0,05
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	1,36	0,05
RÉSULTAT PAR ACTION DES ACTIVITES POURSUIVIES	1,46	0,10
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION DES ACTIVITES POURSUIVIES	1,36	0,10
RÉSULTAT PAR ACTION DES ACTIVITES EN COURS DE CESSION	-	(0,05)
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION DES ACTIVITES EN COURS DE CESSION	-	(0,05)

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 et de l'ajustement du ratio de conversion / échange suite aux augmentations de capital sur la période.

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 utilisé, pour reprise et conditionnement des déchets et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées en fonction des obligations et des éventuelles contributions libératoires spécifiques à chaque pays ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales ;
- 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 :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2021			31/12/2020		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	1 359	28 155	29 514	1 430	26 137	27 567
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	1 346	33 912	35 258	723	32 196	32 919
Provisions liées à la production nucléaire	2 705	62 067	64 772	2 153	58 333	60 486

La répartition par société est la suivante :

<i>(en millions d'euros)</i>	 EDF	 EDF Energy	 Belgique	Total
	Note 15.1	Note 15.2	Note 15.3	
Provisions pour gestion du combustible utilisé	11 819	1 401	-	13 220
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	-	639	-	639
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 233	1 415	7	15 655
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE AU 31/12/2021	26 052	3 455	7	29 514
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2020	24 622	2 938	7	27 567
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 730	12 595	434	30 759
Provisions pour derniers cœurs	2 660	1 839	-	4 499
PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2021	20 390	14 434	434	35 258
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2020	20 200	12 342	377	32 919
PROVISIONS LIÉES A LA PRODUCTION NUCLEAIRE AU 31/12/2021	46 442	17 889	441	64 772
Provisions liées à la production nucléaire au 31/12/2020	44 822	15 280	384	60 486

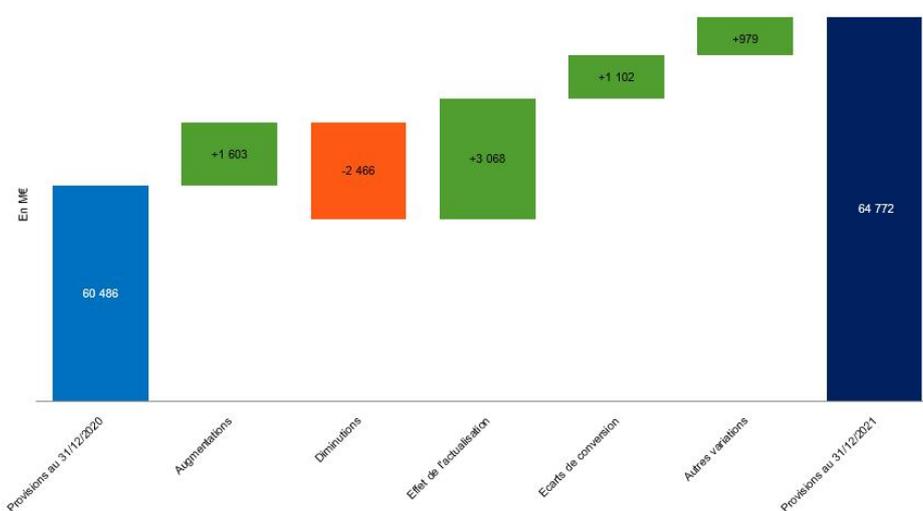
Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2021
Provisions pour gestion du combustible utilisé	12 608	1 205	(1 470)	601	90	186	13 220
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	546	4	-	38	39	12	639
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 413	132	(227)	932	82	323	15 655
Provisions pour aval du cycle nucléaire	27 567	1 341	(1 697)	1 571	211	521	29 514
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	28 036	262	(428)	1 397	750	742	30 759
Provisions pour derniers cœurs	4 883	-	(341)	100	141	(284)	4 499
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	32 919	262	(769)	1 497	891	458	35 258
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLEAIRE	60 486	1 603	(2 466)	3 068	1 102	979	64 772
Dont part courante	2 153						2 705
Dont part non courante	58 333						62 067

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur l'exercice 2021 s'explique notamment par :

- la baisse du taux d'actualisation réel de 10 bps en France, dont les effets sont présentés en « Effet de l'actualisation » pour un montant de 617 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat, et en « Autres mouvements » pour un montant de 495 millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents) (voir note 15.1.1) ;
- l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe dont les effets au 1^{er} janvier 2021 sont présentés en « Autres mouvements » pour un montant de (1 031) millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents), et en « Augmentations » pour 15 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat (voir note 15.1.1) ;
- la révision des hypothèses d'évaluation des passifs pour déconstruction des centrales nucléaires au Royaume-Uni dont les effets sont présentés en « Autres mouvements » pour un montant de 1,2 milliard d'euros au titre des variations des provisions adossées à la créance représentative des remboursements à recevoir du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) et du gouvernement britannique au Royaume-Uni (voir note 15.2.3) .

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire en 2021 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	31/12/2020	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2021
Provisions pour gestion du combustible usé	15.1.1.1	11 322	1 185	(1 282)	505	89	11 819
<i>dont non liées au cycle d'exploitation</i>		1 297	366	(15)	89	(11)	1 726
<i>dont hors périmètre Loi du 28 juin 2006</i>		1 076	42	(36)	54	-	1 136
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	15.1.1.2	13 300	126	(227)	854	180	14 233
Provisions pour aval du cycle nucléaire		24 622	1 311	(1 509)	1 359	269	26 052
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	15.1.1.3	17 489	262	(186)	649	(484)	17 730
Provisions pour derniers cœurs	15.1.1.4	2 711	-	-	83	(134)	2 660
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		20 200	262	(186)	732	(618)	20 390
PROVISIONS LIEES À LA PRODUCTION NUCLEAIRE		44 822	1 573	(1 695)	2 091	(349)	46 442
<i>Provisions liées à la production nucléaire périmètre Loi du 28 juin 2006⁽¹⁾</i>		<i>43 746</i>	<i>1 531</i>	<i>(1 659)</i>	<i>2 037</i>	<i>(349)</i>	<i>45 306</i>
<i>Provisions liées à la production nucléaire hors périmètre Loi du 28 juin 2006⁽¹⁾</i>		<i>1 076</i>	<i>42</i>	<i>(36)</i>	<i>54</i>	<i>-</i>	<i>1 136</i>

⁽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 1 474 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2021 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 617 millions d'euros (charges financières de désactualisation).

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire d'EDF SA s'explique notamment par l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe pour (1 016) millions d'euros au 1^{er} janvier 2021 (voir note 1.4.1), répartis à hauteur de (916) millions d'euros sur les provisions pour déconstruction, (214) millions d'euros sur les provisions pour derniers cœurs et 114 millions d'euros sur les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Cet impact sur les provisions liées à la production nucléaire s'explique principalement par le décalage des flux de décaissement (effet d'actualisation sur les provisions), et intègre également une révision à la marge des devis pour prendre en compte l'augmentation sur certaines années des flux d'envoi de déchets de déconstruction vers les entreposages ou centres de stockage, nécessitant la mise en œuvre de solutions industrielles de lissage des flux d'envoi.

Cette diminution des provisions liées à la production nucléaire de (1 016) millions d'euros est présentée :

- en « autres mouvements » pour (1 031) millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs;
- en « augmentation » pour 15 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat.

Les « autres mouvements » comprennent par ailleurs les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2021 pour les provisions adossées à des actifs pour 495 millions d'euros.

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 utilisé

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible est de pratiquer le traitement des combustibles usés, le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'Oxydes de plutonium et d'uranium) et le recyclage de l'uranium de retraitement.

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 utilisé comprend les prestations à réaliser par Orano Recyclage correspondant aux éléments suivants :

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

Les charges de traitement prises en compte dans la provision pour gestion du combustible utilisé concernent exclusivement le combustible utilisé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes, et sur la base des contrats avec Orano 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.

Des négociations sont actuellement en cours avec Orano Recyclage, notamment au titre de l'avenant 2016-2023 en vigueur. Au 31 décembre 2021, EDF a traduit dans les provisions pour gestion du combustible utilisé sa meilleure estimation des charges à encourir au titre de ce contrat, en tenant compte des discussions avec Orano et leur avancée. Une dotation aux provisions de 267 millions d'euros a été comptabilisée et couvre l'augmentation du coût de traitement pour EDF en lien avec différents projets d'Orano, notamment au titre d'évolutions concernant les nouveaux concentrateurs de produit de fission.

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 MWe puis dans certaines tranches 1 300 MWe. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2^e trimestre 2018. L'exploitation sur 50 ans du palier 1300 MWe - traduite dans les comptes au 30 juin 2021 avec la durée d'amortissement des tranches 1300 MWe allongée de 40 ans à 50 ans – qui s'accompagnera des modifications industrielles permettant de charger du combustible à base d'uranium de retraitement Enrichi dans les réacteurs 1300 MWe, et l'atteinte des jalons industriels significatifs de la reprise de la filière, notamment la mise en service de l'usine de vitrification des résidus de TENEX sur le second semestre 2021, permettent de confirmer que l'ensemble des conditions industrielles, réglementaires et économiques de reprise de la filière sont dorénavant remplies. En conséquence, sur le plan comptable, une reprise partielle de la provision entreposage de l'uranium de retraitement a été effectuée, pour un montant de 476 millions d'euros, le montant de cette reprise étant assis sur un fonctionnement des tranches concernées sur 50 ans.

D'autre part, l'entreposage des combustibles usés est un enjeu clé pour l'aval du cycle. Les prévisions de remplissage des entreposages de combustible utilisé issu du parc de production d'EDF sur le site d'Orano à La Hague amènent à envisager une saturation des piscines de La Hague à l'horizon 2030. Dans cette perspective, la construction d'une piscine d'entreposage centralisé sous maîtrise d'ouvrage et qui sera exploitée par EDF (voir plus bas) et dont la mise en service est prévue pour 2034, permettra d'augmenter le volume d'entreposage long-terme des combustibles usés et ainsi d'éviter la saturation, conjointement avec les mesures ci-dessous.

Dans l'attente de la piscine d'entreposage centralisé, des études sur des solutions transitoires ont été lancées par Orano et EDF en 2019, en lien avec l'ASN. La solution privilégiée consiste à densifier les piscines existantes du site ORANO de La Hague (coût provisionné à ce titre à hauteur de 168 millions d'euros au 31 décembre 2020). Une solution complémentaire consisterait à déployer un dispositif d'entreposage à sec pour les combustibles au plutonium (MOX) et à l'uranium issu du traitement (URE).

Les problématiques de production de l'usine Melox d'Orano impactent défavorablement les rythmes de traitement à court et moyen terme. Ce moindre recyclage a pour effet d'augmenter les quantités à entreposer à moyen terme. En conséquence, les provisions ont été augmentées en 2021 pour un montant de 362 millions d'euros en prenant en compte ces deux solutions industrielles, intégrant une perspective de capacités d'entreposage de l'ordre de 3 100 tonnes par rapport à la situation sans densification ni entreposage à sec.

Par ailleurs, la provision couvre l'entreposage de longue durée du combustible utilisé 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 de 2006, 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, fait l'objet d'une concertation publique spécifique sous l'égide de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) qui a débuté le 22 novembre 2021. Elle a été suspendue le 3 février 2022 pour se donner le temps de renforcer les modalités de concertation pour mieux couvrir le territoire de la Manche et les thématiques soulevées, et se poursuivra du 20 juin 2022 au 8 juillet 2022.

15.1.1.2 Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs

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 utilisé ;
- au stockage direct après entreposage longue durée, le cas échéant, du combustible utilisé 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, et 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 utilisé (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 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Centres de stockage concernés	31/12/2021	31/12/2020
Déchets TFA et FMA	TFA: CIRES - Morvilliers (ANDRA)	3 093	2 856
	FMA: CSA - Soulaines (ANDRA)		
Déchets FAVL	Projet en cours d'étude à Soulaines (ANDRA)	394	365
Déchets HA-MAVL	Centre de stockage géologique (projet Cigéo)	10 746	10 079
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS		14 233	13 300

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, mis en service en 2003 géré par l'ANDRA ;
- les déchets FMA (gants, filtres, résines, matériaux...) sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaines, mis en service en 1992, 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 et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockages existants ;
- des coûts de l'usine de la filiale Cyclife France (site de Centraco à Marcoule, mis en service en 1999) pour le traitement d'une partie de ces déchets pouvant être fondus, avant stockage dans les centres de l'ANDRA ;
- de l'évaluation des coûts d'une installation centralisée d'entreposage, de découpe et de conditionnement de gros composants comme les Générateurs de Vapeur ;
- des avant-projets d'une installation d'entreposage et de découpe avant stockage des Tubes Guide de Grappes.

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 a 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, 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 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).

En 2021, en complément de la modification des hypothèses techniques sous-jacentes aux provisions pour prendre en compte les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe (décalage des flux de déchets de démantèlement avec pour conséquence l'augmentation sur certaines années des flux d'envoi de déchets de déconstruction vers les centres de stockages, nécessitant la mise en œuvre de solutions industrielles de lissage des flux d'envoi), une optimisation du scénario industriel pour la gestion des déchets de déconstruction avant stockage, avec un traitement préalable permettant de réduire les volumes stockés, a été mise en œuvre, sans impact significatif sur les provisions.

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, ouvraient la porte à une évolution réglementaire 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. ». Les textes réglementaires (décrets du Ministère de la Transition écologique) sont parus au Journal officiel le 15 février 2022. Dans ce contexte, EDF poursuit les études engagées en vue de construire une installation de découpe et fusion pour traiter et valoriser les déchets TFA métalliques issus du démantèlement, en France et à l'étranger. Ce projet, appelé Technocentre, est mené par EDF en collaboration avec Orano. L'objectif visé est une mise en service de l'installation en 2031.

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 Soulaïnes (Aube). Ce rapport a été soumis à l'avis de l'ASN. Des incertitudes demeurent sur la capacité de ce site à accueillir l'ensemble des déchets prévus dans l'inventaire de référence du centre de stockage FAVL. Le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (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 5^e 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 Avant Projet Sommaire - 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'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie.

L'arrêté du 15 janvier 2016 pris par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie fixe le coût objectif 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.

La revue de conception détaillée organisée à la demande de la DGEC par un groupe d'experts indépendants a rendu ses conclusions fin 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), précédemment prévue pour 2021, devrait désormais intervenir en 2022, décalant d'autant l'obtention de l'autorisation de création, prévue aujourd'hui pour 2025. Les producteurs ont en revanche toujours en référence, à ce stade, une réception des premiers colis de déchets en 2031.

Après un dépôt en août 2020 par l'ANDRA, son instruction par les services de l'État et l'objet d'une enquête publique qui s'est tenue du 15 septembre au 23 octobre 2021, le dossier de demande de déclaration d'utilité publique (DUP) pour le centre de stockage Cigéo, a reçu un avis favorable des commissaires enquêteurs sans réserve le 20 décembre 2021. La publication du décret de DUP, emportant mise en compatibilité des documents d'urbanisme est attendue début 2022.

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'État 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, 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).

Ces charges nucléaires étaient auparavant couvertes par les provisions « reprise et conditionnement des déchets ».

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. Le 19 juillet 2021 a été réceptionnée la décision de l'ASN approuvant et encadrant le conditionnement en colis à ICEDA des déchets MAVL. A fin 2021, les premiers colis de déchets ont été scellés conformément aux autorisations reçues et au planning de mise en service.

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.593-20 à L.593-25 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 de démantèlement en cours concernent principalement 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 pressurisée (« 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.

Les opérations en cours sur les installations arrêtées (en particulier le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz), les études d'avant-projet sommaire des 2 tranches 900 MWe de Fessenheim, ainsi que les travaux préparatoires au démantèlement, ont permis à fin 2021 de faire un chiffrage détaillé de la référence de l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Pour autant, 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. L'année 2021 a été marquée par l'évacuation complète du combustible de la tranche 1, la préparation de la décontamination du circuit primaire qui aura lieu en 2022 ainsi que par l'expédition des premiers déchets d'exploitation vers ICEDA et des parties supérieures des Générateurs de Vapeurs à la filiale Cyclife

Sweden pour traitement, conformément aux objectifs des travaux et études du projet de préparation du démantèlement Fessenheim.

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 :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2020	Augmen- tations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2021
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 775	-	(7)	396	(484)	12 680
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	4 714	262	(179)	253	-	5 050
PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLEAIRES	17 489	262	(186)	649	(484)	17 730

Les autres mouvements sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation comprennent notamment l'impact de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe, compensé en partie par les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2021.

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filière réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MWe, 1 300 MWe 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 MWe) 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 MWe, 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 ou de mutualisation. Ces effets varient selon les paliers, les effets seront d'autant plus importants en fonction du 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 MWe 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 (identifiables et chiffrables mais dont l'occurrence n'est qu'éventuelle). Une première constitution du registre des risques du projet de Fessenheim a été réalisée en 2021 sur la base des études en cours, et l'évaluation précise de ces risques se poursuit pour une TTS 900 MWe hors spécificité du site 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 15,7 % pour l'ensemble du parc (19,5 % pour la tête de série 900 MWe).

Depuis sa révision approfondie en 2016, le devis fait l'objet d'une revue annuelle, qui a depuis donné lieu à des ajustements annuels peu significatifs.

En 2021, pour prendre en compte les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe, le séquençage des opérations d'envoi des déchets de démantèlement a été adapté suite à l'augmentation sur certaines années des flux de déchets de déconstruction vers les entreposages.

Par ailleurs, le devis de référence de la tête de série 900 MWe a été mis à jour afin de prendre en compte les études d'avant-projet menées en préparation du démantèlement de Fessenheim, ainsi que le retour d'expérience du début de sa phase pré-démantèlement. Cette mise à jour a intégré également une optimisation du scénario industriel pour la gestion des déchets de déconstruction avant stockage avec un traitement préalable permettant de réduire les volumes stockés. L'extrapolation de ces éléments à l'ensemble du parc REP a un impact limité sur la provision pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation, soit une augmentation de la provision de 149 millions d'euros, par contrepartie des actifs au bilan.

Par ailleurs, EDF conforte 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.

Sur la base des estimations de coûts réalisées sur les différents postes de coûts, le devis de référence à terminaison (en euros₂₀₂₁) de 2 tranches TTS 900 MWe (Fessenheim) s'élève à environ 0,8 milliard d'euros, soit 0,4 milliard d'euros en moyenne pour une tranche TTS 900 MWe à comparer aux 0,36 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

Le démantèlement des réacteurs à l'arrêt, représente des opérations pilotes correspondant à quatre technologies différentes et présentant des spécificités marquées : REP à Chooz A inséré dans une caverne, Uranium Naturel – Graphite – Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon, eau lourde à Brennilis, réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville, et REP à Fessenheim (la tête de série des réacteurs de 2nd génération).

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 « 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 auditionné 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 reconnaît 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 1^{ère} 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.

En 2021, la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées a notamment amené à une augmentation des provisions de 77 millions d'euros suite à la révision de la stratégie industrielle du démantèlement de Chooz A pour passer sur un scénario de « démantèlement complet continu - DCC », avec un abandon de la période de surveillance des eaux de ruissellement de la caverne entre la fin du démantèlement des installations et le début de la phase de démantèlement ultime et assainissement, celle-ci n'étant plus nécessaire compte tenu de la qualité de ces eaux. Par ailleurs, une mise à jour de l'évaluation des coûts de démantèlement de l'APEC - atelier pour l'entreposage du combustible exploité par EDF sur le site de Creys-Malville et dont l'activité principale est l'entreposage du combustible issu de Superphénix - a été réalisée sur la base d'études d'Avant-Projet Sommaire menées en 2020-2021, conduisant à une augmentation de provisions de 61 millions d'euros.

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 (installation UNGG et gestion de ses déchets FAVL, Superphénix et Brennilis) conduit par un consortium de cabinets spécialisés. L'audit s'est déroulé de décembre 2020 à juillet 2021. Le rapport a été mis en ligne sur le site du Ministère de la Transition Ecologique en novembre 2021. Ses conclusions (qui confirment les constats réalisés par l'ASN au titre de leur inspection sur le pilotage de projets complexes dont les conclusions ont été communiquées au premier trimestre 2021) soulignent « une organisation structurellement orientée vers la réalisation des projets de démantèlement », un « processus de chiffrage et de révision annuelle [qui] est robuste, et permet une bonne traçabilité des hypothèses utilisées et des données d'origine » et « une démarche industrielle de long terme pour surmonter les quelques défis technologiques restants ». Enfin, le rapport indique, au-delà d'un correctif non significatif (qui a été pris en compte dans les provisions à fin 2021), que « les provisions sont cohérentes avec les scénarios de base des projets et couvrent le périmètre complet des charges du périmètre audité » et leur « dimensionnement adéquat » au travers d'une mise à l'épreuve du dimensionnement des charges et provisions de EDF.

Au 31 décembre 2021, 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 :

	31/12/2021	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>		
Réacteur à eau pressurisée - REP - Chooz A	288	259
Réacteur à eau pressurisée REP – Fessenheim ⁽¹⁾	829	707
Réacteurs Uranium Naturel – Graphite – Gaz - UNGG Bugey, Saint Laurent, Chinon	5 478	3 136
Réacteur à eau lourde – Brennilis	323	284
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium – Superphénix à Creys Malville	534	479

⁽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 0,88 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 6,6 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 milliard 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 1 300 MWe).

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. Dans le cadre du nouveau scénario DCC, le déclassement de l'installation serait obtenu fin 2035 (contre 2047 précédemment) ;
- 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 : arrêtée 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, retrait et découpe des bouchons de la cuve, la découpe du bouchon couvercle cœur (pièce de plusieurs centaines de tonnes) est en cours. 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). L'enquête publique a été lancée comme prévu le 15 novembre 2021 pour une durée de 7 semaines. L'avis du commissaire enquêteur est attendu mi-février 2022.

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'État, 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 pour gestion à long terme des déchets radioactifs relatives au traitement de ce combustible et au stockage des déchets qui seront issus du traitement.

En 2021, hormis en lien avec les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe au 1^{er} janvier 2021 (voir note 1.4.1), les provisions pour dernier cœur évoluent peu.

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

Calcul du taux d'actualisation et taux d'inflation

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

Le taux d'actualisation est 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 3,46 % pour 2021. Il est retenu dans la méthodologie de calcul en cohérence avec la décision de l'autorité administrative qui dans son arrêté du 1^{er} 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 à fin 2021 fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux [-0,6 % ; 0,6 %] ([-0,6 % ; 0,2 %] à fin 2020) pour les flux entre 0 et 20 ans, de [0,6 % ; 3,1 %] ([0,2 % ; 3,2 %] à fin 2020) pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,46 % (3,51 % à fin 2020) pour les flux au-delà de 50 ans.

Ces modalités de calcul du taux d'actualisation permettent 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, 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 réglementaire, pour la prise en compte des tendances longues sur les évolutions de taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements ;
- de 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 %) soit une hypothèse d'inflation de 1,7 % au 31 décembre 2021, en hausse de 50 points de base par rapport au 31 décembre 2020, qui reflète en particulier la hausse observée des points-morts d'inflation.

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 3,7 % au 31 décembre 2021, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,7 % (respectivement 3,3 % - l'augmentation étant liée notamment à celle de la courbe de taux souverains - et 1,2 % au 31 décembre 2020), soit un taux d'actualisation réel de 2,0 % au 31 décembre 2021 (2,1 % au 31 décembre 2020).

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Selon le décret du 1^{er} juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (qui codifie et actualise au sein du Code de l'environnement le décret initial du 23 février 2007), et l'arrêté du 1^{er} juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007), le taux d'actualisation doit être inférieur :

- au plafond réglementaire, exprimé 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 1^{er} juillet 2020, à partir de la référence UFR, s'établit à 2,80 % au 31 décembre 2021 (2,66 % au 31 décembre 2020).

Le taux d'actualisation réel retenu dans les états financiers au 31 décembre 2021, en application des modalités de calcul présentées ci-avant, est de 2,0 %.

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	31/12/2021		31/12/2020	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Gestion du combustible usé	16 121	10 683	18 998	10 246
- dont non liée au cycle d'exploitation	3 282	1 726	2 727	1 297
Gestion à long terme des déchets radioactifs	36 779	14 233	35 580	13 300
AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE	52 900	24 916	54 578	23 546
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	20 479	12 680	19 693	12 775
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	7 718	5 050	7 400	4 714
Derniers cœurs	4 349	2 660	4 258	2 711
DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	32 546	20 390	31 351	20 200
PROVISIONS LIEES A LA PRODUCTION NUCLEAIRE - Périmètre loi du 28 juin 2006		45 306		43 746

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	31/12/2021		
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période		
	dont le décaissement est prévu sous 10 ans	dont le décaissement est au-delà de 10 ans ⁽¹⁾	Total
<i>(en millions d'euros)</i>			
Gestion du combustible usé	7 846	8 275	16 121
- dont non lié au cycle d'exploitation	540	2 742	3 282
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 116	31 663	36 779
AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE	12 962	39 938	52 900
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	347	20 132	20 479
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	2 903	4 815	7 718
Derniers cœurs	262	4 087	4 349
DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	3 512	29 034	32 546

⁽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 20 % et à 41 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs et respectivement à 32 % 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 2021 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 0,10 %	- 0,10 %	+ 0,10 %	- 0,10 %
Aval du cycle nucléaire :					
- gestion du combustible usé	11 819	(120)	124	102	(107)
- gestion à long terme des déchets radioactifs	14 233	(472)	504	385	(413)
Déconstruction et derniers cœurs :					
- déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 680	(291)	299	-	-
- déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 050	(88)	91	88	(91)
- derniers cœurs	2 660	(54)	55	-	-
TOTAL	46 442	(1 025)	1 073	575	(611)
<i>Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés</i>	34 276	(917)	963	515	(548)

15.1.2 Actifs dédiés d'EDF

15.1.2.1 Réglementation

Les articles L. 594-1 et suivants du Code de l'environnement et leurs 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 1^{er} juillet 2020 a codifié les obligations réglementaires relatives aux actifs dédiés dans les articles D594-1 et suivants du Code de l'environnement, complétés par l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 1^{er} juillet 2020. Ces textes précisent, notamment sur la base du Code des assurances, la liste des actifs éligibles qui inclut notamment des 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 1^{er} juillet 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 %. Par ailleurs, le décret 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.

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, notamment en 2010, avec l'affectation des titres RTE (désormais détenue par l'intermédiaire de la société CTE) et en 2013, avec 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 ».

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 et de FIVG 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 13 106 millions d'euros au 31 décembre 2021 (10 422 millions d'euros au 31 décembre 2020). Ces FCPR sont constitués principalement de 16 fonds cotés pour 12 153 millions d'euros (au 31 décembre 2020, 13 FCPR cotés pour 9 742 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 composés 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 principalement 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 2021, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 8 626 millions d'euros, dont 7 908 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 3 343 millions d'euros au 31 décembre 2021 (2 788 millions d'euros au 31 décembre 2020), 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, Nam Theun Power Company ainsi que dans des sociétés détenant des parcs éoliens et solaires (États Unis, Canada, Royaume-Uni) et des sociétés détenant des actifs immobiliers (Central Sicaf, Ecowest, Korian & Partenaires Immobilier, Issy Shift, 92 France), 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 2021

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 % au 31 décembre 2020 (103,6 %), il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2021 et aucune dotation n'a été réalisée en 2021 (pour rappel, les dotations se sont élevées à 797 millions d'euros en 2020 conformément à l'obligation réglementaire de dotation en 2020 incombant à EDF). Au 31 décembre 2021, le taux de couverture des provisions est de 109,3 %.

L'année 2021 aura à nouveau été une année extrêmement favorable sur les marchés actions. En effet, la dynamique économique est restée très soutenue malgré les inquiétudes causées par l'apparition de plusieurs variants du virus de la Covid-19, compte tenu de la mise en place de campagnes de vaccination dans les pays développés ayant permis de limiter les effets de la crise sanitaire sur l'activité économique, ce qui a contribué à la performance des marchés actions.

Sur l'année, les indices actions ont fortement progressé sous l'effet de la très bonne performance du marché américain suivie par celle de l'Europe, les autres zones étant moins dynamiques. De manière moins habituelle, ce sont les méga-capitalisations qui ont progressé le plus dans toutes les zones à l'exception des pays émergents.

En lien avec la reprise économique, les marchés obligataires ont souffert de la remontée des taux. A titre d'exemple, les taux allemands à 10 ans ont progressé de +0,4 % pour s'établir à -0,2 % et les taux américains de +0,6 % à 1,5 %. Cette hausse est cependant modérée compte tenu de la hausse de l'inflation. Les banques centrales ont néanmoins réussi à rassurer les marchés en insistant sur le caractère transitoire de ce phénomène et donc leur capacité à ne retirer que graduellement leurs politiques de soutien monétaire.

EDF Invest a poursuivi le déploiement de son portefeuille d'actifs non cotés, dans le domaine des compteurs électriques intelligents *via* un investissement complémentaire dans Energy Assets Group au Royaume-Uni (à pourcentage de participation inchangé), dans le secteur des télécoms en France avec une prise de participation minoritaire en consortium dans Orange Concessions (réseaux de fibre optique), dans des actifs immobiliers en France et en Allemagne *via* des participations minoritaires et dans des parts de fonds d'investissement diversifiés non cotés.

Des variations de juste valeur positives du portefeuille d'actifs dédiés (OPC, actions) ont été enregistrées sur l'exercice 2021 dans le résultat financier à hauteur de 2 739 millions d'euros (voir note 8.3) contre des variations de juste valeur positives à hauteur de 1 218 millions d'euros en 2020.

Des variations de juste valeur négatives sur le portefeuille d'actifs dédiés obligations ont été enregistrées sur l'exercice 2021 en OCI à hauteur de (244) millions d'euros (voir note 18.1.2) contre des variations de juste valeur positives à hauteur de 62 millions d'euros en 2020.

Des retraits pour un montant de 389 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2021 (431 millions d'euros en 2020).

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 :

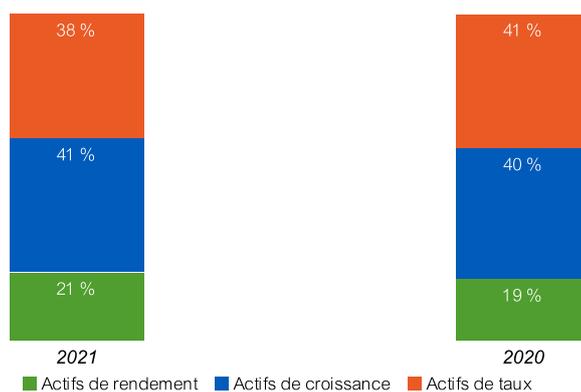
(en millions d'euros)	Présentation au bilan consolidé	31/12/2021		31/12/2020	
		Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
Actifs de rendement (EDF Invest)		5 626	7 908	4 677	6 420
CTE	Participations dans les entreprises associées ⁽¹⁾	1 478	3 343	1 378	2 788
Autres entreprises associées	Participations dans les entreprises associées ⁽²⁾	2 567	2 923	1 974	2 252
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets ⁽³⁾	1 581	1 642	1 309	1 364
Dérivés	Juste valeur des dérivés	-	-	16	16
Actifs de croissance		15 320	15 320	13 692	13 692
Actions - parts d'OPC	Titres de dettes	14 815	14 815	13 174	13 174
Fonds actions non cotées (EDF Invest)	Titres de dettes	519	519	330	330
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(14)	(14)	188	188
Actifs de taux		14 226	14 226	13 736	13 736
Obligations	Titres de dettes	13 007	13 007	12 371	12 371
Fonds de dette non cotés (EDF Invest)	Titres de dettes	199	199	155	155
Portefeuille de trésorerie	Titres de dettes	1 016	1 016	1 185	1 185
Dérivés	Juste valeur des dérivés	4	4	25	25
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS D'EDF		35 172	37 454	32 105	33 848

⁽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 1 457 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

La composition des actifs dédiés en 2021 par rapport à 2020 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)	31/12/2021	31/12/2020
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 726	1 297
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 233	13 300
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 730	17 489
Provisions pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	587	590
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	34 276	32 676
VALEUR DE RÉALISATION ACTIFS DÉDIÉS	37 454	33 848
TAUX DE COUVERTURE RÉGLEMENTAIRE	109,3 %	103,6 %

Au 31 décembre 2021, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 109,3 %. 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 2021.

Au 31 décembre 2020, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 103,6 %, 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 engagements 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 17 889 millions d'euros au 31 décembre 2021 ;
- les créances représentatives des remboursements à recevoir dans le cadre des accords de restructuration de la part du *Nuclear Liabilities Fund* (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 15 986 millions d'euros au 31 décembre 2021 (13 034 millions d'euros au 31 décembre 2020).

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

(en millions d'euros)	31/12/2020	Augmenta- tions	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements	31/12/2021
Provisions pour gestion du combustible usé	1 286	20	(188)	96	90	97	1 401
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	546	4	-	38	39	12	639
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	1 106	6	-	78	82	143	1 415
Provisions pour aval du cycle nucléaire	2 938	30	(188)	212	211	252	3 455
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	10 170	-	(242)	739	750	1 178	12 595
Provisions pour derniers cœurs	2 172	-	(341)	17	141	(150)	1 839
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	12 342	-	(583)	756	891	1 028	14 434
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	15 280	30	(771)	968	1 102	1 280	17 889

Les « autres mouvements » comprennent la variation des passifs nucléaires ayant pour contrepartie une variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique et la variation de la provision pour derniers cœurs ayant pour contrepartie les immobilisations.

La variation globale des « autres mouvements » s'agissant des provisions pour déconstruction à hauteur de 1,2 milliard d'euros s'explique principalement par la décision d'arrêt immédiat de la centrale AGR de Dungeness B en juin 2021 (voir note 15.2.3).

15.2.1 Cadre réglementaire et contractuel

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

Les termes des Accords de restructuration stipulent que :

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

EDF Energy s'est également engagé à verser :

- des contributions annuelles pour déconstruction pour une période limitée à la durée de vie des centrales à la date des Accords de restructuration ; la provision correspondante s'élève à 101 millions d'euros au 31 décembre 2021 ;
- 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.

Le 23 juin 2021, EDF Energy et le gouvernement britannique ont signé une mise à jour des Accords de restructuration. Les modifications et précisions apportées confirment le recouvrement des coûts éligibles et disposent que toutes les centrales AGR, une fois la phase de déchargement du combustible terminée sous responsabilité d'EDF Energy, seront transférées à la NDA qui aura la responsabilité des activités ultérieures de déconstruction. Ces accords amendés n'ont pas d'effet dans les états financiers du Groupe au 31 décembre 2021.

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. Cette phase du DPS a été approuvée par la NDA en juin 2021.

En novembre 2021, EDF Energy a déposé auprès de la *Non-Nuclear Liabilities Assurance team* (NLA) une nouvelle actualisation du coût d'évacuation du combustible (*Integrated Plan 22 – IP 22*), qui a été approuvée en décembre 2021.

En février 2022, EDF Energy déposera la phase 2 du plan de déconstruction (*Decommissioning Plan submission* - DPS 21) au NLA qui couvrira une mise à jour de toutes les autres activités de déconstruction des centrales AGR, la déconstruction de Sizewell B, 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 centrales AGR est transporté à l'usine de Sellafield pour entreposage et retraitement.

Les provisions pour aval du cycle nucléaire d'EDF Energy sont relatives aux obligations en matière de retraitement, d'entreposage du combustible usé, ainsi que de stockage de longue durée des déchets radioactifs, définies dans les réglementations existant au Royaume-Uni approuvées par la NDA. Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, en l'absence, sur les estimations techniques les plus récentes.

	31/12/2021		31/12/2020	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période ⁽¹⁾	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période ⁽¹⁾	Montants provisionnés en valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Gestion du combustible usé	2 725	1 401	2 318	1 286
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	2 154	639	1 875	546
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 126	1 415	3 724	1 106
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	10 005	3 455	7 917	2 938

⁽¹⁾ Les montants des charges aux conditions économiques de fin de période incluent la gestion des combustibles usés et déchets associés de l'ensemble des combustibles usés sur la durée d'exploitation des réacteurs (y compris futurs combustibles chargés en réacteur pour Sizewell B uniquement) ; les provisions sont quant à elles assises sur le combustible engagé à date.

15.2.3 Provisions pour déconstruction

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires 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, les Accords de restructuration mis à jour en juin 2021 prévoient 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.

La signature de ces accords n'entraîne pas de conséquences comptables immédiates sur les provisions pour déconstruction ni sur la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au Royaume-Uni. La décomptabilisation des passifs nucléaires de déconstruction et des actifs associés interviendra pendant la phase de mise en œuvre opérationnelle de l'accord.

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 milliard 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. Le NDA a approuvé cette phase du DPS en juin 2021.

En novembre 2021, EDF Energy a déposé auprès de la NLA une nouvelle actualisation du coût d'évacuation du combustible (*Integrated Plan 22* – IP 22). Cette actualisation conduit à une augmentation de la provision de 0,9 milliard d'euros par rapport à 2020. Cette augmentation est principalement expliquée par l'arrêt anticipé de Dungeness B en juin 2021 (précédemment prévu en 2028), entraînant notamment une augmentation de la durée d'évacuation du combustible (et des coûts afférents) du fait du caractère non planifié de cet arrêt.

Par ailleurs, en 2021, EDF Energy a réalisé une mise à jour des coûts relatif à la phase 2 du plan de déconstruction (DPS 21) qui couvre les autres activités de déconstruction des centrales AGR, la déconstruction de Sizewell B, ainsi qu'une mise à jour du plan des engagements non contractuels. Cette mise à jour conduit à une augmentation des provisions de 0,2 milliard d'euros, qui intègre les effets à la hausse liés à l'arrêt anticipé de Dungeness B (prévu auparavant en 2028) et aux nouvelles hypothèses de dates de fermeture des centrales Heysham 2 et Torness planifiées en 2028 (précédemment en 2030), et à la baisse de l'allongement de la durée d'amortissement de Sizewell B (centrale REP) au 31 décembre 2021. La phase 2 sera soumise à la NLA fin février 2022.

	31/12/2021		31/12/2020	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
(en millions d'euros)				
DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES	19 864	12 494	18 175	10 069

15.2.4 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire

Depuis le 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, en vision globale pour l'ensemble des provisions nucléaires d'EDF Energy ainsi déterminé est inchangé ; en particulier le taux d'actualisation réel appliqué pour le calcul des provisions aval du cycle nucléaire et déconstruction des centrales nucléaires est de 1,9 %, identique au 31 décembre 2020.

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 272 millions d'euros au 31 décembre 2021 (265 millions d'euros au 31 décembre 2020) ;
- 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 282 millions d'euros au 31 décembre 2021 (263 millions d'euros au 31 décembre 2020). 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 durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou, le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

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

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

- dans le compte de résultat :
 - le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires,
 - la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements 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 1^{er} 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 1^{er} janvier 2005 pour les activités régulées – transport et distribution (les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire

d'Acheminement).

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

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux agents des groupes EDF et ENGIE 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 (principalement dépendant du coût marginal de production et des taxes). 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

En ce qui concerne les engagements de retraite au Royaume-Uni, il existait au 1^{er} janvier 2021 trois principaux plans de retraite à prestations définies au sein d'EDF Energy :

- le plan BEGG (*British Energy Generation Group*), dont la plupart des affiliés sont salariés ou retraités de l'activité de Production Nucléaire. Le plan BEGG n'accepte plus de nouveaux affiliés depuis août 2012 ;
- le plan EEGSG (*EDF Energy Generation and Supply Group*), 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. Le plan EEGSG n'a pas accepté depuis de nouveaux affiliés ;
- le plan EEPS (*EDF Energy Pension Scheme*). Ce plan a été mis en place en mars 2004 et l'affiliation était ouverte aux nouveaux entrants jusqu'au 1^{er} janvier 2021.

A compter du 30 juin 2021 ou du 31 décembre 2021, selon l'option choisie par chaque salarié, ces trois régimes de retraite à prestations définies EEGSG, EEPS et BEGG sont fermés et remplacés par un nouveau régime à cotisations définies appelé « *myRetirement Plan* ».

En parallèle, ces plans ont été fusionnés dans un seul régime nommé « *EDF Group of the ESPS* » (EDFG). Ce régime continuera d'exister pour les droits acquis jusqu'à la date de fermeture des précédents régimes. Les engagements correspondants seront mis à jour pour tenir compte de l'évolution des taux d'actualisation et d'inflation, mais ne seront plus sensibles aux nouveaux entrants, ni à l'évolution des salaires.

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)	31/12/2021	31/12/2020
Provisions pour avantages du personnel – part courante	792	879
Provisions pour avantages du personnel – part non courante	21 716	22 130
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	22 508	23 009

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 31/12/2020	35 489	10 117	952	46 558
Charge nette de l'exercice 2021	1 237	356	40	1 633
Écarts actuariels	110	(356)	7	(239)
Cotisations versées aux fonds	-	-	-	-
Cotisations salariales	-	3	1	4
Prestations versées ⁽²⁾	(1 336)	(408)	(28)	(1 772)
Mouvements de périmètre	-	-	(57)	(57)
Écarts de conversion	-	698	-	698
Autres variations ⁽⁴⁾	(64)	-	(5)	(69)
ENGAGEMENTS AU 31/12/2021	35 436	10 410	910	46 756

(en millions d'euros)	France ⁽¹⁾	Royaume-Uni	Autres	Total
Actifs de couverture au 31/12/2020	(13 470)	(11 406)	(398)	(25 274)
Charge nette de l'exercice 2021	(119)	(196)	(4)	(319)
Écarts actuariels	(287)	(859)	(22)	(1 168)
Cotisations versées aux fonds	-	(247)	(26)	(273)
Cotisations salariales	-	(3)	(1)	(4)
Prestations versées	465	408	7	880
Mouvements de périmètre	-	-	(2)	(2)
Écarts de conversion	-	(821)	-	(821)
ACTIFS DE COUVERTURE AU 31/12/2021	(13 411)	(13 124)	(446)	(26 981)

(en millions d'euros)	France ⁽¹⁾	Royaume-Uni	Autres	Total
Passif net au 31/12/2020⁽²⁾	22 019	(1 289)	554	21 284
Charge nette de l'exercice 2021	1 118	160	36	1 314
Écarts actuariels	(177)	(1 215)	(15)	(1 407)
Cotisations versées aux fonds	-	(247)	(26)	(273)
Cotisations salariales	-	-	-	-
Prestations versées	(871)	-	(21)	(892)
Mouvement de périmètre	-	-	(59)	(59)
Écarts de conversion	-	(123)	-	(123)
Autres variations ⁽⁴⁾	(64)	-	(5)	(69)
PASSIF NET AU 31/12/2021	22 025	(2 714)	464	19 775

Dont :

Provisions pour avantages du personnel	22 508
Actifs financiers non courants ⁽³⁾	(2 733)

⁽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 2020 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 23 009 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (1 725) millions d'euros soit un passif net de 21 284 millions d'euros.

⁽³⁾Au 31 décembre 2021, EDF Energy a constaté un surplus de financement sur son plan de retraite EDFG.

⁽⁴⁾Dont (67) millions d'euros relatifs à la modification de la méthode d'acquisition des droits (voir note 1.2.3).

Écarts actuariels sur engagements sur l'exercice 2021

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2021 s'élèvent à (239) millions d'euros :

- dont 110 millions d'euros en France en lien avec :
 - la variation du taux d'actualisation pour (3 099) millions d'euros,
 - la variation des écarts d'expérience pour (540) millions d'euros,
 - l'impact lié à l'accord ARRCO AGIRC pour 151 millions d'euros,
 - la variation du taux d'inflation pour 3 598 millions d'euros ; et
- dont (356) 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 2020 s'élevaient 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.

Écarts actuariels sur actifs de couverture sur l'exercice 2021

Les écarts actuariels sur actifs générés en 2021 s'élèvent à (1 168) millions d'euros. Ils résultent principalement d'une évolution au Royaume-Uni de (859) millions d'euros et en France de (287) millions d'euros, due à la très bonne tenue des marchés obligataires.

Passif net au 31 décembre 2021

Le passif net au 31 décembre 2021 s'élève à 19 775 millions d'euros :

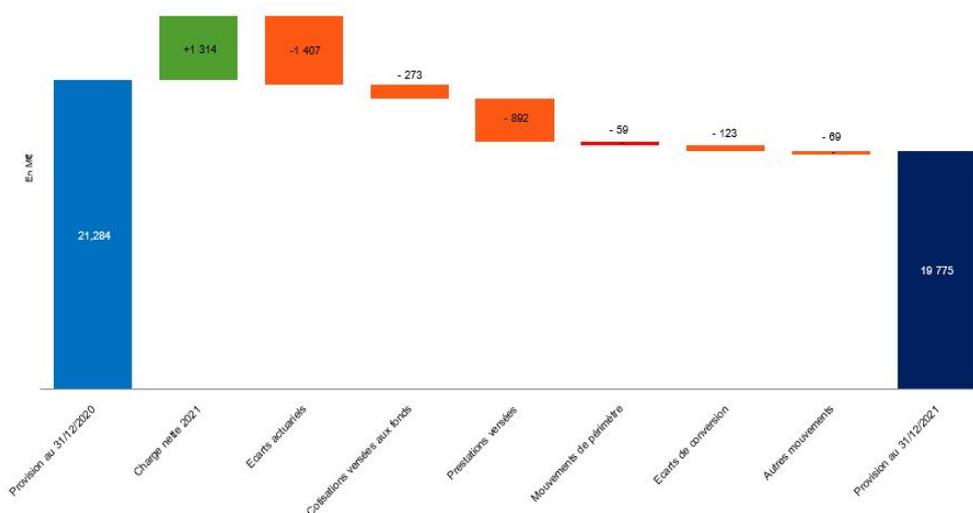
- dont 22 025 millions d'euros en France ;
- dont (2 714) millions d'euros au Royaume-Uni en lien avec la constatation par EDF Energy d'un surplus de financement sur son plan de retraite EDFG pour un montant global de 2 733 millions d'euros contre 1 725 millions d'euros au 31 décembre 2020. Ce surplus, 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 ».

Évolutions au Royaume Uni

Suite à la fermeture des régimes de retraite à prestations définies EEGSG, EEPS et BEGG remplacés par un nouveau régime à cotisations définies (voir principes et méthodes ci-dessus), la réévaluation du plan au 31 décembre 2021 s'est traduite par une diminution des engagements au titre de la réduction des coûts des services passés pour 35 millions d'euros, comptabilisée en « Charges de personnel ».

Par ailleurs, afin d'accompagner cette transition, les salariés bénéficient d'une prime individuelle de transition comptabilisée en « Charges de personnel » pour (82) millions d'euros.

L'évolution du passif net en 2021 est la suivante :



16.1.2 Hypothèses actuarielles et analyses de sensibilité

Les hypothèses actuarielles retenues sont les suivantes :

(en %)	France		Royaume-Uni	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs ⁽¹⁾	1,30 %	0,90 %	1,90 %	1,45 %
Taux d'inflation	1,70 %	1,20 %	2,95 %	2,53 %
Taux d'augmentation des salaires ⁽²⁾	2,80 %	2,30 %	2,70 %	2,37 %

⁽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 durée, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements. Pour les durées les plus longues, cette estimation prend également en compte les données d'un panier élargi d'obligations d'entreprises rendues comparables à celles des obligations de première catégorie, compte tenu de la réduction depuis 2017 du panel sur ces durées. La hausse du taux d'actualisation est liée essentiellement à la hausse des taux sans risque constatée fin 2021.

L'évolution des paramètres économiques et de marché utilisés a conduit le Groupe à fixer le taux d'actualisation nominal à 1,30 % au 31 décembre 2021 (0,90 % au 31 décembre 2020).

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 1,70 % au 31 décembre 2021 (1,2 % au 31 décembre 2020).

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), comparables aux évolutions de salaires constatées sur les derniers exercices.

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 durée, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements.

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2021	
	 France	 Royaume-Uni
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	(1 785) / 1 939	(545) / 614
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	1 826 / (1 691)	552 / (492)
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	1 844 / (1 721)	n.a.

n.a. : non applicable.

16.1.3 Répartition par zone géographique des charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

<i>(en millions d'euros)</i>	2021			
	 France	 Royaume-Uni	Autres	Total
Coût des services rendus	(793)	(223)	(25)	(1 041)
Coût des services passés	-	35	-	35
Écarts actuariels – avantages à long terme	(123)	-	(6)	(129)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(916)	(188)	(31)	(1 135)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(321)	(168)	(9)	(498)
Produit sur les actifs de couverture	119	196	4	319
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(202)	28	(5)	(179)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTREES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 118)	(160)	(36)	(1 314)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(110)	356	(7)	239
Écarts actuariels sur actifs de couverture	287	859	22	1 168
Écarts actuariels	177	1 215	15	1 407
Écarts de conversion	-	123	-	123
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	177	1 338	15	1 530

<i>(en millions d'euros)</i>	2020			
	 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)

En 2021, les écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme enregistrés au compte de résultat s'élèvent à 110 millions d'euros dont (129) millions au titre des avantages à long terme et 239 millions au titre des avantages postérieurs à l'emploi :

- dont 356 millions d'euros au Royaume-Uni ;
- dont (233) millions d'euros en France relatif pour (123) millions aux avantages à long terme et (110) 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 et tableau ci-dessous).

Les écarts actuariels sur engagements générés en France en 2020 s'élèvent à (2 502) millions d'euros et sont principalement liés aux variations de taux d'actualisation, de taux d'inflation et des écarts d'expérience.

Les écarts actuariels sur engagements en France sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	2021	2020
Variation liée aux écarts d'expérience	437	(355)
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	1	-
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières ⁽¹⁾	(671)	(2 147)
ECARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	(233)	(2 502)
Dont :		
<i>Écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi</i>	<i>(110)</i>	<i>(2 356)</i>
<i>Écarts actuariels sur autres avantages à long terme</i>	<i>(123)</i>	<i>(146)</i>

⁽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)

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2021	31/12/2020
Participants en activité	18 463	20 477
Retraités	16 973	15 012
TOTAL ENGAGEMENTS	35 436	35 489

16.2.2 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2021 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2021	33 813	(13 411)	20 402
Dont :			
Retraites ⁽¹⁾	26 196	(12 620)	13 576
Avantage en nature énergie	4 925	-	4 925
Indemnités de fin de carrière	897	(776)	121
Autres	1 795	(15)	1 780
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2021	1 623	-	1 623
Dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 362	-	1 362
Médailles du travail	230	-	230
Autres	31	-	31
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2021	35 436	(13 411)	22 025

(1) Constitués principalement des actifs de couverture d'EDF SA (couverture des engagements retraites à hauteur de 53 % au 31 décembre 2021).

Au 31 décembre 2020 :

<i>(en millions d'euros)</i>	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 ⁽¹⁾	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

(1) Constitués principalement des actifs de couverture d'EDF SA (couverture des engagements retraites à hauteur de 53 % au 31 décembre 2020).

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 13 411 millions d'euros au 31 décembre 2021 (13 470 millions d'euros au 31 décembre 2020) 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 :

- 67 % dans une poche d'adossment visant à répliquer les variations des engagements provoquées par une variation des taux, composée d'obligations ;
- 33 % dans une poche d'actifs de croissance, composée d'actions internationales.

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2021	31/12/2020
ACTIFS DE COUVERTURE	13 411	13 470
Actifs pour régime spécial de retraite	12 620	12 671
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	33 %	34 %
Instruments de créances cotés (obligations)	67 %	66 %
Actifs pour indemnités de fin de carrière	776	784
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	33 %	37 %
Instruments de créances cotés (obligations)	67 %	63 %
Autres actifs de couverture	15	15

Au 31 décembre 2021, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 64 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 19 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 17 % 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 2020.

Au 31 décembre 2021, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 63 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 37 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 64 % 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 3 % en 2021.

16.2.4 Flux de trésorerie futurs

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

<i>(en millions d'euros)</i>	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	1 305	1 297
De un à cinq ans	4 402	4 221
De cinq à dix ans	5 171	4 626
À plus de dix ans	41 036	25 292
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	51 914	35 436

Au 31 décembre 2021, la durée moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 21,5 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)	31/12/2021	31/12/2020
Participants en activité	5 837	5 702
Retraités	4 573	4 415
TOTAL ENGAGEMENTS	10 410	10 117

16.3.2 Actifs de couverture

Au Royaume-Uni, les engagements de retraite sont couverts en partie par le fond externalisé EDFG résultant de la fusion au 31 décembre 2021 des trois fonds BEGG, EEGSG et EEPS, dont la valeur actuelle s'élève à 13 124 millions d'euros au 31 décembre 2021 (11 406 millions d'euros au 31 décembre 2020).

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)	31/12/2021	31/12/2020
Actifs pour plan de retraite BEGG ⁽¹⁾	n.a.	8 585
Actifs pour plan de retraite EEGSG ⁽¹⁾	n.a.	1 585
Actifs pour plan de retraite EEPS ⁽¹⁾	n.a.	1 236
Actifs pour plan de retraite EDFG ⁽¹⁾	13 124	n.a.
ACTIFS DE COUVERTURE	13 124	11 406
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	10 %	11 %
Instruments de créances cotés (obligations)	60 %	61 %
Biens immobiliers	5 %	6 %
Trésorerie et équivalent de trésorerie	5 %	4 %
Autres	20 %	18 %

n.a. : non applicable.

⁽¹⁾ En 2021, ces 3 plans ont été fermés puis fusionnés dans un seul régime nommé « EDF Group of the ESPS » (EDFG).

Au 31 décembre 2021, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 58 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 21 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 21 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Au 31 décembre 2021, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 76 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 24 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 76 % 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 5 points de pourcentage par rapport au 31 décembre 2020.

16.3.3 Flux de trésorerie futurs

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

<i>(en millions d'euros)</i>	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	428	416
De un à cinq ans	1 847	1 769
De cinq à dix ans	2 598	2 289
À plus de dix ans	11 135	5 936
FLUX DE TRESORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	16 008	10 410

La durée moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 23,3 ans au 31 décembre 2021.

NOTE 17 AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS ÉVENTUELS

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2021			31/12/2020		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Autres provisions pour déconstruction	17.1	95	1 872	1 967	120	1 744	1 864
Autres provisions	17.2	3 245	3 570	6 815	2 675	3 630	6 305
AUTRES PROVISIONS		3 340	5 442	8 782	2 795	5 374	8 169

17.1 AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION

La répartition par société est la suivante :

<i>(en millions d'euros)</i>	EDF	EDF Energy	Edison	Framatome	Autres	Total
AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION AU 31/12/2021	770	123	188	443	443	1 967
Autres provisions pour déconstruction au 31/12/2020	772	128	172	412	380	1 864

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 2021 prend en compte les derniers éléments de devis connus intégrant la remise en état des sites de production.

Les provisions pour déconstruction intègrent notamment 161 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base en France (97 millions d'euros pour Framatome et 64 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 109 millions d'euros pour Framatome et 63 millions d'euros pour Cyclife France, en valeur de réalisation avec un taux de couverture réglementaire de 111 % pour Framatome et de 98 % pour Cyclife France (Cyclife ayant obtenu de l'autorité administrative le 22 novembre 2021 une prescription de revenir à un taux d'au moins 100% pour la clôture 2022).

17.2 AUTRES PROVISIONS

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

	31/12/2020	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements ⁽¹⁾	31/12/2021
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	801	236	(465)	-	-	13	585
Provisions pour risques fiscaux « hors IS »	166	3	(55)	(2)	(1)	1	112
Provisions pour litiges	392	68	(50)	(88)	1	4	327
Provisions pour contrats onéreux	1 890	267	(156)	(354)	1	3	1 651
Provisions liées aux dispositifs environnementaux	1 192	1 957	(1 578)	(8)	-	9	1 572
Autres provisions pour risques et charges	1 864	1 343	(549)	(163)	2	71	2 568
TOTAL	6 305	3 874	(2 853)	(615)	3	101	6 815

⁽¹⁾Les autres mouvements comprennent principalement les effets de conversion liés à l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

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 services :

- 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 services liés à l'activité gaz sont évaluées en comparant les coûts liés à l'exécution des contrats 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 2021, une provision de 1 156 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 (voir note 10.2).

La quatrième période du système de **quotas d'émission de gaz à effet de serre** de l'Union européenne (SEQUE-EU ou EU-ETS), de 2021 à 2030, est notamment caractérisée par l'atteinte des objectifs de réduction des émissions, conformément au cadre d'action 2030 en matière de climat et d'énergie et à la contribution de l'Union européenne à l'accord de Paris adopté en 2015. Il prévoit également d'accroître le rythme des réductions annuelles des quotas à 43 millions de tonnes par an.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par ce dispositif européen sont : EDF, Edison, Dalkia, PEI et Luminus. Depuis 2020, le Groupe ne bénéficie plus d'allocation gratuite de quotas.

Au 31 décembre 2021, le volume des émissions s'élève à 17 millions de tonnes (19 millions de tonnes pour l'année 2020, incluant EDF Energy).

Les émissions réelles de gaz à effet de serre s'élèvent à 380 millions d'euros au 31 décembre 2021 (260 millions d'euros au 31 décembre 2020, incluant EDF Energy), et sont comptabilisées au bilan en provision.

Le Groupe a restitué en 2021, 16 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif EU-ETS réalisées en 2020 (21 millions de tonnes restituées en 2020 au titre des émissions réalisées en 2019, incluant EDF Energy).

Avec la mise en œuvre du Brexit, le Royaume Uni ne participe plus au dispositif européen (EU-ETS) depuis avril 2021 et a mis en place son propre système d'échange (UK ETS - *Emissions Trading Scheme*). Basé sur un mécanisme d'enchère, le système UK ETS couvre les mêmes secteurs que le EU-ETS, suit globalement les mêmes règles avec un traitement comptable similaire.

En 2021, le volume des émissions d'EDF Energy est de 2 millions de tonnes (3 millions de tonnes pour 2020) se traduisant par des impacts d'émissions réelles de gaz pour 36 millions d'euros comptabilisés en provision (83 millions d'euros pour 2020).

EDF Energy a restitué en 2021, 3 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif UK-ETS réalisées en 2020 (5 millions de tonnes restituées en 2020 au titre des émissions 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 peut 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 2021 sont les suivants :

17.3.1 Contrôles fiscaux

EDF

Pour la période 2008 à 2019, EDF a reçu des propositions de rectifications relatives notamment à la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme. 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 un arrêt du 11 décembre 2020, le Conseil d'État a cassé cette décision et a renvoyé l'affaire devant cette même Cour. Par un arrêt du 17 juin 2021, la Cour a donné tort à la Société et annulé les jugements de première instance qui lui étaient favorables. En exécution de cette décision, la Société a décaissé 374 millions d'euros en juillet 2021 ainsi que 85 millions d'euros au titre des exercices 2014 et 2015. La Société a formé un pourvoi devant le Conseil d'État à l'encontre de cette décision.

Pour rappel, EDF avait inscrit dans ses comptes 2020 un passif d'impôt net d'un montant de 510 millions d'euros ramené à 41 millions d'euros à fin 2021 compte tenu notamment de ces décaissements.

Pour les exercices 2012 à 2019, l'Administration fiscale a par ailleurs 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. Par un arrêt du 25 janvier 2022, la Cour administrative d'appel de Versailles a fait droit aux arguments de la Société et annulé les décisions de première instance invalidant ainsi les redressements notifiés. Cette décision n'entraîne aucune conséquence pour les comptes 2021, la Société se verra restituer sur 2022 la totalité des montants antérieurement liquidés.

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 d'origine photovoltaïque (tarif de rachat PV) ont eu pour conséquence, un afflux considérable de demandes de raccordement auprès des Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD). 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 sur la base d'un nouveau tarif. Cet arrêté tarifaire, pris le 4 mars 2011, a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat PV. 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.

A la suite d'une question préjudicielle la Cour de Justice de l'Union européenne a considéré le 15 mars 2017 que les arrêtés des 10 juillet 2006 et 12 janvier 2010 fixant les tarifs de rachat PV constituent une aide d'État mise à exécution sans avoir été préalablement notifiée à la Commission, ce qui la rend illégale. Elle conclut qu'il revient désormais aux juridictions nationales d'en tirer toutes les conséquences.

Le 18 septembre 2019, par plusieurs arrêts de rejet intéressant tant Enedis qu'EDF, la Cour de cassation a jugé l'aide illégale car non notifiée et dès lors le préjudice des producteurs qui n'ont pas pu bénéficier de l'aide, est considéré comme n'étant pas réparable. Depuis cette date, 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'État.

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. A la suite à cet arrêt, Enedis et EDF ont assigné en avril 2017 les assureurs en vue de voir reconnaître par les tribunaux l'existence de deux sinistres sériels partiels. Ainsi, si les tribunaux constataient l'existence de deux sinistres sériels partiels, il y aurait application pour chacun d'eux d'une seule franchise et d'un seul plafond de garantie pour les réclamations ayant la même cause technique. Au regard de l'évolution favorable des dossiers devant la Cour de cassation, EDF et Enedis ont décidé de demander le « retrait du rôle » de ce dossier lors de l'audience du 17 février 2021, et ainsi suspendre la procédure pour fixer définitivement la liste des dossiers qui subsisteraient dans leur réclamation.

17.3.4 Contentieux ARENH – Force majeure

Dans le cadre de la crise sanitaire liée à la Covid-19 certains fournisseurs ont demandé au Président du Tribunal de commerce de Paris en 2020, d'ordonner en urgence la suspension totale des livraisons de volumes d'ARENH et/ou leur suspension partielle à hauteur de la baisse de consommation d'électricité de leur portefeuille de clients pendant la crise, en invoquant la clause de force majeure prévue dans l'accord-cadre ARENH conclu avec EDF.

Par ordonnances en date des 20, 26 et 27 mai 2020, le Président du Tribunal de Commerce de Paris s'est prononcé à titre provisoire sur des demandes de suspension des contrats ARENH introduites par 4 fournisseurs alternatifs (TotalEnergies, Gazel, Alpiq et Vattenfall) dans le cadre de procédures de référé. Le juge des référés a considéré que les conditions de la force majeure étaient réunies et a ordonné la suspension des livraisons pour 3 d'entre eux (TotalEnergies, Gazel, Alpiq).

EDF a fait appel des ordonnances TotalEnergies, Gazel et Alpiq. Le 28 juillet 2020, la cour d'appel de Paris a confirmé les ordonnances du Tribunal de commerce. Le 24 septembre 2020, EDF s'est pourvu en cassation. Seul TotalEnergies demeure partie à l'instance.

En parallèle, EDF avait notifié à titre conservatoire le 2 juin 2020 la résiliation des contrats ARENH la liant aux fournisseurs d'énergie Alpiq, Gazel et TotalEnergies. Par une ordonnance en date du 1^{er} juillet 2020, le Président du Tribunal de Commerce de Paris a considéré que la résiliation d'EDF était dépourvue d'effet. EDF a fait appel de cette décision. Le 19 novembre 2020, la Cour d'appel de Paris a infirmé l'ordonnance du Tribunal de commerce et dit n'y avoir lieu à référé rétablissant ainsi les effets de la résiliation.

En outre, une procédure en référé a été introduite fin septembre 2020 par Ohm Energie visant à obtenir cette fois-ci la suspension des paiements dus au titre de la livraison de volumes ARENH, qui a été poursuivie par EDF de manière illicite selon elle, 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 Énergie.

Parallèlement, sept procédures au fond ont été initiées à ce jour, par des fournisseurs alternatifs 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. Il s'agit de : Hydroption, Vattenfall, Priméo Energie Grands Comptes et Priméo Energie Solutions, Arcelor Mittal Energy, Plüm Energy et Entreprises et Collectivités, TotalEnergies et Ekwateur.

Le 13 avril 2021, le Tribunal de commerce de Paris a rendu un premier jugement au fond dans l'affaire Hydroption, condamnant EDF à lui verser 5,88 millions d'euros de dommages et intérêts. Il a considéré que les conditions de la force majeure étaient réunies et conclu qu'EDF avait commis une faute contractuelle engageant sa responsabilité en n'arrêtant pas la livraison des volumes comme l'avait demandé Hydroption. Le 15 octobre 2021, la Cour d'appel de Paris a infirmé le jugement du Tribunal de commerce en ce qu'il avait retenu la responsabilité d'EDF et l'avait condamnée à verser les dommages et intérêts à Hydroption, considérant que la cause exonératoire de la force majeure n'était pas démontrée et qu'EDF n'était pas tenue de satisfaire à la demande de suspension du contrat. Le 2 décembre 2021, le Tribunal de commerce de Toulon a prononcé la liquidation judiciaire de la société Hydroption SAS. Le liquidateur ne s'est pas pourvu en cassation.

Le 30 novembre 2021, le Tribunal de commerce de Paris a rendu deux nouveaux jugements au fond dans les affaires TotalEnergies et Ekwateur condamnant EDF à leur verser des dommages et intérêts représentant plusieurs dizaines de millions d'euros au total.

Les autres procédures sont en cours.

17.3.5 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 pénales, 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. Puis, la Province a également ordonné à Edison SpA, considéré comme responsable de la pollution, 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'État Italien. Après le rejet en avril 2020 du recours formé par Edison devant le Conseil d'État, Edison considérant cette décision comme inéquitable et illégale a requis son annulation devant la Cour de cassation, le Conseil d'État et la Cour européenne des droits de l'Homme (CEDH). La procédure devant le Conseil d'État et la Cour de Cassation ont été rejetées, celles devant la CEDH se poursuit.

Edison a cependant commencé des travaux de sécurisation du site en accord avec les Pouvoirs Publics. En particulier, Il a finalisé les mesures de prévention (couverture) des zones polluées, réactivé le système de pompage et de stockage des eaux peu profondes et réalisé de nouvelles inspections en profondeur des sols. La société également a récemment soumis au ministère de l'Environnement le dossier en vue de la première phase de l'assainissement de l'environnement concernant l'élimination et la gestion des déchets.

Le 11 juin 2021, le Conseil d'État a publié un arrêt par lequel il a rejeté le recours du ministère de l'Environnement contre la décision du TAR des Abruzzes concernant l'annulation de l'attribution à la société belge Dec Deme du contrat intégré relatif aux interventions d'assainissement dans ces zones.

Edison, qui avait déjà commencé les travaux susmentionnés pour sécuriser et assainir ces zones en vertu de la sentence du Conseil d'État d'avril 2020, discute actuellement de l'assainissement et de l'élimination des déchets relevant de sa compétence avec les organismes en charge.

- 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, les procédures sont en cours. Dans l'attente du jugement, Edison a conclu un accord transitoire avec les propriétaires actuels pour la définition des modalités de reprise de la gestion des centrales existantes et des activités d'assainissement ;
- 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.

Fin juin 2021, la sentence du Tribunal arbitral, faisant largement droit aux demandes de Solvay Specialty Polymers Italy en relation avec les garanties environnementales consenties par Montedison dans le cadre du contrat de vente de la société Ausimont, signé en 2001, a condamné Edison à verser une indemnisation d'un montant de 91 millions d'euros pour la période allant de mai 2002 (date de clôture) à décembre 2016.

L'appel d'Edison devant le Tribunal fédéral suisse de Lausanne a été rejeté en janvier 2022. La procédure d'exécution de la sentence est maintenant en cours devant la Cour d'appel de Milan.

Enfin, le Tribunal arbitral a reporté la quantification des dommages subis par Solvay Specialty Polymers Italy pour la période postérieure à décembre 2016 et des honoraires d'avocat supportés par les parties à une phase ultérieure de l'arbitrage, sauf accord amiable des parties. La sentence est accompagnée d'une opinion dissidente de l'un des membres du Tribunal arbitral.

- 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 avec la phase d'instruction probatoire.

Mantoue - procédure environnementale et pénale

Procédure pénale

Le ministère public de Mantoue a décidé d'engager des procédures pénales à l'encontre de certains dirigeants exécutifs travaillant ou ayant travaillé pour Edison depuis 2015 et de certains représentants légaux d'Edison, sur le fondement du « décret législatif » 231 de 2001 et en raison d'infractions environnementales prétendues qui seraient intervenues dans certaines zones de l'usine pétrochimique de Mantoue. Ces ordonnances de la province de Mantoue ont été confirmées par l'arrêt du Conseil d'État d'avril 2020, et décrites ci-dessous. La procédure est en cours.

L'usine pétrochimique de Mantoue - dont Edison (en tant que successeur de Montedison) n'est ni propriétaire ni gestionnaire depuis 1990 - a fait l'objet d'un programme complexe et de grande ampleur d'activités d'assainissement et de restauration de l'environnement qui a également porté sur tous les domaines sur lesquels le ministère public a décidé d'engager une procédure. Le groupe ENI a initié la réalisation de ce programme. Depuis le transfert en juin dernier à Edison des projets d'assainissement opérationnels suite à l'arrêt du Conseil d'État susmentionné, Edison réalise un grand nombre de ces derniers.

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 ENI et le ministère de l'Environnement 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 Italien qui a rejeté le recours d'Edison dans un arrêt du 1^{er} avril 2020 confirmant les décisions de première instance. Edison a introduit un recours devant la CEDH contre cette décision, et la procédure est en cours. Comme indiqué ci-dessus, Edison a cependant déjà entamé des activités de remédiation sur le site, prenant le relais des opérateurs précédents en procédant notamment à une série d'appels d'offres.

17.3.6 Enquêtes de l'Autorité de la concurrence (ADLC) en France

Le groupe EDF fait actuellement l'objet de quatre procédures devant l'Autorité de la concurrence.

La première, relative aux pratiques commerciales d'EDF et de certaines de ses filiales sur les marchés de services énergétiques, fait suite à une plainte déposée le 17 octobre 2016 par la société Xélan. À la suite du dépôt de cette plainte, l'Autorité de la concurrence a procédé les 22 et 23 novembre 2016 à des opérations de visite et de saisies dans les locaux d'EDF et de plusieurs de ses filiales. Cette procédure est toujours en cours d'instruction.

La deuxième procédure fait suite à une plainte déposée par Engie le 19 juin 2017 portant sur les pratiques commerciales d'EDF en matière de fourniture au détail d'électricité et de gaz, et notamment sur les conditions dans lesquelles EDF a donné accès à son fichier de clients aux tarifs réglementés Vert et Jaune à compter de fin 2015, dans le cadre de l'extinction de ces derniers, aux fournisseurs d'électricité qui en faisaient la demande. Les pièces saisies dans le cadre des opérations de visite et de saisies de novembre 2016 ont été versées dans la procédure Engie. EDF, Dalkia, Dalkia Smart Building, Citelum et Cham ont reçu le 27 mai 2021 une notification de griefs de l'Autorité de la concurrence portant sur les marchés de la fourniture au détail d'électricité et de gaz, des services de gestion et de maintenance multi-techniques et d'optimisation énergétique, et des actions de maîtrise de l'énergie conduisant à la délivrance de Certificats d'économie d'énergie. Une décision de l'ADLC est attendue suite à la tenue d'une séance devant le collège de l'Autorité en novembre 2021.

La troisième procédure fait suite à une saisine d'office de l'ADLC en date du 4 novembre 2019. Elle porte sur la constitution d'un partenariat dans le domaine de l'exploitation de réseaux de chaleur. EDF, Dalkia, Electricité de Strasbourg, ES Services Energétiques et EDEV ont reçu le 3 mai 2021 une notification de griefs, à laquelle les entreprises ont répondu le 16 juillet 2021. La procédure contradictoire se poursuivra en 2022.

La quatrième procédure, relative à la politique de prix d'EDF pour ses offres de fourniture d'électricité aux clients non résidentiels dont la puissance de raccordement est inférieure à 36 kVa, fait suite à une plainte de la société Plüm Énergie en date du 14 septembre 2020. Cette plainte était assortie d'une demande de mesures conservatoires destinée à faire intervenir l'Autorité en urgence. Le 18 février 2021, l'Autorité a rejeté la demande de mesures conservatoires de Plüm. La procédure au fond est toujours en cours.

Enfin, l'ADLC a, par une décision en date du 18 janvier 2022, rejeté la plainte ainsi que la demande de mesures conservatoires introduites à son encontre par l'ANODE (Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Energie). Cette plainte était relative au refus opposé par EDF de maintenir l'accès à la base de données des clients non résidentiels concernés par la fin des TRVE Bleus et ayant basculé automatiquement, au 31 décembre 2020, vers un contrat de sortie de tarif. L'ADLC a toutefois considéré que les faits invoqués par l'ANODE n'étaient pas appuyés d'éléments suffisamment probants pour étayer l'existence des pratiques dénoncées. La décision de l'Autorité est susceptible de faire l'objet d'un appel dans un délai d'un mois à compter de sa notification aux parties.

Si l'Autorité de la concurrence devait, au terme de son instruction au fond dans une de ces procédures, conclure à l'existence d'une pratique anticoncurrentielle, elle pourrait être conduite à prononcer, notamment, une sanction financière. En application des dispositions de l'article L. 464-2 du Code de commerce, le montant maximum potentiel des sanctions s'élève à 10 % du chiffre d'affaires mondial hors taxes du Groupe.

Une provision est comptabilisée à ce titre au 31 décembre 2021.

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 :

(en millions d'euros)	31/12/2021			31/12/2020		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	10 519	5 810	16 329	13 044	5 696	18 740
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	37	253	290	34	228	262
Titres en juste valeur en résultat	2 855	25 369	28 224	2 556	22 807	25 363
Titres de dettes ou de capitaux propres	13 411	31 432	44 843	15 634	28 731	44 365
Dérivés de transaction – Juste valeur positive	20 061	-	20 061	5 038	-	5 038
Dérivés de couverture – Juste valeur positive	4 522	5 388	9 910	1 625	3 814	5 439
Prêts et créances financières ⁽¹⁾	1 943	18 789	20 732	1 235	15 070	16 305
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	39 937	55 609	95 546	23 532	47 615	71 147

⁽¹⁾Dont dépréciation pour (299) millions d'euros au 31 décembre 2021 ((432) millions d'euros au 31 décembre 2020).

L'augmentation de la juste valeur positive des dérivés de transaction (+15,0 milliards d'euros) s'explique par la hausse de la valeur des instruments dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de *trading*, principalement en lien avec l'évolution des prix de marché des commodités observée en 2021 et dans une moindre mesure avec l'augmentation des volumes contractés.

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 2 597 millions d'euros au 31 décembre 2021 (2 441 millions d'euros au 31 décembre 2020).

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

(en millions d'euros)	31/12/2021				31/12/2020
	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	6 299	-	24 714	31 013	28 398
Actifs liquides	9 927	-	2 810	12 737	15 028
Autres actifs ⁽¹⁾	103	290	700	1 093	939
TOTAL	16 329	290	28 224	44 843	44 365

⁽¹⁾Participations détenues dans des entreprises non consolidées.

Variation des titres de dettes ou de capitaux propres

(en millions d'euros)	31/12/2020	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2021
Titres en juste valeur en OCI recyclable	18 740	(2 357)	(276)	7	178	37	16 329
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	262	6	16	1	1	4	290
Titres en juste valeur en résultat	25 363	(338)	3 200	55	15	(71)	28 224
TITRES DE DETTES OU DE CAPITAUX PROPRES	44 365	(2 689)	2 940	63	194	(30)	44 843

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 :

(en millions d'euros)	2021			2020		
	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	(202)	-	42	224	-	162
Actifs liquides	(81)	-	21	(29)	-	13
Autres titres	-	15	-	-	(34)	-
TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES⁽³⁾	(283)	15	63	195	(34)	175

⁽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 (346) millions d'euros dont (244) millions d'euros au titre des actifs dédiés sur l'exercice 2021 et pour 20 millions d'euros dont 62 millions d'euros au titre des actifs dédiés sur l'exercice 2020.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2021.

18.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2021	31/12/2020
Créances à recevoir du NLF	15 986	13 034
Autres prêts et créances financières	4 746	3 271
PRETS ET CREANCES FINANCIÈRES	20 732	16 305

Au 31 décembre 2021, 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 15 986 millions d'euros au 31 décembre 2021 (13 034 millions d'euros au 31 décembre 2020), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent, tels qu'exposés en note 15.2 ;
- les autres prêts et créances financières intègrent notamment :
 - le surfinancement du plan de retraite EDFG d'EDF Energy pour un montant de 2 733 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 1 725 millions d'euros au 31 décembre 2020 (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 282 millions d'euros au 31 décembre 2021 (263 millions d'euros au 31 décembre 2020) 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, au Royaume-Uni et en Amérique du Nord, pour un montant de 525 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 382 millions d'euros au 31 décembre 2020.

Variation des prêts et créances financières

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2020	Variations nettes	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2021
Prêts et créances financières	16 305	137	943	(19)	1 140	2 226	20 732

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 du plan de retraite EDFG 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 :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2021	31/12/2020
Disponibilités	9 178	5 832
Équivalents de trésorerie	741	438
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	9 919	6 270

Restrictions de trésorerie

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restrictions de 198 millions d'euros au 31 décembre 2021 (242 millions d'euros au 31 décembre 2020) (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 :

(en millions d'euros)	31/12/2021			31/12/2020		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	54 334	15 072	69 406	54 066	11 525	65 591
Dérivés de transaction – Juste valeur négative ⁽¹⁾	-	22 027	22 027	-	5 125	5 125
Dérivés de couverture – Juste valeur négative ⁽¹⁾	2 209	7 915	10 124	1 833	959	2 792
PASSIFS FINANCIERS	56 543	45 014	101 557	55 899	17 609	73 508

⁽¹⁾Voir note 18.7.

L'augmentation de la juste valeur négative des dérivés de transaction (+16,9 milliards d'euros) s'explique par la hausse de la valeur des instruments dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de *trading*, principalement en lien avec l'évolution des prix de marché des commodités observée en 2021 et dans une moindre mesure avec l'augmentation des volumes contractés.

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	Dettes liées à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
Soldes au 31/12/2020	50 196	3 297	6 571	4 307	1 220	65 591
Augmentations	1 867	938	4 135	764	119	7 823
Diminutions	(3 426)	(769)	(422)	(729)	(188)	(5 534)
Écarts de conversion	531	77	201	50	1	860
Mouvements de périmètre	-	148	(26)	(2)	-	120
Variations de juste valeur	74	1	(19)	-	-	56
Autres mouvements ⁽¹⁾	-	(2)	552	(53)	(7)	490
SOLDES AU 31/12/2021	49 242	3 690	10 992	4 337	1 145	69 406

⁽¹⁾ Les autres mouvements comprennent le reclassement au 1^{er} janvier 2021 des positions débitrices relatives aux appels de marge sur dérivés, précédemment nettes au sein des autres dettes financières, pour un montant de 281 millions d'euros ainsi que l'engagement de rachat de titres subordonnés à durée indéterminée pour un montant de 267 millions d'euros (voir note 14.4.1).

Les principales opérations réalisées sur 2021 concernant les **emprunts obligataires** sont :

- l'émission d'obligations sénior en novembre 2021 pour un montant brut de 1,8 milliard d'euros (voir note 18.3.2.2) ;
- les remboursements obligataires de 3,4 milliards d'euros intervenus sur la période dont 2,0 milliards d'euros en janvier 2021 et 1,4 milliard d'euros en avril 2021.

Au 31 décembre 2021, les **autres dettes financières** d'EDF incluent notamment des titres de créances négociables (TCN) pour un montant de 5 117 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 1 695 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	Dettes liées à l'obligation locative	Dénouements des dérivés de couverture de dettes	31/12/2021
Émissions d'emprunts	1 867	938	4 135	-	3	6 943
Remboursements d'emprunts	(3 426)	(769)	(422)	(729)	186	(5 161)

18.3.2.2 Principaux emprunts du Groupe

Au 31 décembre 2021, 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	01/2012	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 %
Obligataire	EDF	01/2010	01/2040	850	USD	5,60 %
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	700	USD	6,00 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

⁽¹⁾Date de réception des fonds.

Au 31 décembre 2021, 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
Obligataire (<i>green bond</i>)	EDF	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN (<i>green bond</i>)	EDF	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00 %
Euro MTN (<i>green bond</i>)	EDF	11/2021	11/2033	1 850	EUR	1,00 %

Le 23 novembre 2021, le Groupe a levé 1,75 milliard d'euros d'obligations sénior à échéance au 29 novembre 2033 avec un coupon fixe de 1 %.

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	Devises	Taux
OCEANes Vertes	EDF	09/2020	09/2024	2 400	EUR	0 %

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.

Le ratio de conversion et/ou d'échange des obligations était 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. Lors de la distribution du dividende aux actionnaires d'EDF au titre de l'année 2020, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,018 action Électricité de France par OCEANE à compter du 7 juin 2021. Puis, lors du versement de l'acompte sur dividende au titre de l'année 2021, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,042 action Électricité de France par OCEANE à compter du 2 décembre 2021.

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.

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	Dettes liées à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	2 845	512	10 270	654	790	15 071
Entre un et cinq ans	11 039	1 877	335	2 071	122	15 444
À plus de cinq ans	35 358	1 301	387	1 612	233	38 891
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2021	49 242	3 690	10 992	4 337	1 145	69 406

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

(en millions d'euros)	31/12/2021				31/12/2020
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
FLUX DE TRÉSORERIE CONTRACTUELS NON ACTUALISÉS	4 899	722	2 217	1 960	4 883

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 2021

(en millions d'euros)	31/12/2021					
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture		
	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette	
Emprunts libellés en euro (EUR)	38 003	55 %	11 119	49 122	71 %	
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	18 128	26 %	(12 910)	5 218	7 %	
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	10 018	14 %	2 410	12 428	18 %	
Emprunts libellés dans d'autres devises	3 257	5 %	(619)	2 638	4 %	
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	69 406	100 %	-	69 406	100 %	

Au 31 décembre 2020

<i>(en millions d'euros)</i>	31 /12/2020				
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	
	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 FINANCIÈRES	65 591	100 %	-	65 591	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.

Dans le cadre de la réforme des taux interbancaire de référence (voir note 1.2.1), le montant des emprunts à taux variables indexés sur le LIBOR USD qui n'ont pas encore « basculés » s'élèvent à 224 millions d'euros avant incidence des instruments dérivés et à 17 millions d'euros après prise en compte de ceux-ci.

Au 31 décembre 2021

<i>(en millions d'euros)</i>	31 /12/2021				
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	
	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts à taux fixe	64 335	93 %	(15 434)	48 901	70 %
Emprunts à taux variable	5 071	7 %	15 434	20 505	30 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	69 406	100 %	-	69 406	100 %

Au 31 décembre 2020

<i>(en millions d'euros)</i>	31 /12/2020				
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	
	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 FINANCIÈRES	65 591	100 %	-	65 591	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.

Quatre 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 2021 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 CO₂, 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 CO₂ 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 20.3.3).

Le 23 décembre 2021, EDF a annoncé la syndication d'une nouvelle facilité de crédit renouvelable de 1,5 milliard d'euros avec une maturité initiale de trois ans dont le coût sera indexé sur quatre indicateurs de performance ("KPI") ESG du Groupe, et particulièrement sous l'angle de sa responsabilité sociale.

Cette nouvelle ligne de crédit à laquelle participent 9 banques relationnelles européennes et nord-américaines réaffirme le rôle central des outils de finance durable dans la stratégie de financement d'EDF.

Au 31 décembre 2021, le Groupe dispose ainsi de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 13 039 millions d'euros (11 110 millions d'euros au 31 décembre 2020) incluant 9 348 millions d'euros au titre des lignes indexées sur des critères ESG.

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2021				31/12/2020
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
LIGNES DE CREDIT CONFIRMÉES	13 039	1 719	10 899	421	11 110

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 2021

(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	1 889	1 889	3	1 413	473
Titres de dettes	42 954	42 954	2 607	40 225	122
Dérivés de couverture	9 910	9 910	153	9 757	-
Dérivés de transaction	20 061	20 061	249	19 349	463
Equivalents de trésorerie	741	741	34	707	-
Actifs financiers à la juste valeur	75 555	75 555	3 046	71 451	1 058
Créances à recevoir du NLF	15 986	15 986	-	15 986	-
Autres prêts et créances financières	4 746	4 746	-	4 746	-
Actifs financiers au coût amorti	20 732	20 732	-	20 732	-
Dérivés de couverture	10 124	10 124	4	10 120	-
Dérivés de transaction	22 027	22 027	322	21 216	489
Passifs financiers à la juste valeur	32 151	32 151	326	31 336	489
Emprunts et dettes financières	69 406	78 114	-	78 114	-
Passifs financiers au coût amorti	69 406	78 114	-	78 114	-

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 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.

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.

▪ 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

Le groupe EDF opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production et de commercialisation. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émissions de CO₂, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

▪ 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, ainsi que des contrats de matières premières, 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, taux et prix).

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	31/12/2021	31/12/2020
Juste valeur positive des dérivés de couverture	18.1.1	9 910	5 439
Juste valeur négative des dérivés de couverture	18.3.1	(10 124)	(2 792)
JUSTE VALEUR DES DERIVES DE COUVERTURE		(214)	2 647
Juste valeur positive des dérivés de transaction	18.1.1	20 061	5 038
Juste valeur négative des dérivés de transaction	18.3.1	(22 027)	(5 125)
JUSTE VALEUR DES DERIVES DE TRANSACTION		(1 966)	(87)

La juste valeur des dérivés de couverture et de transaction par nature de risque couvert se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2021	31/12/2020
Instruments dérivés de couverture de taux	18.7.2	3 613	3 149
Instruments dérivés de couverture de change	18.7.3	407	(733)
Instruments dérivés de couverture de matières premières	18.7.4	(4 234)	231
JUSTE VALEUR DES DERIVES DE COUVERTURE		(214)	2 647
Instruments dérivés de transaction de taux	18.7.2	(27)	(25)
Instruments dérivés de transaction de change	18.7.3	(45)	4
Instruments dérivés de transaction de matières premières	18.7.4	(1 894)	(66)
JUSTE VALEUR DES DERIVES DE TRANSACTION		(1 966)	(87)

La juste valeur des dérivés de couverture par type de couverture et par objectif se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2021	31/12/2020
Couverture de juste valeur des emprunts et dettes		3 148	3 724
Couverture de flux de trésorerie des emprunts et dettes		614	(1 738)
Sous-total	19.2	3 762	1 986
Couverture de juste valeur de contrats de matières premières		(492)	6
Couverture de flux de trésorerie de contrats de matières premières		(3 564)	170
Sous-total		(4 056)	176
Couverture de situations nettes à l'étranger		94	280
Couverture de juste valeur des actifs dédiés		(14)	205
JUSTE VALEUR DES DERIVES DE COUVERTURE		(214)	2 647

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 :

(en millions d'euros)	Notionnel au 31/12/2021			Notionnel au 31/12/2020		Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2021	31/12/2020
Payeur fixe/receveur variable	47	1 317	4 540	5 904	5 923	264	(144)
Payeur variable/receveur fixe	1 659	5 682	13 648	20 989	20 678	2 976	4 143
Variable/variable	-	1 021	1 413	2 434	2 308	69	3
Fixe/fixe	60	638	8 668	9 366	9 598	304	(853)
Swaps de taux	1 766	8 658	28 269	38 693	38 507	3 613	3 149
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	1 766	8 658	28 269	38 693	38 507	3 613	3 149
Achats d'options	-	-	518	518	515	-	8
Swaps de taux	398	328	280	1 006	1 124	(27)	(33)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE TAUX	398	328	798	1 524	1 639	(27)	(25)

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 2021 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2021				Notionnel à livrer au 31/12/2021				Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2021	
Change à terme	3 251	652	-	3 903	3 273	629	-	3 902	-	
Swaps	23 421	6 506	17 195	47 122	23 362	6 311	16 921	46 594	406	
Options	553	119	-	672	556	113	-	669	1	
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	27 225	7 277	17 195	51 697	27 191	7 053	16 921	51 165	407	
Change à terme	7 003	7 872	-	14 875	6 982	7 772	-	14 754	84	
Swaps	24 729	4 018	263	29 010	24 810	4 048	257	29 115	(128)	
Options	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE CHANGE	31 732	11 890	263	43 885	31 792	11 820	257	43 869	(44)	

Au 31 décembre 2020 :

(en millions en euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2020				Notionnel à livrer au 31/12/2020				Juste valeur 31/12/2020
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
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

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 CO₂, 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 :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2021				Juste valeur	31/12/2020	
		Notionnels nets					Notionnels nets	Juste valeur
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total			
Électricité	Térawattheures	(22)	(9)	-	(31)	(3 808)	(25)	35
Gaz	Millions de therms	738	205	-	943	(925)	2 131	102
Produits pétroliers	Milliers de barils	4 763	9 334	-	14 097	166	9 610	18
CO ₂	Milliers de tonnes	3 147	4 077	-	7 224	333	7 925	76
Charbon et fret	Millions de tonnes	-	-	-	-	-	(1)	-
INSTRUMENTS DERIVES DE COUVERTURE LIES AUX MATIÈRES PREMIÈRES						(4 234)		231

Au 31 décembre 2021, la juste valeur négative des instruments dérivés de couverture sur les matières premières de (4,2) milliards d'euros s'explique principalement par la hausse du *spread* prix de marché / prix d'exercice contractuel sur les instruments de couverture d'électricité, et dans une moindre mesure sur les instruments de couverture de gaz, compte tenu de la hausse des prix des commodités observée en 2021 et plus particulièrement en fin d'année.

Ces éléments expliquent également l'écart de juste valeur observée entre 2021 et 2020, qui concerne essentiellement les couvertures prises pour les secteurs France Production et Commercialisation, le Royaume-Uni et l'Italie.

Les instruments dérivés de transaction liés aux matières premières se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2021		31/12/2020	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Électricité	Térawattheures	(111)	(1 719)	(174)	(380)
Gaz	Millions de therms	47 423	630	(6 803)	310
Produits pétroliers	Milliers de barils	6 812	17	24 301	58
CO ₂	Milliers de tonnes	(7 880)	(628)	3 355	(55)
Charbon et fret	Millions de tonnes	-	(48)	1	(7)
Autres matières premières		-	(146)	-	8
INSTRUMENTS DERIVES DE TRANSACTIONS LIES AUX MATIERES PREMIERES			(1 894)		(66)

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 :

	2021			2020		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité
<i>(en millions d'euros)</i>						
Couverture de taux	(98)	-	-	(24)	-	-
Couverture de change	2 684	720	(38)	(850)	51	13
Couverture d'investissement net à l'étranger	(1 078)	(405)	-	661	-	-
Couverture de matières premières	(7 356)	(2 198)	(2)	644	430	(14)
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE⁽³⁾	(5 848)	(1 883)	(40)	431	481	(1)

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

⁽²⁾+ / (-) : augmentation / (diminution) du résultat part du Groupe.

⁽³⁾Hors entreprises associées et coentreprises.

La variation brute de juste valeur des instruments financiers de couverture en capitaux propres part du Groupe, y compris effet du recyclage, est de (3 965) millions d'euros en 2021 (et de (50) millions d'euros en 2020).

Elle s'explique en 2021 par la variation brute de juste valeur des couvertures d'investissements nets à l'étranger pour un montant de (673) millions d'euros (montant de 661 millions d'euros en 2020) et des autres couvertures de taux, change et matières premières pour un montant de (3 292) millions d'euros (montant de (711) millions d'euros en 2020) – voir l'état du résultat global consolidé.

Pour les couvertures de matières premières, le montant transféré en EBE (Excédent brut d'exploitation) en 2021 pour (2 198) millions d'euros concerne les contrats de couverture :

- d'électricité pour (1 242) millions d'euros, principalement sur le secteur Royaume-Uni et France - Activités de production et commercialisation ;
- de gaz pour (938) millions d'euros, sur le secteur France - Activités de production et commercialisation et Royaume-Uni ;
- et les autres couvertures pour (18) 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 2021

	Solde au bilan	Solde sans compensation	Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		Montant net
			Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant net comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	
<i>(en millions d'euros)</i>								
Juste valeur des dérivés – actif	29 971	3 948	70 140	(44 117)	26 023	(1 645)	(8 309)	16 069
Juste valeur des dérivés – passif	(32 151)	(5 316)	(70 952)	44 117	(26 835)	1 645	5 996	(19 194)

Au 31 décembre 2020

	Solde au bilan	Solde sans compensation	Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32			Montant net
			Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant net comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers		
<i>(en millions d'euros)</i>									
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)	

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 2021

	Notes	2021			Résultat net part du Groupe
		Brut	Impôts	Part des minoritaires	
<i>(en millions d'euros)</i>					
Résultat net					5 113
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres ⁽¹⁾	8.3	(2 804)	776	3	(2 025)
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	6	215	(66)	-	149
Pertes de valeur ⁽²⁾		872	(177)	(87)	608
- dont dépréciations des immobilisations corporelles et incorporelles	10.8.1 et 10.8.2	653	(177)	(87)	389
- dont pertes de valeur au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises	12.3	219	-	-	219
Autres éléments		1 054	(152)	(30)	872
- dont autres produits et charges d'exploitation	7	1 123	(220)	(30)	873
- dont réévaluation fiscale des actifs en Italie		-	(103)	-	(103)
- dont hausse du taux d'impôt Royaume-Uni	9.2	-	359	-	359
- dont reconnaissance d'impôts différés actifs aux États-Unis	9.2	-	(191)	-	(191)
- autres		(69)	3	-	(66)
RÉSULTAT NET COURANT					4 717

⁽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 coentreprises.

⁽²⁾ En 2021, les pertes de valeurs comprennent notamment la dépréciation des actifs de la centrale de Dungeness pour un montant de (445) millions d'euros.

Le résultat net courant s'établit à 4 717 millions d'euros à fin décembre 2021, en hausse de 2 748 millions d'euros par rapport à 2020.

Au 31 décembre 2020

(en millions d'euros)	Notes	2020			Résultat net part du Groupe
		Brut	Impôts	Part des minoritaires	
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 coentreprises	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	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 coentreprises.

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	31/12/2021	31/12/2020
Emprunts et dettes financières	18.3.2	69 406	65 591
Dérivés de couvertures des dettes	18.7.1	(3 762)	(1 986)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18.2	(9 919)	(6 270)
Titres de dettes et de capitaux propres – Actifs liquides	18.1.2	(12 737)	(15 028)
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés	3.2.1	-	(17)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		42 988	42 290

L'endettement financier net du Groupe s'élève à 42 988 millions d'euros à fin décembre 2021 (42 290 millions d'euros à fin décembre 2020). Le ratio d'endettement financier net sur EBE du Groupe s'élève à 2,39 à fin décembre 2021.

NOTE 20 DÉVELOPPEMENT DURABLE ET CLIMAT

Introduction et contexte

Depuis l'adoption de sa **raison d'être** en mai 2020, « **Construire un avenir énergétique neutre en CO₂ conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants** » et en cohérence avec sa stratégie CAP2030, le Groupe a révisé l'architecture de ses Engagements de Responsabilité Sociétale d'Entreprise (RSE). Ainsi, seize engagements construits autour de quatre enjeux : neutralité carbone et climat, préservation des ressources de la planète, bien-être et solidarités et développement responsable ont été définis. Cette grille d'analyse RSE s'applique à tous les projets en phase d'engagement afin d'assurer qu'ils soient en cohérence avec la raison d'être du Groupe.

Les comptes du Groupe intègrent les enjeux liés au changement climatique et au développement durable, au travers, comme présenté ci-après, de la mise en œuvre de sa stratégie d'investissement et de désinvestissement, 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.

Au niveau réglementaire, l'Union européenne a adopté le 10 décembre 2021 l'article 8 du règlement européen 2020-852 du 18 juin 2020 visant à établir une classification des activités économiques en fonction de leur contribution à l'atteinte d'objectifs environnementaux. Cette **réglementation dite « Taxonomie »**, s'inscrit dans la stratégie européenne de promouvoir l'émergence d'une finance durable qui contribue à l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone en 2050, en particulier en favorisant l'orientation des flux de capitaux vers les investissements durables. Applicable à compter du 31 décembre 2021, ce règlement prévoit la publication par les groupes soumis à la déclaration de performance extra-financière (DPEF) dont le groupe EDF, de trois nouveaux indicateurs : la part de chiffre d'affaires, des dépenses d'investissement et des dépenses opérationnelles associées à des activités économiques qualifiées dans un premier temps d'éligibles, puis dans un second temps d'alignées, à la Taxonomie européenne. Les textes applicables au 31 décembre 2021 ne couvrent pas une activité prépondérante du Groupe, qui est la production d'électricité à partir d'origine nucléaire ; ils ne couvrent pas non plus les activités liées au gaz naturel. Une proposition de texte d'acte délégué spécifique au nucléaire et au gaz, débattue depuis de nombreux mois, a été envoyée aux 27 États de l'Union européenne le 31 décembre 2021, avec un délai de consultation qui s'est achevé le 21 janvier 2022. Le texte définitif publié le 2 février 2022, doit faire l'objet d'une approbation ou d'un rejet par le Parlement Européen dans un délai de quatre mois.

Les résultats des travaux conduits par le Groupe relatifs à l'élaboration de ces trois indicateurs sont présentés de manière détaillée dans la section 3.8.3 « Précisions sur la taxonomie » de la déclaration de la performance extra-financière du Groupe publiée dans le Document d'enregistrement universel 2021.

20.1 DÉPENSES RÉGLEMENTAIRES

Les cadres réglementaires et principes comptables relatifs aux 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 respectivement en notes 5.4.3, 10.2 et 17.2.

20.1.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

Dispositif européen (EU-ETS)

Le système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre de l'Union européenne (SEQE-UE ou EU-ETS) vise à lutter contre le changement climatique et à réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Ce dispositif, appliqué dans tous les pays de l'Union européenne, 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 scope 1, telles que les émissions directes de gaz à effet de serre associées à la production du bien qu'elle commercialise (électricité, chaleur, acier, papier...). En cas de déficit, l'entreprise s'expose à des pénalités (110 € par tonne de CO₂ 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.

Le cadre législatif pour la quatrième période (2021-2030) a été renforcé afin d'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'Union européenne à l'accord de Paris adopté en 2015 (objectif de réduction global de - 40 %/1990 pour l'Union européenne)¹. Il prévoit notamment d'accroître le rythme des réductions annuelles des quotas à 43 millions de tonnes par an (correspondant à 2,2 % des allocations 2010).

Par ailleurs, la Commission européenne a présenté, le 14 juillet dernier, un ensemble de propositions législatives « *Fit for 55* », visant à rapprocher l'Union Européenne de son objectif rehaussé de diminution des émissions de CO₂ d'au-moins 55 % (par rapport aux niveaux de 1990) à l'horizon 2030. A l'issue d'un processus de négociation, au sein des institutions européennes, qui devrait durer entre 12 et 18 mois, le système des quotas devrait évoluer.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de ce dispositif européen sont : EDF, Edison, Dalkia, PEI et Luminus.

Depuis 2020, le Groupe ne bénéficie plus d'allocation gratuite de quotas.

Au 31 décembre 2021, le volume des émissions s'élève à 17 millions de tonnes (19 millions de tonnes pour l'année 2020, incluant EDF Energy).

Les émissions réelles de gaz s'élèvent à 380 millions d'euros au 31 décembre 2021 (260 millions d'euros au 31 décembre 2020, incluant EDF Energy), et sont comptabilisées au bilan en provision.

Le Groupe a restitué en 2021, 16 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif EU-ETS réalisées en 2020 (21 millions de tonnes restituées en 2020 au titre des émissions 2019, incluant EDF Energy).

Dispositif britannique (UK-ETS)

Avec la mise en œuvre du Brexit, le Royaume Uni ne participe plus au dispositif européen (EU-ETS) depuis avril 2021 et a mis en place son propre système d'échange (UK ETS - *Emissions Trading Scheme*). Basé sur un mécanisme d'enchère, le système UK ETS couvre les mêmes secteurs que le EU-ETS, suit globalement les mêmes règles avec un traitement comptable similaire.

En 2021, le volume des émissions d'EDF Energy est de 2 millions de tonnes (3 millions de tonnes pour 2020) se traduisant par des impacts d'émissions réelles de gaz pour 36 millions d'euros comptabilisés en provision (83 millions d'euros pour 2020).

EDF Energy a restitué en 2021, 3 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif UK-ETS réalisées en 2020 (5 millions de tonnes restituées en 2020 au titre des émissions 2019).

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 2021, une provision de 1 156 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.

Bien que le Royaume-Uni ne fasse plus partie de l'Union européenne, celui-ci est toujours concerné par le dispositif.

¹ La trajectoire d'allocation actuelle de l'EU-ETS ne tient pas encore compte des modifications qui interviendront dans le cadre du paquet *Fit For 55*.

20.1.3 Certificats d'économie d'énergie (CEE)

Le Groupe est engagé dans toutes ses filiales dans un processus de maîtrise de la consommation d'énergie au travers de différentes mesures développées par la législation, sous l'égide de directives communautaires ou réglementations nationales.

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 excèdent 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 ».

Initialement prévue sur la période 2018-2020, la quatrième période a été prolongée d'un an (loi n°2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat) (voir note 5.4.3). La 4^e période d'obligation (2018 -2021) s'est achevée le 31 décembre 2021. Le décret n°2021-712 relatif à la 5^e période des CEE (2022 à 2025) est paru au Journal officiel le 5 juin 2021.

Malgré le fort relèvement en 4^e période du niveau d'obligation d'économies d'énergie, le groupe EDF est en ligne pour réaliser son obligation d'ici l'arrêté des comptes CEE par l'administration au titre de cette quatrième période et même démarrer la 5^e période (1^{er} janvier 2022- 31 décembre 2025) avec de l'avance en stock. 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 en 2021 la réalisation de 222 000 opérations de rénovations, le financement de programmes CEE approuvés par l'État et les achats de Certificats d'économie d'énergie à des acteurs éligibles.

Au Royaume-Uni, de façon volontaire, 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.

20.2 ÉVALUATION DES ACTIFS ET PASSIFS

20.2.1 Provisions pour risques et charges intégrant des enjeux 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 2021, les provisions liées aux dispositifs environnementaux s'élèvent à 1 572 millions d'euros au 31 décembre 2021 (1 192 millions d'euros au 31 décembre 2020), 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 Évaluation 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).

Le Groupe contrôle et opère des actifs de production d'électricité d'origine thermique (gaz, charbon, fioul) principalement en France et en Italie, dans une moindre mesure au Brésil, ou encore en Belgique et de façon désormais très marginale en Angleterre (depuis la cession de West Burton B en 2021, voir note 3.1). La valeur nette comptable des actifs concernés est de 5,0 milliards d'euros au 31 décembre 2021, dont 4,1 milliards d'euros en France et 0,8 milliard d'euros en Italie.

En France continentale, la production d'électricité générée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques (CCGT ; TAC ; Charbon - représentant une valeur nette comptable de 1,9 milliard d'euros) a représenté en 2021 environ 2,59 % de sa production totale d'électricité. Ces moyens de production fonctionnant en semi-base et pointe sont sollicités de façon variable tout au long de l'année, et permettent en situation d'équilibre offre-demande tendue de jouer un rôle significatif vis-à-vis de la sécurité du système.

En conséquence de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) qui prévoit la fin du fonctionnement des centrales charbon, la centrale charbon du Havre (0.6 GW) a été fermée le 1^{er} avril 2021 (voir note 10.3) et, la date de fin d'activité de la centrale de Cordemais est prévue pour 2026 au plus tard.

S'agissant des cycles combinés au gaz naturel (Blénod, Martigues, Bouchain), EDF met en œuvre une modernisation de son parc permettant d'en réduire les émissions atmosphériques de CO₂, d'oxydes d'azote et d'oxydes de soufre, la centrale de Bouchain notamment présentant des émissions de CO₂ de l'ordre de 360 g/kWh en moyenne.

Dans les territoires insulaires, la production électrique est principalement assurée aujourd'hui par un parc thermique fonctionnant au fioul (valeur nette comptable de 2,2 milliards d'euros) et dans une moindre mesure par de l'hydraulique et des renouvelables. Dans les territoires où la PPE le prévoit, EDF envisage d'exploiter de nouvelles centrales qui fonctionneront à la biomasse liquide ou de convertir ses centrales existantes au bioliquide.

En Italie, le parc thermique d'Edison est constitué de CCG. En cohérence avec le « Plan national pour l'énergie et le climat » qui soutient le développement de la production électrique à partir de gaz et son intégration avec la production renouvelable, Edison a initié en 2019 la construction du premier CCG de nouvelle génération sur le site de la centrale de Marghera Levante (780 MWe) et en 2020 la construction d'un projet *greenfield* de 760 MWe à Presenzano (en Campanie), utilisant la même technologie, et 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 qui devraient respectivement être mises en service en 2022 et 2023.

20.3 FINANCEMENT DURABLE

20.3.1 *Green Bonds*

Depuis 2013, le Groupe a procédé à six émissions d'obligations vertes (*Green Bonds*) pour l'équivalent de 8,7 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 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.

Le 23 novembre 2021, le Groupe a levé 1,75 milliard d'euros d'obligations sénior à échéance 2033 avec un coupon fixe de 1 %.

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 *Social Bonds (Obligations sociales hybrides)*

Le 26 mai 2021, EDF a lancé une émission d'obligations sociales hybrides à durée indéterminée libellées en euros, pour un montant nominal total de 1,25 milliard d'euros avec un coupon initial de 2,625 % et une première option de remboursement anticipé au gré d'EDF le 1^{er} juin 2028.

Les fonds levés seront dédiés aux financements de projets éligibles tels que définis dans *le Social Bond Framework* du groupe EDF. Ces projets comprennent les dépenses d'investissements engagées par EDF auprès de PME qui contribuent au développement ou à la maintenance des actifs de production ou de distribution en Europe et au Royaume-Uni. Pour se qualifier pour un financement une PME doit satisfaire trois critères : (1) un effectif de moins de 250 personnes (2) un chiffre d'affaires annuel inférieur à 50 millions d'euros ou un total de bilan inférieur à 43 millions d'euros (3) une participation au capital de la PME par un groupe égale ou inférieure à 25 %. La condition (3) rend la définition d'EDF plus stricte que celle de l'Union européenne.

La conformité du *Social Bond Framework* aux *Social Bond Principles* de l'International Capital Markets Association (ICMA) a été validée par S&P Global dans une *Second Party Opinion* publié en mai 2021. Le programme *social bond* d'EDF est cohérent avec les objectifs du Groupe et sa Responsabilité Sociale de l'Entreprise en matière de développement territorial responsable et de développement des filières industrielles.

Un reporting d'impact provisoire de ces investissements a été publié sur le site internet du groupe EDF le 10 novembre 2021.

L'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations sociales émises par EDF font l'objet d'une attestation de l'un des Commissaires aux comptes, voir partie 6.8 du Document d'enregistrement universel 2021.

Ces obligations sociales hybrides à durée indéterminée sont comptabilisées en capitaux propres (voir note 14.4).

20.3.3 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 « vert » 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 CO₂, l'utilisation par ses clients résidentiels français d'outils de suivi en ligne de leur consommation et l'électrification de sa flotte automobile.

EDF a également signé en décembre 2021 une nouvelle facilité de crédit renouvelable « sociale » de 1,5 milliard d'euros avec 9 banques avec une maturité initiale de trois ans (voir note 18.4). Le coût sera indexé sur quatre KPI axés transition juste et inclusive d'EDF, en faveur de toutes ses parties prenantes y compris les salariés, les clients, les fournisseurs et les communautés où le Groupe s'implante.

De plus, fin 2021 le Groupe a signé 15 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 3,84 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2021, les lignes de crédit renouvelables non tirées indexées (y compris les facilités de crédit syndiqués) sur les critères ESG représentent plus de 9,3 milliards d'euros, soit 72 % 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 (CO₂) 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.

20.4 INVESTISSEMENTS DÉCARBONÉS

En 2021, le Groupe a poursuivi son programme d'investissements opérationnels bruts pour un montant de 18,3 milliards d'euros composé pour 17,6 milliards d'euros d'investissements incorporels et corporels (voir notes 4 et 10.7) et pour 0,7 milliard d'investissements financiers bruts.

En 2021, près de 94 % des investissements du Groupe sont réalisés en conformité avec sa trajectoire de neutralité carbone (94% en 2020), dont 50 % d'investissements dans le secteur nucléaire (51 % en 2020). Par ailleurs, les investissements du Groupe alignés avec la Taxonomie environnementale européenne en vigueur au 31 décembre 2021 sont de 40 % (43 % au 31 décembre 2020 selon la méthode définie sur la base du rapport TEG de mars 2020), incluant notamment les investissements dans les réseaux, les installations de production d'énergies renouvelables (hydraulique, solaire, éolien) et dans certains services énergétiques (se référer à la section 3.8.3 « Précisions sur la taxonomie » de la déclaration de la performance extra-financière du Groupe publiée dans le Document d'enregistrement universel 2021).

Également, au travers de ses participations dans les nouvelles activités, EDF est acteur de la transition énergétique. La nouvelle Direction de l'Innovation et des Programmes Pulse (DIPP), créée en 2021, a pour mission de faire émerger et développer de nouveaux leviers de croissance pour le groupe EDF. Pour cela, elle s'appuie notamment sur l'investissement dans des start-up et dans des fonds de capital-risque dédiés à l'innovation (programme EDF Pulse Ventures), ainsi que sur le développement de projets d'intrapreneuriat (programme EDF Pulse Incubation). Ces dispositifs existaient sous d'autres formes auparavant et depuis une dizaine d'années, plusieurs filiales ont ainsi été créées par le Groupe, à l'instar d'Hynamics, en 2019, filiale 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 et de la mobilité lourde.

La raison d'être du Groupe se traduit également dans sa politique de gestion de son portefeuille d'actifs dédiés destiné au financement des charges nucléaires de long terme en France (37,5 milliards d'euros en valeur de réalisation au 31 décembre 2021), avec la mise en place d'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.

20.5 DÉPENSES EN FAVEUR DE LA PRÉSERVATION DE L'ENVIRONNEMENT ET DU CLIMAT

Le Groupe poursuit ses engagements pour répondre aux enjeux environnementaux, notamment à travers différentes actions mentionnées ci-dessous.

20.5.1 Dépenses de 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 2021, le budget total du groupe EDF en R&D s'élève à 661 millions d'euros. 99 % des budgets d'exploitation d'EDF R&D sont dédiés à la décarbonation et à la transition des systèmes énergétiques.

Ces budgets 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, la production et le stockage de l'énergie, l'hydrogène décarboné et ses applications pour décarboner l'économie, 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.

20.5.2 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

Engagé depuis 2006 en faveur de la biodiversité à travers une politique dédiée, l'ambition biodiversité du groupe EDF se traduit aujourd'hui dans son engagement dans deux dispositifs « Entreprises engagées pour la nature » et « act4nature international ». Ces engagements volontaires comptent une vingtaine d'actions qui portent sur la réduction de la contribution aux facteurs de pression majeurs sur la biodiversité (tels qu'identifiés par l'IPBES-équivalent du GIEC pour la Biodiversité), la recréation d'espaces et de conditions favorables à la biodiversité, le renforcement de l'amélioration des connaissances et leur partage, le renforcement de la gouvernance de la biodiversité et la sensibilisation des salariés.

Au-delà de ces engagements volontaires, le Groupe, par l'intermédiaire d'EDF Hydro et de ses activités hydroélectriques, a réalisé en France continentale entre 2013 et 2021 plus de 55 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.

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 2021, 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 3 593 salariés d'EDF SA de bénéficier de 24 683 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 des salariés volontaires, formés en interne, a permis de sensibiliser 22 000 salariés aux enjeux du dérèglement climatique.

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. A fin 2021, sa flotte de véhicules légers, actuellement de près de 45 000 véhicules au niveau mondial (principalement en Europe), est déjà électrique à plus de 17,3 % (plus de 7 750 véhicules électriques, soit plus de 2 100 véhicules électriques de plus qu'à fin 2020). 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 des offres compétitives auprès de fournisseurs automobiles ainsi qu'à des offres sur les services de recharge commercialisés par les filiales du groupe EDF.

Par ailleurs, pour l'exercice 2021, l'indicateur de déploiement de la flotte de véhicules électriques représente 20 % des critères d'intéressement d'EDF SA et 10 % des critères d'intéressement d'ENEDIS pour leurs propres flottes.

NOTE 21 ENGAGEMENTS HORS BILAN

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2021. 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.

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2021	31/12/2020
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	21.1.1	54 268	42 235
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	21.1.2	16 996	16 494
Engagements donnés liés aux opérations de financement	21.1.3	5 837	5 536
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		77 101	64 265

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 :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2021	31/12/2020
Engagements d'achats de combustible et d'énergie ⁽¹⁾	37 908	24 715
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	16 047	17 151
Engagements de location en tant que preneur	313	369
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	54 268	42 235

⁽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 2021, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021					31/12/2020
	Total	Échéances				Total
		< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	
Achats d'électricité et services associés ⁽¹⁾	24 557	4 495	6 871	4 882	8 309	10 574
Achats d'autres énergies et de matières premières ⁽²⁾	346	82	159	105	-	308
Achats de combustible nucléaire	13 005	1 585	5 620	4 337	1 463	13 833
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	37 908	6 162	12 650	9 324	9 772	24 715

⁽¹⁾Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 487 millions d'euros au 31 décembre 2021 (533 millions d'euros au 31 décembre 2020).

⁽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 au 31 décembre 2021 proviennent principalement d'EDF Energy et d'EDF. 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.

L'évolution sur l'année s'explique principalement par la hausse de 12 milliards d'euros des engagements d'achats chez EDF Energy compte tenu de l'effet de l'augmentation des prix moyens de l'électricité et des volumes engagés, notamment suite à la signature du contrat d'achat d'électricité de 15 ans avec RWE (électricité d'origine renouvelable qui sera produite à la mise en service du parc éolien *offshore* Sofia au large des côtes britanniques). Par ailleurs, l'augmentation des engagements d'achats pour 2 milliards d'euros chez EDF et Luminus s'expliquent par la hausse des volumes et des prix contractuels sur l'année.

D'autre part, 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 54 TWh pour l'exercice 2021 (59 TWh pour 2020), dont 7 TWh au titre de la cogénération (7 TWh pour 2020), 25 TWh au titre de l'éolien (31 TWh pour 2020), 11 TWh au titre du photovoltaïque (11 TWh pour 2020) et 4 TWh au titre de l'hydraulique (4 TWh pour 2020).

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 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 2021, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités.

(en milliards de mètres cubes)	31/12/2021				31/12/2020
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Edison	137	13	48	76	124
EDF	23	2	7	14	26

Contrats d'achat de gaz

Edison a conclu des contrats d'importation de gaz naturel en provenance de Russie, de Libye, d'Algérie, d'Azerbaïdjan et du Qatar, pour une fourniture totale d'un volume maximum de 13,4 milliards de mètres cubes par an et avec des durées résiduelles variant entre 1 et 23 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, 2021 puis pour l'année 2022.

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), depuis 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.

Certains de 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.

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 un contrat d'achat de GNL en provenance des États-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 2021, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021				31/12/2020
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Garanties données liées aux activités opérationnelles	8 693	3 019	2 270	3 404	9 185
Engagements sur achats d'exploitation ⁽¹⁾	7 173	4 069	2 433	671	7 720
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	181	46	73	62	246
ENGAGEMENTS DONNES LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION⁽²⁾	16 047	7 134	4 776	4 137	17 151

⁽¹⁾Hors énergies et combustibles.

⁽²⁾Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 1 928 millions d'euros au 31 décembre 2021 (1 714 millions d'euros au 31 décembre 2020).

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 2021 les garanties données liées aux activités opérationnelles concernent principalement les garanties données par EDF Renouvelables, dans le cadre de ses projets de développement, Edison et EDF.

Leur évolution s'explique essentiellement par la suppression de la garantie octroyée par le Groupe 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, suite à la renégociation des accords signés le 31 décembre 2021 et qui ont été mis en œuvre en janvier 2022, ainsi que par les nouveaux projets en développement d'EDF Renouvelables (notamment aux États-Unis) et la mise en place par Edison et Framatome de nouvelles garanties dans le cadre de leur activité opérationnelle.

21.1.1.2.1 Garanties données liées aux activités opérationnelles

Les garanties liées aux activités opérationnelles se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2021	31/12/2020
EDF Renouvelables	3 024	2 447
Edison	1 882	1 657
EDF	1 228	2 496
Framatome	1 087	573
EDF Energy	571	1 055
Autres entités	901	957
TOTAL	8 693	9 185

21.1.1.2.2 Engagements sur achats d'exploitation

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2021	31/12/2020
EDF	3 360	3 524
Framatome	1 399	1 659
Enedis	794	845
EDF Renouvelables	544	391
EDF Energy	381	591
Autres entités	695	710
TOTAL	7 173	7 720

21.1.1.3 Engagements de location en tant que preneur

Au 31 décembre 2021, les éléments constitutifs des engagements de location en tant que preneur sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2021				31/12/2020
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS DE LOCATION EN TANT QUE PRENEUR	313	55	146	112	369

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 2021 s'établit à 204 millions d'euros (191 millions d'euros au 31 décembre 2020) ;
- 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 2021 s'établit à 109 millions d'euros (178 millions d'euros au 31 décembre 2020).

21.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2021, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2021				31/12/2020
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	15 905	8 566	6 921	418	15 625
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	929	84	734	111	716
Autres engagements donnés liés aux investissements	162	128	34	-	153
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT⁽¹⁾	16 996	8 778	7 689	529	16 494

⁽¹⁾Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 194 millions d'euros au 31 décembre 2021 (212 millions d'euros au 31 décembre 2020).

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)	31/12/2021	31/12/2020
EDF	4 109	4 284
EDF Energy	6 346	5 966
Enedis	2 568	2 461
EDF Renouvelables	1 431	1 369
Framatome	520	462
Autres entités	931	1 083
TOTAL	15 905	15 625

L'augmentation des engagements donnés sur acquisitions d'actifs corporels et incorporels s'explique par une hausse des engagements d'EDF Energy (principalement effet de la forte appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro), d'Enedis (augmentation des engagements d'achats de matériel électrique et baisse des engagements liée à la fin du déploiement généralisé des compteurs Linky) et d'EDF Renouvelables (développement de nouveaux projets en Amérique, au Royaume-Uni et en France compensé par l'avancement et la mise en service de parcs solaires et éoliens, notamment aux États-Unis). Par ailleurs, la baisse des engagements chez Edison est liée à l'avancement de la construction des deux centrales électriques à cycle combiné de dernière génération à Presenzano et Marghera Levante.

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 1^{er} juillet 2018 au 31 décembre 2025.

Enfin, concernant la participation dans EDF Investissements Groupe (EIG), la société C3 (filiale à 100 % d'EDF) et la société NBI (Natixis Belgique Investissement, filiale du groupe Natixis) ont fait évoluer, le 19 décembre 2018, les accords autour de leur participation dans EIG.

Dans ce cadre, C3 dispose désormais d'une promesse unilatérale de vente des titres EIG détenus par NBI à prix fixe et exerçable à tout moment jusqu'en mai 2026. De son côté, NBI bénéficie d'une option de vente à EDF prenant la forme d'un *put* à règlement en espèces, pour la totalité de ses titres EIG, à prix fixe et exerçable sous certaines conditions entre février 2024 et mai 2025.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 32, l'option de vente de NBI et la promesse unilatérale de vente de C3 sont considérées comme des instruments dérivés dont la valeur nette est présentée en juste valeur positive ou négative des dérivés de transaction. Au 31 décembre 2021, la juste valeur de ce dérivé de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est non significative.

La hausse des engagements sur acquisition d'actifs financiers est notamment liée à la souscription d'EDF, à parts égales avec l'État, dans le fonds d'investissement « Fonds France Nucléaire » pour un montant de 50 millions d'euros chacun et qui a pour cible un investissement total de 200 millions d'euros à horizon 2023.

Le « Fonds France Nucléaire » a pour objectif de réaliser des investissements destinés à accompagner la croissance des PME et des ETI de la filière nucléaire et s'inscrit au sein du plan « France Relance », dans lequel l'État consacre 470 millions d'euros à la filière nucléaire sur différents volets liés aussi bien à la modernisation de l'outil industriel et au renforcement des compétences qu'à la recherche et développement.

Par ailleurs, Framatome a finalisé le 8 novembre 2021 l'acquisition de l'activité contrôle-commande et instrumentation (I&C) de Rolls-Royce Civil Nuclear (voir note 3.1).

21.1.2.3 Autres engagements donnés liés aux investissements

Les autres engagements donnés liés aux investissements comprennent notamment au 31 décembre 2021 des garanties octroyées par EDF Norte Fluminense dans le cadre de sa participation à hauteur de 51 % dans CES, société en charge d'un 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 2021 sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2021				31/12/2020
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	3 986	1 739	474	1 773	4 179
Garanties financières données	1 265	30	668	567	949
Autres engagements donnés liés au financement	586	478	31	77	408
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT⁽¹⁾	5 837	2 247	1 173	2 417	5 536

⁽¹⁾Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 1 597 millions d'euros au 31 décembre 2021 (1 156 millions d'euros au 31 décembre 2020). 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.

Les garanties financières données concernent essentiellement des garanties octroyées par EDF Renouvelables dans le cadre du financement de ses projets.

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	31/12/2021	31/12/2020
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation ⁽¹⁾	21.2.1	9 065	8 108
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	21.2.2	609	132
Engagements reçus liés aux opérations de financement	21.2.3	18	31
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS⁽²⁾		9 692	8 271

⁽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 2021 sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2021				31/12/2020
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements de location simple en tant que bailleur	661	116	309	236	711
Engagements sur ventes d'exploitation	6 360	1 704	3 372	1 284	5 903
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 991	1 112	274	605	1 444
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	53	25	16	12	50
ENGAGEMENTS RECUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	9 065	2 957	3 971	2 137	8 108

21.2.1.1 Engagements de location simple en tant que bailleur

En 2021, le Groupe bénéficie à hauteur de 661 millions d'euros d'engagements de location simple en tant que bailleur. Ils portent principalement sur des projets de production indépendante (IPP) 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 Framatome dans le cadre de contrats de fourniture et d'assistance technique pour des centrales nucléaires et EDF avec 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 NOME, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit « historique » pouvant aller jusqu'à un volume global maximal fixé à 150 TWh depuis le 1^{er} janvier 2020 (voir note 23).

21.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2021				31/12/2020
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS RECUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	609	416	193	-	132

La hausse des engagements reçus sur opérations d'investissement et/ou de désinvestissement s'explique par une garantie reçue dans le cadre d'une opération de mise en pension livrée de titres détenus par EDF.

21.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

(en millions d'euros)	31/12/2021				31/12/2020
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS RECUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	18	2	16	-	31

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 :

(en millions d'euros)	Entreprises associées et coentreprises		Activités conjointes		État ou participations de l'État ⁽¹⁾		Total Groupe	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Chiffre d'affaires	797	355	-	-	2 501	2 082	3 298	2 437
Achats d'énergie	4 196	3 885	2	1	2 441	2 114	6 639	6 000
Achats externes	16	13	7	7	343	348	366	368
Actifs financiers	160	179	-	-	-	-	160	179
Autres actifs	844	495	-	-	630	593	1 474	1 088
Passifs financiers	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres passifs	1 367	1 114	1	1	623	600	1 991	1 715

⁽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) 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 83,88 % du capital d'EDF au 31 décembre 2021. 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 ENGIE

Le service commun à Enedis et GRDF, défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie, a pour missions, dans le secteur de la distribution de l'électricité et du gaz, la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux, et les opérations de comptage. Il n'est pas doté de la personnalité morale.

Enedis et GRDF sont liés par une convention définissant leurs relations dans ce service commun, les compétences de ce dernier et le partage des coûts en résultant. Conclue pour une durée indéterminée, celle-ci peut être résiliée à tout moment, moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à la renégocier. Elle est régulièrement mise à jour.

Enedis et GRDF réorganisent progressivement leurs activités mixtes en vue d'y mettre fin :

- à compter de 2014, reprise en propre de la relève des compteurs et des interventions sur les panneaux de comptages ;
- en 2018, séparation de certaines activités supports (véhicules et engins, contentieux et assurance, formation et recrutement, et achats tertiaires) et création de deux entités mixtes, l'une regroupant les activités de contrat de travail, études et médico-social et l'autre, les activités de téléphonie et de bureautique

En juillet 2021, à l'issue de travaux menés depuis 2020, le Directoire de la gouvernance a décidé d'engager le projet d'évolution des quatre entités mixtes restantes : l'opérateur informatique et télécoms, l'opérateur ressources humaines et médico-social, l'unité comptable nationale et l'unité opérationnelle serval. Cette décision a permis d'initier l'instruction détaillée du projet impliquant l'ensemble des salariés concernés et d'engager la concertation sociale.

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.

Dans ce contexte, l'article 96 de la loi de finances pour 2022 permet une prise en charge partielle par l'Etat, des coûts associés à la conversion des usages des réseaux de GPL à l'électricité ou aux ENR pour une durée maximale de vingt ans par voie d'ordonnance.

Cette disposition est sans impact pour EDF à ce stade. A terme, la perspective d'une fin d'exploitation de la distribution du GPL et de conversion à l'électricité des usages nécessitera des investissements de renforcement de réseaux de distribution d'électricité.

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 et enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat Orano Chimie-Enrichissement (ex Orano Cycle).

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et Orano Recyclage (ex Orano Cycle) relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 15.1.1.1.

22.3 RÉMUNÉRATION DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

Les principaux dirigeants du Groupe sont : le Président-Directeur Général, les membres du Comité exécutif (pour la totalité de l'exercice 2021 ou, le cas échéant, à compter de leur date de nomination au Comité exécutif si celle-ci est intervenue sur l'exercice), et les administrateurs. Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit.

La rémunération attribuée à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 12,3 millions d'euros en 2021 (11,9 millions d'euros en 2020). 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

Mesures réglementaires exceptionnelles et perspectives de production nucléaire en France

Mesures réglementaires exceptionnelles

Pour l'année 2022, dans le contexte de forte augmentation des prix de marché de l'électricité, l'État a mis en place un « bouclier tarifaire » basé sur le principe d'une augmentation maximale des Tarifs Réglementés de Vente (TRVE) de 4 % TTC au 1^{er} février 2022 pour les clients résidentiels par rapport aux tarifs en vigueur au 1^{er} août 2021. Ce bouclier tarifaire s'articule autour de 2 articles de la loi de finance 2021-1900 du 30 décembre 2021 pour 2022 :

- L'article 29 prévoit une baisse de la TICFE (encore appelée CSPE) applicable à compter du 1^{er} février 2022. Cette baisse concerne tous les consommateurs, particuliers comme professionnels, au TRVE et en offres de marché, dans la limite du montant minimum légal (1 €/MWh pour les résidentiels et petits professionnels). Cette baisse s'applique aux quantités d'énergie livrées jusqu'au 31 janvier 2023. Les nouveaux tarifs de la TICFE ont été fixés par décret.
- Si malgré la mise en œuvre de la baisse de la TICFE la proposition d'augmentation tarifaire de la Commission de régulation de l'électricité (CRE) excède 4 % TTC sur le TRVE résidentiel par rapport aux tarifs en vigueur au 31 décembre 2021, l'article 181 prévoit la possibilité pour le gouvernement de s'opposer à cette proposition par dérogation au Code de l'énergie en fixant par arrêté conjoint des ministres de l'économie et de l'énergie les tarifs réglementés de vente et le tarif de cession aux entreprises locales de distribution (ELD) à un niveau inférieur. Dans ce cas, la loi prévoit en 2023 un rattrapage des TRVE lissé sur douze mois permettant de couvrir les pertes de recettes supportées par EDF en 2022. Par ailleurs, un mécanisme de compensation des pertes supportées par les entreprises locales de distribution d'électricité pour leurs offres aux TRVE et par les fournisseurs d'électricité pour leurs offres de marché est également mis en place par ce même article.

Le 13 janvier 2022, le gouvernement français a annoncé des mesures exceptionnelles complémentaires destinées à limiter la hausse des tarifs de l'électricité pour les consommateurs en 2022. Ces mesures, dont les modalités de mise en œuvre restent à préciser, consistent en particulier en une attribution complémentaire de 20 TWh de volume d'ARENH pour 2022, sur la période du 1^{er} avril au 31 décembre 2022 à un prix de 46,2 €/MWh. Les effets de cette mesure annoncée en janvier 2022 sont de deux ordres pour le Groupe i) la nécessité d'acheter ces 20 TWh d'ARENH afin de les livrer aux autres fournisseurs, avec un effet prix négatif très significatif au vu des prix de marché actuels ii) l'augmentation de la part d'ARENH versus celle au prix de marché dans l'empilement des coûts pour le calcul des TRVE au titre de 2022, ce qui aura un effet à la baisse sur les prix de vente aux clients, au TRVE comme en offre de marché.

Les mesures complémentaires concernent également l'extension du principe de plafonnement à 4 % TTC de l'augmentation du TRVE aux clients non résidentiels encore éligibles à celui-ci, sur le territoire métropolitain et dans les zones non interconnectées.

Dans son communiqué de presse du 13 janvier 2022, le Groupe a indiqué prendre acte des mesures annoncées par le gouvernement français destinées à limiter la hausse des tarifs de l'électricité en 2022. Le Groupe a indiqué que les conséquences financières ne pouvaient pas être déterminées de façon précise à ce stade. Dans l'état des informations dont le Groupe disposait à cette date, l'impact de ces mesures sur l'EBITDA (EBE) 2022 d'EDF a été estimé à environ 8,4 milliards d'euros sur la base des prix de marché au 31 décembre 2021 et à environ 7,7 milliards d'euros sur la base des prix de marché au 12 janvier 2022, par rapport à une situation qui aurait prévalu sans la mise en œuvre des différentes mesures. EDF a indiqué que l'impact final sur l'EBITDA (EBE) dépendrait des prix de marché sur la période de mise en œuvre de ces mesures, qu'il communiquerait dès que possible et régulièrement sur l'évolution de cette estimation et dans l'attente a retiré sa guidance 2022 endettement financier net / EBITDA (EBE).

Le Groupe indiquait également qu'il allait examiner les mesures appropriées pour renforcer sa structure bilancielle et toute mesure de nature à protéger ses intérêts.

Dans une délibération du 18 janvier 2022, la CRE a proposé une augmentation de 35,4 % TTC (soit 44,5 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 35,9 % TTC (soit 44,7 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1^{er} février 2022. Cette proposition est justifiée au premier ordre par la forte augmentation des prix de marché de l'énergie. Avec intégration d'une baisse maximale de la TICFE confirmée par le décret n° 2022-84 du 28 janvier 2022, cette proposition aurait abouti à une augmentation de 20 % TTC des tarifs bleus résidentiels et de 20,9 % TTC des tarifs bleus non résidentiels. Conformément au principe du bouclier tarifaire, cette proposition a été rejetée par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie qui ont fixé l'augmentation des tarifs bleus résidentiels de 4 % TTC (24,3 % HT) et une augmentation des tarifs bleus non résidentiels de 4 % TTC (23,6 % HT) dans le cadre d'arrêtés tarifaires du 28 janvier 2022 publiés au Journal officiel le 30 janvier 2022 et mises en œuvre à compter du 1^{er} février 2022.

La CRE a indiqué que si le prix moyen hors taxes résultant de l'application des tarifs bleus aux clients résidentiels en France Métropolitaine continentale aurait été de 57,2 €/MWh selon sa proposition tarifaire, celui-ci sera de 31,2 €/MWh selon l'arrêté tarifaire du 28 janvier 2022. Selon l'article 181 de la loi de finance 2022, la différence fera l'objet d'un rattrapage en 2023 et ouvre droit, à compter du 1^{er} février 2022, à une compensation des fournisseurs d'offres de marché aux consommateurs résidentiels et des entreprises locales de distribution. La CRE a par ailleurs indiqué qu'elle

procéderait ultérieurement à l'évaluation de l'impact de volumes d'ARENH supplémentaires en 2022, ce qui devrait avoir pour conséquence de réduire le rattrapage prévu pour 2023 ainsi que la compensation des fournisseurs prévue par l'article 181 de la loi de finance.

A noter que différentes mesures ont également été prises par le gouvernement britannique en 2022, pour limiter les effets de la crise des prix de l'énergie sur les consommateurs. L'Ofgem a ainsi publié le 3 février 2022 le nouveau plafond tarifaire du *Standard Variable Tariff* (SVT) applicable à partir d'avril 2022 pour les six mois suivants. La hausse annoncée de 54 % représenterait un coût de + 693 livres par an pour un profil type de consommateur. Le gouvernement britannique a annoncé en parallèle des mesures afin d'alléger la charge pour les foyers i) une baisse des taxes locales à partir d'avril 2022 à hauteur de 150 livres pour 80 % des foyers ii) une réduction de la facture de 200 livres à appliquer par les fournisseurs en octobre 2022, qui sera ensuite acquittée par les consommateurs de façon étalée sur 5 ans à partir de 2023 par tranche de 40 livres, et financée dans l'intervalle par l'État.

Perspectives de production nucléaire

EDF a actualisé le 13 janvier 2022 son estimation de production nucléaire pour 2022, révisant celle-ci à 300 – 330 TWh contre 330 – 360 TWh précédemment, cette révision résultant du prolongement de la durée d'arrêt de 5 réacteurs du parc nucléaire français d'EDF. Lors de contrôles de maintenance préventive sur le réacteur n°1 de la centrale nucléaire de Civaux (Vienne), programmés dans le cadre de sa visite décennale, des défauts avaient été détectés à proximité de soudures des tuyauteries du circuit d'injection de sécurité (RIS). Des contrôles préventifs ont ensuite été engagés sur les réacteurs de Civaux 2, Chooz 1 et 2 et ont fait apparaître des défauts similaires sur les réacteurs de Civaux 2 et Chooz 2. Les contrôles et expertises en cours sur le réacteur de Chooz 1 se poursuivent jusqu'à l'obtention d'un bilan complet. Par ailleurs dans le cadre de la visite décennale du réacteur n°1 de la centrale nucléaire de Penly, des contrôles de maintenance préventive ont fait apparaître des défauts similaires sur le circuit RIS.

La réalisation des contrôles, l'instruction de solutions techniques et leur déploiement ont conduit EDF à prolonger l'arrêt des réacteurs de Civaux 1, Civaux 2, Chooz 1, Chooz 2 et Penly 1. L'élaboration du programme de contrôles sur l'ensemble du parc nucléaire se poursuit en intégrant, au fur et à mesure, les enseignements tirés des premières expertises réalisées.

Dans le cadre de son programme de contrôles sur le parc nucléaire, le 7 février 2022, EDF a ajusté son estimation de production nucléaire 2022 à 295 – 315 TWh, contre 300 – 330 TWh et indiqué que l'estimation de production nucléaire pour 2023, actuellement de 340 – 370 TWh, serait ajustée dès que possible.

Le 11 février 2022, EDF a ajusté son estimation de production nucléaire pour 2023 à 300-330 TWh contre 340-370 TWh précédemment. Cette estimation tient compte notamment :

- d'un programme industriel chargé, avec 44 arrêts de réacteurs pour maintenance et contrôle, dont 6 visites décennales, auquel s'ajoutent 2 arrêts programmés démarrés en 2022 qui se poursuivront en 2023 ;
- de la poursuite du programme de contrôles et de réparations des tuyauteries potentiellement concernées par le phénomène de corrosion sous contrainte, dont l'instruction se poursuit.

Les mesures réglementaires énoncées ci-dessus, ainsi que les nouvelles estimations de production nucléaire, auront des effets significatifs sur les états financiers du Groupe à compter de 2022. Elles sont sans effet sur les états financiers au 31 décembre 2021 (voir notamment la note 10.8 sur la France – Production et Commercialisation).

Accord d'exclusivité pour l'acquisition d'une partie de l'activité nucléaire de GE Steam Power

EDF et GE ont annoncé le 10 février 2022 la signature d'un accord d'exclusivité concernant le projet d'acquisition par EDF des activités nucléaires de GE Steam Power portant sur l'îlot conventionnel. L'opération potentielle apporterait à EDF l'expertise de GE Steam Power dans les technologies et services liés aux turbines à vapeur pour centrales nucléaires afin de renforcer ses positions dans l'industrie nucléaire. Elle permettrait de créer une entité, au sein du groupe EDF, leader mondial des équipements et services relatifs à l'îlot conventionnel des centrales nucléaires. Aujourd'hui, les turbines à vapeur de GE Steam Power sont installées dans la moitié des centrales nucléaires au monde et dans toutes celles d'EDF en France.

L'opération envisagée porterait sur les équipements d'îlots conventionnels de GE Steam Power pour les nouvelles centrales nucléaires, dont les turbines Arabelle - les plus puissantes au monde - ainsi que sur la maintenance et les mises à niveau des centrales nucléaires existantes. Les turbines à vapeur de GE Steam Power pourront notamment équiper les réacteurs de technologie EPR et EPR 2 (*European Pressurized Reactor*) ainsi que les SMR (*Small Modular Reactor*).

GE conserverait Steam Power et ses activités de services de pointe et continuerait à les proposer pour les îlots conventionnels de centrales nucléaires du continent américain, soit une base installée de plus de 100 GW. GE conserve aussi GE Hitachi Nuclear Energy, un fournisseur de premier plan dans le domaine du cycle de vie des réacteurs, qui déploiera le premier SMR commercial, connecté au réseau, au Canada. GE reste engagé dans le secteur de l'énergie

nucléaire et continue d'investir dans la technologie de nouvelle génération qui jouera un rôle important dans la transition énergétique.

Les activités nucléaires et les équipes concernées par l'opération potentielle sont situées dans une quinzaine de pays, dont près de 70 % en France, notamment sur des sites industriels comme Belfort et La Courneuve.

Les conditions financières de la transaction envisagée n'ont pas été précisées. A l'issue du processus d'information-consultation des institutions représentatives du personnel concernées, les accords définitifs pourraient être conclus. La réalisation de l'opération reste par ailleurs soumise à l'obtention des autorisations réglementaires requises et pourrait intervenir lors du premier semestre 2023.

Lancement d'un plan d'actions

Comme annoncé le 13 janvier 2022, EDF a présenté à son Conseil d'administration, réuni le 17 février 2022, un plan d'actions ayant pour objectif de renforcer sa structure bilancielle dans le contexte des événements de début 2022. Ce plan vise à poursuivre la stratégie du Groupe qui s'appuie sur un mix équilibré entre nucléaire et renouvelables, qui développe des services d'efficacité énergétique et qui apporte toujours plus d'innovation à nos clients.

Afin de financer cette stratégie, EDF a fait part de son intention de :

- soumettre dès que possible au Conseil d'administration, sous réserve des conditions de marché, un projet d'augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription, conduisant à l'émission d'environ 510 millions d'actions nouvelles, d'un montant d'environ 2,5 milliards d'euros, prime d'émission incluse ;
- proposer une option de versement en actions des dividendes au titre des exercices 2022 et 2023.

L'État, premier actionnaire d'EDF, a fait part au Conseil d'administration de sa position sur ces deux points, qui feront l'objet d'une communication séparée ;

- réaliser des cessions à hauteur d'environ 3 milliards d'euros en cumul sur les années 2022-2023-2024.

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 2021 :

(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	2 840	27,9	2 942	15,9
Entités contrôlées ⁽¹⁾	5 033	49,4	14 276	77,3
Sous-total	7 873	77,2	17 218	93,2
Services autres que la certification des comptes⁽²⁾				
EDF	832	8,2	520	2,8
Entités contrôlées ⁽¹⁾	1 493	14,6	735	4,0
Sous-total	2 325	22,8	1 255	6,8
TOTAL	10 198	100	18 473	100

⁽¹⁾ Les entités contrôlées prises en compte sont les filiales intégrées globalement ainsi que les entités contrôlées conjointement dès lors que les honoraires sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé.

⁽²⁾ Les prestations fournies couvrent les SACC requis par les textes légaux et réglementaires ainsi que les SACC fournis à la demande du Groupe. Elles correspondent principalement à (i) l'émission d'attestations portant sur des informations comptables et financières ou du rapport de l'Organisme Tiers Indépendant sur les informations sociales, environnementales et sociétales prévu par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce (ii) des prestations rendues lors de cessions d'entités (iii) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (iv) des services de revue de processus opérationnels et de conseil en implémentation de systèmes d'information sans lien avec la production de l'information comptable et financière.

Rappel des informations relatives à l'exercice 2020

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 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.