

**COMPTES CONSOLIDÉS
AU 31 DÉCEMBRE 2023**

Compte de résultat consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2023	2022
Chiffre d'affaires	5.1	139 715	143 476
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(80 989)	(121 010)
Autres consommations externes ⁽¹⁾		(10 493)	(9 420)
Charges de personnel	5.3	(15 470)	(15 236)
Impôts et taxes	5.4	(4 064)	(3 163)
Autres produits et charges opérationnels	5.5	11 228	367
Excédent brut d'exploitation	5	39 927	(4 986)
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de <i>trading</i>	6	363	(849)
Dotations aux amortissements		(11 161)	(11 079)
(Pertes de valeur)/reprises	10.8	(13 011)	(1 762)
Autres produits et charges d'exploitation	7	(2 944)	(687)
Résultat d'exploitation		13 174	(19 363)
Coût de l'endettement financier brut	8.1	(3 830)	(1 730)
Effet de l'actualisation	8.2	(3 988)	174
Autres produits et charges financiers	8.3	4 469	(1 997)
Résultat financier	8	(3 349)	(3 553)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		9 825	(22 916)
Impôts sur les résultats	9	(2 470)	3 926
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	12	257	759
Résultat net des activités en cours de cession		-	6
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		7 612	(18 225)
Dont résultat net - part du Groupe		10 016	(17 940)
Résultat net des activités poursuivies		10 016	(17 946)
Résultat net des activités en cours de cession		-	6
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		(2 404)	(285)
Activités poursuivies		(2 404)	(285)
Activités en cours de cession		-	-

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

État du résultat global consolidé

		Notes		2023		2022	
		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
(en millions d'euros)							
Résultat net consolidé		10 016	(2 404)	7 612	(17 940)	(285)	(18 225)
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie							
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - variation brute	18.7.5	7 089	77	7 166	(3 579)	57	(3 522)
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - effets d'impôt		(1 844)	(18)	(1 862)	936	(14)	922
Juste valeur des couvertures sur les investissements nets							
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - variation brute	18.7.5	(107)	-	(107)	308	-	308
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - effets d'impôt		23	-	23	65	-	65
Juste valeur des titres de dettes							
Juste valeur des titres de dettes - variation brute	18.1.2	970	-	970	(1 660)	-	(1 660)
Juste valeur des titres de dettes - effets d'impôt		(247)	-	(247)	428	-	428
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies)							
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies) - variation brute ⁽¹⁾	18.7.5	(126)	-	(126)	155	-	155
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies) - effets d'impôt		32	-	32	(40)	-	(40)
Écarts de conversion des entités contrôlées		326	204	530	(1 114)	(546)	(1 660)
Quote part des éléments recyclables en résultat des entreprises associés et des coentreprises		(244)	(12)	(256)	521	-	521
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat		5 872	251	6 123	(3 980)	(503)	(4 483)
Juste valeur des titres de capitaux propres							
Juste valeur des titres de capitaux propres - variation brute	18.1.2	46	1	47	(16)	-	(16)
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 ⁽²⁾	16.1.1	564	(151)	413	3 899	(405)	3 494
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - effets d'impôt ⁽²⁾		164	35	199	458	103	561
Quote part des éléments non recyclables en résultat des entreprises associés et des coentreprises		(19)	-	(19)	216	-	216
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat		755	(115)	640	4 557	(302)	4 255
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres		6 627	136	6 763	577	(805)	(228)
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ		16 643	(2 268)	14 375	(17 363)	(1 090)	(18 453)
Dont résultat global des activités poursuivies		16 643	(2 268)	14 375	(17 369)	(1 090)	(18 459)
Dont résultat global des activités en cours de cession		-	-	-	6	-	-

⁽¹⁾La variation des coûts de couverture mis en œuvre en 2022 inclut l'effet de retraitement des périodes antérieures pour 125 millions d'euros.

⁽²⁾En 2022, l'effet d'impôt correspondant est limité dans la mesure où la majeure partie des gains actuariels comptabilisée concerne la part de la provision pour avantages envers le personnel dont le retournement est à plus de 10 ans et pour laquelle aucun impôt différé n'a été reconnu, conformément à la politique de reconnaissance des impôts différés du Groupe.

Bilan consolidé

ACTIF	Notes	31/12/2023	31/12/2022
(en millions d'euros)			
Goodwill	10.1	7 895	9 513
Autres actifs incorporels	10.2	11 300	10 619
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	10.3	100 587	101 126
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	11.1	66 128	63 966
Immobilisations en concessions des autres activités	10.5	6 544	6 816
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	12	9 037	9 421
Actifs financiers non courants	18.1	48 327	48 512
Autres débiteurs non courants	13.3.4	2 110	2 165
Impôts différés actifs	9.3	7 403	8 696
Actif non courant		259 331	260 834
Stocks	13.2	18 092	17 661
Clients et comptes rattachés	13.3	26 833	24 844
Actifs financiers courants	18.1	39 442	58 033
Actifs d'impôts courants		669	497
Autres débiteurs courants	13.3.4	9 074	15 165
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18.2	10 775	10 948
Actif courant		104 885	127 148
Actifs détenus en vue de leur vente	3.2	596	150
TOTAL DE L'ACTIF		364 812	388 132
CAPITAUX PROPRES ET PASSIF	Notes	31/12/2023	31/12/2022
(en millions d'euros)			
Capital	14	2 084	1 944
Réserves et résultats consolidés		50 084	32 396
Capitaux propres - part du Groupe		52 168	34 340
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	14.5	11 951	12 272
Total des capitaux propres	14	64 119	46 612
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	15	60 206	56 021
Provisions pour avantages du personnel	16	15 895	16 231
Autres provisions	17	4 878	4 671
Provisions non courantes		80 979	76 923
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	11.2	50 010	49 459
Passifs financiers non courants	18.3	69 724	71 058
Autres créditeurs non courants	13.5	5 685	4 968
Impôts différés passifs	9.3	978	1 533
Passif non courant		207 376	203 941
Provisions courantes	15, 16.1 et 17	7 294	7 943
Fournisseurs et comptes rattachés	13.4	19 687	23 284
Passifs financiers courants	18.3	38 103	71 844
Dettes d'impôts courants		1 111	967
Autres créditeurs courants	13.5	26 975	33 504
Passif courant		93 170	137 542
Passifs détenus en vue de leur vente	3.2	147	37
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		364 812	388 132

Tableau de flux de trésorerie consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2023	2022
Opérations d'exploitation :			
Résultat net consolidé		7 612	(18 225)
Résultat net des activités en cours de cession		-	6
Résultat net des activités poursuivies		7 612	(18 231)
Pertes de valeur / (reprises)	10.8.1	13 011	1 762
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		18 116	6 820
Produits et charges financiers		1 934	446
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		702	590
Plus ou moins-values de cession		234	(143)
Impôt sur les résultats	9	2 470	(3 926)
Quote-part du résultat net des entreprises associées et des coentreprises	12	(257)	(759)
Variation du besoin en fonds de roulement	13.1	(7 785)	8 301
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		36 037	(5 140)
Frais financiers nets décaissés		(2 534)	(1 003)
Impôts sur le résultat payés		(3 695)	(1 282)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies		29 808	(7 425)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession		-	-
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		29 808	(7 425)
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(181)	(198)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée		227	694
Investissements incorporels et corporels	10.7	(21 021)	(18 324)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		126	87
Variations d'actifs financiers		(2 196)	(7 344)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies		(23 045)	(25 085)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession		-	-
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(23 045)	(25 085)
Opérations de financement :			
Augmentation de capital EDF	14.1	-	3 252
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽¹⁾		1 746	1 795
Dividendes versés par EDF	14.2	-	(72)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(482)	(407)
Achats/ventes d'actions propres		-	4
Flux de trésorerie avec les actionnaires		1 264	4 572
Émissions d'emprunts	18.3.2.1	11 947	34 165
Remboursements d'emprunts ⁽²⁾	18.3.2.1	(21 712)	(5 876)
Emissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	14.3 et 14.4	1 377	994
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	14.3	(630)	(606)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues		496	694
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		(8 522)	29 371
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies		(7 258)	33 943
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession		-	-
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		(7 258)	33 943
Flux de trésorerie des activités poursuivies		(495)	1 433
Flux de trésorerie des activités en cours de cession		-	-
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(495)	1 433
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE			
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(495)	1 433
Variations de change		(53)	(397)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		293	100
Autres variations non monétaires		82	(107)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLOTURE	18.2	10 775	10 948

⁽¹⁾ Comprendant notamment en 2023, au Royaume Uni, les augmentations de capital de CGN dans le projet Hinkley Point C pour 958 millions d'euros (1 351 millions d'euros en 2022) et du gouvernement britannique dans le projet Sizewell C pour 485 millions d'euros (209 millions d'euros en 2022).

⁽²⁾ Dont (2 789) millions d'euros au titre du rachat des TSDI en 2023 ((267) millions d'euros en 2022).

Variation des capitaux propres consolidés

La variation des capitaux propres du 1^{er} janvier au 31 décembre 2023 se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Capital	Actions propres	Écarts de conversion	Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable) ⁽¹⁾	Autres réserves consolidées et résultat ⁽²⁾	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2021	1 619	(14)	828	(4 474)	52 252	50 211	11 778	61 989
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	(1 003)	(2 977)	4 557	577	(805)	(228)
Résultat net	-	-	-	-	(17 940)	(17 940)	(285)	(18 225)
Résultat global consolidé	-	-	(1 003)	(2 977)	(13 383)	(17 363)	(1 090)	(18 453)
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	-	-	-	-	(606)	(606)	-	(606)
Emissions / rachats TSDI (voir note 14.3)	-	-	-	-	(1 025)	(1 025)	-	(1 025)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 050)	(1 050)	(407)	(1 457)
Achats/ventes d'actions propres	-	7	-	-	-	7	-	7
Augmentation de capital d'EDF (voir note 14.1)	325	-	-	-	3 915	4 240	-	4 240
Autres variations ⁽³⁾	-	-	-	-	(74)	(74)	1 991	1 917
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2022	1 944	(7)	(175)	(7 451)	40 029	34 340	12 272	46 612
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	156	5 716	755	6 627	136	6 763
Résultat net	-	-	-	-	10 016	10 016	(2 404)	7 612
Résultat global consolidé	-	-	156	5 716	10 771	16 643	(2 268)	14 375
Rémunération des TSDI	-	-	-	-	(630)	(630)	-	(630)
Emissions / rachats TSDI et OCEANes (voir notes 14.3 et 14.4)	140	-	-	-	2 523	2 663	-	2 663
Dividendes distribués	-	-	-	-	-	-	(482)	(482)
Achats/ventes d'actions propres	-	7	-	-	-	7	-	7
Autres variations ⁽³⁾	-	-	-	3	(858)	(855)	2 429	1 574
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2023	2 084	-	(19)	(1 732)	51 835	52 168	11 951	64 119

⁽¹⁾ Les variations de réserves recyclables en résultat (Other Comprehensive Income - OCI recyclable) sont détaillées dans l'état du Résultat Global. Elles correspondent 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, y compris les montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats de couverture dénoués et les titres de dettes cédés. Elles incluent également les variations de valeur des coûts de couverture relatives à l'écart de base entre monnaies (foreign currency basis spread) sur les swaps de taux et de devises (cross-currency swaps).

⁽²⁾ Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans cette colonne.

⁽³⁾ Les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle comprennent notamment en 2023, au Royaume Uni, les augmentations de capital de CGN dans le projet Hinkley Point C pour 958 millions d'euros (1 351 millions d'euros en 2022) et du gouvernement britannique dans le projet Sizewell C pour 485 millions d'euros (209 millions d'euros en 2022) (voir note 14.5).

Sommaire de l'annexe aux comptes consolidés

NOTE 1	Référentiel comptable du Groupe	9	NOTE 10	Actifs immobilisés hors concessions de distribution publique d'électricité en France	43
1.1	Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe	9	10.1	Goodwill	43
1.2	Évolutions du référentiel comptable	9	10.2	Autres actifs incorporels	44
1.3	Bases de préparation des états financiers	10	10.3	Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles	46
NOTE 2	Synthèse des faits marquants	14	10.4	Actifs au titre du droit d'utilisation	48
NOTE 3	Périmètre de consolidation	16		Immobilisations en concessions des autres activités (hors concessions de distribution publique d'électricité en France)	49
3.1	Évolutions du périmètre de consolidation	17	10.5		
3.2	Actifs et passifs détenus en vue de leur vente	17	10.6	Immobilisations en cours	50
3.3	Périmètre de consolidation au 31 décembre 2023	18	10.7	Investissements incorporels et corporels	54
NOTE 4	Informations sectorielles	22	10.8	Pertes de valeur / reprises	55
4.1	Informations par secteur opérationnel	22	NOTE 11	Concessions de distribution publique d'électricité en France	62
	Chiffre d'affaires en provenance de clients		11.1	Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	63
4.2	tiers ventilé par groupes de produits ou services	25	11.2	Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	63
NOTE 5	Excédent brut d'exploitation	26	NOTE 12	Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	65
5.1	Chiffre d'affaires	26	12.1	Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE)	65
5.2	Achats de combustible et d'énergie	32	12.2	Taishan	66
5.3	Charges de personnel	33	12.3	Autres participations	67
5.4	Impôts et taxes	33	NOTE 13	Besoin en fonds de roulement (BFR)	68
5.5	Autres produits et charges opérationnels	34	13.1	Composition et variation du besoin en fonds de roulement	68
NOTE 6	Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	37	13.2	Stocks	68
NOTE 7	Autres produits et charges d'exploitation	37	13.3	Clients et comptes rattachés	69
NOTE 8	Résultat financier	38	13.4	Fournisseurs et comptes rattachés	71
8.1	Cout de l'endettement financier brut	38	13.5	Autres créditeurs	71
8.2	Effet de l'actualisation	38	NOTE 14	Capitaux propres	73
8.3	Autres produits et charges financiers	39	14.1	Capital social	73
NOTE 9	Impôts sur les résultats	39	14.2	Distributions de dividendes	73
9.1	Ventilation de la charge d'impôt	40	14.3	Titres subordonnés à durée indéterminée	73
	Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)			Obligations avec option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANES)	74
9.2		40	14.4		
9.3	Variation des actifs et passifs d'impôts différés	41	14.5	Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)	75
9.4	Ventilation d'impôts différés par nature	42			

NOTE 15 Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés	76	NOTE 20 Enjeux climatiques en lien avec les états financiers	129
15.1 Provisions nucléaires et actifs dédiés en France	78	20.1 Dépenses réglementaires	130
15.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy	93	20.2 Évaluation des actifs et passifs	131
15.3 Provisions nucléaires en Belgique	96	20.3 Financement durable	133
NOTE 16 Provisions pour avantages du personnel	96	20.4 Investissements décarbonés	133
16.1 Provisions pour avantages du personnel du Groupe	98	Dépenses en faveur de la préservation de l'environnement et du climat, de l'adaptation des installations au changement climatique	134
16.2 France (Activités régulées et Activités de production et commercialisation)	102	20.6 Mobilisation des dirigeants du Groupe aux enjeux climatiques	135
16.3 Royaume-Uni	104	NOTE 21 Engagements hors bilan	136
NOTE 17 Autres provisions et passifs éventuels	105	21.1 Engagements donnés	136
17.1 Autres provisions pour déconstruction	105	21.2 Engagements reçus	140
17.2 Autres provisions	105	NOTE 22 Parties liées	142
17.3 Passifs et actifs éventuels	107	22.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation	142
NOTE 18 Actifs et passifs financiers	110	22.2 Relations avec l'État et les sociétés de participations de l'État	142
18.1 Actifs financiers	111	22.3 Rémunération des organes d'administration et de direction	143
18.2 Trésorerie et équivalents de trésorerie	114	NOTE 23 Événements postérieurs à la clôture	143
18.3 Passifs financiers	114	NOTE 24 Honoraires des Commissaires aux comptes	144
18.4 Lignes de crédit non utilisées	119		
18.5 Juste valeur des instruments financiers	119		
18.6 Risques marchés et de contrepartie	120		
18.7 Instruments dérivés et comptabilité de couverture	121		
NOTE 19 Indicateurs financiers	127		
19.1 Résultat net courant	127		
19.2 Endettement financier net	128		

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 2023.

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 2023 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 15 février 2024.

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 au 31 décembre 2023 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 2023. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

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⁽¹⁾.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2023 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2022 à l'exception des changements des notes 1.2.1 à 1.2.5 ci-après. Sont également précisés les textes publiés par l'IASB, qui s'appliqueront au Groupe à compter du 1^{er} janvier 2024 et dont la première application n'a pas été anticipée dans les comptes au 31 décembre 2023 (note 1.2.6).

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

1.2.1 Amendement d'IAS 12 « Impôts sur le résultat » - Impôts différés rattachés à des actifs et passifs issus d'une même transaction

Depuis le 1^{er} janvier 2023, les entités doivent désormais comptabiliser des impôts différés sur les transactions qui, lors de leur comptabilisation initiale, donnent lieu à des montants identiques de différences temporelles imposables et déductibles.

Les amendements de la norme IAS 12 visent notamment à clarifier le traitement des impôts différés liés aux contrats de location, ainsi qu'aux coûts de démantèlement. Ils prévoient la comptabilisation d'un actif d'impôt différé et d'un passif d'impôt différé pour toutes les différences temporelles déductibles et imposables relatives à de telles transactions.

Le Groupe constatait déjà un impôt différé pour le montant net entre les différences temporelles déductibles et imposables au titre de ces transactions. En conséquence, l'application de ces amendements n'entraîne pas d'impacts significatifs sur les comptes du Groupe. Seules les informations fournies en annexe des comptes annuels relatives à la ventilation des impôts différés par nature sont modifiées à compter du 31 décembre 2023 (note 9.4).

1.2.2 Amendement d'IAS 12 « Impôts sur le résultat » - Réforme fiscale internationale : Règles du Pilier 2

L'amendement de la norme IAS 12 publié par l'IASB en mai 2023 prévoit :

- une exception selon laquelle les impôts différés liés aux règles du Pilier 2 ne devront pas être comptabilisés et ne devront pas faire l'objet d'informations en annexe ;
- des informations à fournir dans l'annexe des états financiers, notamment dans la période transitoire pendant laquelle une législation Pilier 2 est adoptée, mais non encore entrée en vigueur, avec la communication d'une information qualitative et quantitative sur l'exposition de l'entité aux impôts complémentaires créés par Pilier 2, dans la mesure où cette information est connue ou raisonnablement estimable (note 9).

(1) Les totaux des tableaux étant issus de montants non arrondis, des écarts peuvent exister entre ceux-ci et la somme des montants arrondis des éléments dont ils sont constitués.

1.2.3 IFRS 17 « Contrats d'assurance »

La norme IFRS 17 pose les principes pour la reconnaissance, l'évaluation, la présentation et les informations à fournir concernant les contrats d'assurance entrant dans le champ d'application de la norme. Le Groupe n'a pas constaté d'impact matériel résultant de son application, notamment parce que les activités d'assurance exercées par les captives sont internes au Groupe, les filiales étant les seules bénéficiaires assurées, et sont donc éliminées en consolidation.

1.2.4 Autres textes

Les amendements suivants, applicables depuis le 1^{er} janvier 2023, n'ont pas d'impact sur les comptes du Groupe :

- IAS 1 « Présentation des états financiers » : Informations à fournir sur les méthodes comptables ;
- IAS 8 « Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs » : Définition d'une estimation comptable.

1.2.5 Réforme des taux interbancaires de référence – Amendements d'IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 et IFRS 16

Ces amendements sont applicables, depuis le 1^{er} janvier 2021, aux actifs et passifs financiers pour lesquels les modifications contractuelles sont une conséquence directe de la réforme des taux d'intérêt.

Pour rappel, cette réforme est appliquée de manière prospective sans impact en résultat et les relations de couverture des instruments concernés sont maintenues. Ses effets sont principalement de nature opérationnelle (renégociation de contrats, clauses de fallback, évolution des systèmes d'information).

Les opérations de remplacement du dernier taux de référence, le Libor USD, ont été menées dans le cadre du calendrier de cessation de sa publication, le 30 juin 2023.

1.2.6 Textes publiés par l'IASB et applicables à compter du 1^{er} janvier 2024

1.2.6.1 Amendements d'IAS 7 « État des flux de trésorerie » et IFRS 7 « Instruments financiers » - Accords de financement des dettes fournisseurs

L'IASB a publié en 2023 un amendement à IAS 7 et IFRS 7 pour préciser les informations, de nature quantitative et qualitative, à fournir sur les accords de financement des dettes fournisseurs, dans l'objectif de comprendre les effets de ces accords sur les passifs et les flux de trésorerie de l'entité, de même que sur son exposition au risque de liquidité.

Le Groupe fournit en note 13.4 des informations en la matière et n'attend pas d'impacts matériels de l'application de ce texte dans ses états financiers.

1.2.6.2 Amendements d'IAS 1 « Présentation des états financiers » - Classement des dettes en courant / non courant et passifs non courants assortis de clauses restrictives

Le Groupe n'anticipe pas d'impact matériel résultant de la première application des textes suivants :

- Classement des dettes en courant / non courant : cet amendement clarifie les principes de classement d'un passif au bilan en courant ou en non courant ;
- Passifs non courants assortis de clauses restrictives : cet amendement précise que les clauses restrictives (« covenants ») à respecter après la date de clôture ne doivent pas affecter la classification en courant / non courant des passifs liés à la date de clôture. Il vise par ailleurs à améliorer les informations à fournir sur les dettes long terme assorties de telles clauses.

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.

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 arrêts 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 est 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 non courant d'une part, 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 principaux éléments sur lesquels le Groupe a recours à des estimations et jugements sont les suivants :

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 MW a été portée de 40 ans à 50 ans en 2016 (à l'exception de la centrale de Fessenheim dont les 2 tranches ont été définitivement arrêtées durant le 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 MW 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 MW, ceux-ci étant conçus sur un modèle similaire.

Sur le palier 900 MW, 12 réacteurs sur 32 ont terminé leur 4^e visite décennale (VD4) dont Blayais 1 et Saint-Laurent B2 en 2023. Cinq VD4 sont en cours de réalisation (Blayais 2, Bugey 3, Chinon B1, Dampierre 3, Gravelines 2).

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 MW étant réunies, leur durée d'amortissement a été portée de 40 ans à 50 ans.

La durée d'amortissement des tranches du palier 1 450 MW (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 2023 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, 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 utilisé et plus généralement les perspectives d'Orano en termes de stratégie industrielle de long terme en lien avec la politique énergétique française, de performance opérationnelle de ses installations et de niveau de coûts et investissements associés ;
- 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 MW et 1 300 MW et 40 ans pour les centrales du parc 1 450 MW).

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 2023 sont détaillées en note 16. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2023 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 (taux d'actualisation et d'inflation) et aux coûts à terminaison pour les actifs en cours de construction. Le Groupe révisé par conséquent 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 (principalement les titres de dettes et de capitaux propres constituant les actifs dédiés et les contrats d'énergies), 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 Enjeux climatiques

Le Groupe est concerné par les effets liés aux changements climatiques. Ces derniers constituent un élément implicite dans l'application des méthodologies et des modèles utilisés pour réaliser les estimations au titre des évaluations de certains éléments comptables (voir note 20), notamment dans le cadre des dépréciations liées aux actifs non financiers.

1.3.4.10 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 ne consolide pas ces fonds. Ils sont par conséquent comptabilisés en titres de dettes, en application de la norme IFRS 9.

Le Groupe détient *via* sa filiale Luminus, une participation de 49 % dans la société Luminus Seraing 2.0 SA. La gouvernance et les accords contractuels confèrent à Luminus le contrôle exclusif de cette entité, consolidée en intégration globale en application d'IFRS 10.

1.3.5 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, Électricité de Strasbourg et Dalkia), et dans une moindre mesure en Italie (voir note 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).

Note 2 Synthèse des faits marquants

Les principaux événements et transactions significatifs **en 2023** du Groupe sont les suivants (les renvois de notes sont vers l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2023) :

- **Opération sur le capital du Groupe :**

- Résultat de l'offre publique d'achat simplifiée rouverte visant les titres de capital d'EDF (cf. communiqué de presse du Groupe du 23 mai 2023, voir note 14) ;
- Mise en œuvre du retrait obligatoire des titres de capital d'EDF (cf. communiqué de presse du Groupe du 8 juin 2023, voir note 14).

- **Développements dans le nucléaire :**

- EDF a proposé à l'ASN une évolution de sa stratégie de contrôles du phénomène de corrosion sous contrainte (cf. communiqués de presse du Groupe du 16 mars et 26 avril 2023, voir note 10.6) ;
- Sizewell C : une procédure de levée de fonds a été lancée en novembre 2023 afin de rechercher des financements pour la construction de la centrale nucléaire (voir note 10.6) ;
- Hinkley Point C : finalisation de la revue du projet conduisant à la réévaluation du calendrier et du coût de la construction des deux réacteurs (cf. communiqué de presse du Groupe du 23 janvier 2024, voir notes 10.6 et 10.8).

- **Opérations de financement :**

- Conversion des OCEANES EDF à échéance 2024 demandée par l'État (cf. communiqués de presse du Groupe du 28 février 2023 et 24 mai 2023, voir note 14.4) ;
- EDF a lancé l'émission d'environ 8 milliards d'euros d'obligations senior sur divers marchés ainsi qu'une première émission obligataire verte dédiée au financement du parc nucléaire existant, pour un montant de 1 milliard d'euros (cf. communiqué de presse du 28 novembre 2023, voir note 18.3.2.2).

- **Faits environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG) :**

- Le groupe EDF se fixe de nouveaux objectifs pour réduire ses émissions de CO₂ et atteindre « zéro émission nette » (cf. communiqué de presse du 28 novembre 2023, voir note 20.1.1) ;
- Conversion de la centrale au fioul de Port Est sur l'île de la Réunion à la biomasse liquide (cf. communiqué de presse du 4 décembre 2023).

- **Énergies renouvelables :**

- Le groupe EDF et Maple Power remportent un projet éolien en mer d'un gigawatt au large de la Normandie (cf. communiqués de presse d'EDF Renouvelables et du Groupe du 27 mars 2023, voir note 12.3).

- **Cessions :**

- EDF a finalisé la cession (annoncée le 27 septembre 2022) de sa participation dans la centrale CCGT de Sloe (870 MW) aux Pays-Bas (cf. communiqué de presse du Groupe du 25 janvier 2023, voir note 3.1.1) ;
- Imtech, société du Groupe Dalkia au Royaume-Uni a finalisé un accord avec Duke Street portant sur la cession (annoncée le 14 novembre 2022) de sa filiale Suir Engineering (cf. communiqué de presse de Dalkia du 1^{er} février 2023, voir note 3.1.2).

Les principaux événements et transactions significatifs **en 2022** étaient les suivants (les renvois de notes sont vers l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2022) :

- **Opération sur le capital du Groupe :**

- Ouverture de l'Offre publique d'achat simplifiée visant les titres de capital d'EDF (cf. communiqué de presse du Groupe du 23 novembre 2022).

- **Développements dans le nucléaire :**

- Fin de la production d'électricité sans émission de carbone et déchargement du combustible en cours à Hunterston B (cf. communiqués de presse d'EDF Energy du 7 janvier 2022 et du 17 mai 2022, voir note 15) ;
- Points d'actualité sur l'EPR de Flamanville (cf. communiqués de presse du Groupe du 12 janvier et 16 décembre 2022, voir note 10.6) ;
- Actualisation de l'estimation de production nucléaire en France pour 2022 (cf. les communiqués de presse du Groupe du 13 janvier, 7 février, 11 février, 15 septembre et 3 novembre 2022) ;
- Point d'actualité sur le phénomène de corrosion sous contrainte et ajustement de l'estimation de production nucléaire en France pour 2022 (cf. communiqué de presse du Groupe du 19 mai 2022, voir notes 5 et 10.6) ;
- Point d'actualité sur Hinkley Point C : révision du calendrier et des coûts du projet (cf. communiqué de presse du Groupe du 19 mai 2022, voir notes 10.6 et 10.8) ;
- Points d'actualité sur Sizewell C : Le gouvernement accorde l'autorisation d'aménagement (DCO - Development Consent Order) à Sizewell C et EDF se félicite de la décision du gouvernement britannique de co-financer le développement du projet Sizewell C (cf. communiqué de presse du Groupe du 29 novembre 2022, voir note 10.6) ;
- EDF et GE ont signé un accord définitif relatif à l'acquisition par EDF de l'activité nucléaire de GE Steam Power (cf. communiqué de presse du Groupe du 4 novembre 2022, voir note 3.1.3).

- **Cessions :**

- Edison a signé un accord pour la cession de la participation dans North Reggane à Repsol et Wintershall Dea (cf. communiqués de presse d'Edison du 5 mai 2022 et du 29 juin 2022, voir note 3.1.1) ;
- EDF Trading a cédé ses activités de vente au détail en Amérique du Nord à bp (cf. communiqués de presse d'EDF Trading du 12 septembre et 30 novembre 2022, voir note 3.1.2).

- **Autres faits marquants du Groupe :**

- Mesures exceptionnelles annoncées par le gouvernement français (cf. communiqué de presse du Groupe du 13 janvier 2022, voir note 5) ;
- Communication d'EDF sur la décision de l'Autorité de la concurrence (cf. communiqué de presse du Groupe du 22 février 2022, voir note 17) ;
- Publication du décret et des arrêtés relatifs à l'attribution de 20 TWh de volumes d'ARENH supplémentaires pour 2022 : mise à jour de l'impact sur les perspectives d'EBITDA 2022 (cf. communiqué de presse du Groupe du 14 mars 2022, voir notes 5.1.1) ;
- Recours relatif à l'attribution de volumes d'ARENH supplémentaires pour 2022 (cf. communiqués de presse du Groupe du 9 août 2022 et du 27 octobre 2022, voir note 5.1.1).

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 (coentrepreneurs), qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité, ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Le contrôle conjoint est le partage, en vertu d'un accord contractuel, du contrôle d'une entreprise exploitée en commun par un nombre limité d'associés ou d'actionnaires, de sorte que les politiques financières et opérationnelles résultent de leur consentement unanime.

Les participations dans les entreprises associées et les coentreprises sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Elles sont inscrites au bilan à leur coût historique corrigé de la quote-part de situation nette générée après l'acquisition, diminué des pertes de valeur. La quote-part de résultat de la période est présentée dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises » du compte de résultat (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, codétenue par EDF Trading, et d'exploitation de stockage de gaz de Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (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 la 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 Évolutions du périmètre de consolidation

3.1.1 Évolutions du périmètre en 2023

Sur l'exercice 2023, le Groupe connaît les évolutions du périmètre de consolidation suivantes :

- la cession de la participation dans la centrale CCGT de Sloe aux Pays-Bas à EPH, producteur et gestionnaire du réseau d'électricité tchèque, le 25 janvier 2023. EDF détenait et exploitait 50 % de la centrale, conjointement avec son partenaire Pzem.
Cette transaction avait eu un impact de 0,2 milliard d'euros sur le compte de résultat du Groupe en 2022 (principalement lié à la reprise d'une provision pour contrat onéreux devenue sans objet) et a un impact non significatif sur l'endettement financier du Groupe en 2023.
- la cession de 100% de Suir Engineering par Imtech au fonds d'investissement Duke Street le 1^{er} février 2023. Cette transaction a un impact positif sur le désendettement du Groupe pour 0,1 milliard d'euros en 2023 et un impact non significatif sur le résultat net consolidé.

Par ailleurs, Edison a finalisé en 2023 la cession à Repsol et Wintershall Dea de sa participation de 11,25 % dans Reggane-Nord en Algérie suite à l'approbation des autorités algériennes le 12 octobre 2023. Les accords engageants de cession ayant été signés en 2022, les actifs et passifs correspondants étaient classés en actifs et passifs détenus en vue de la vente au 31 décembre 2022 (voir note 3.2). Cette opération est sans impact sur le résultat 2023.

3.1.2 Évolutions du périmètre en 2022

Sur l'exercice 2022 les principales évolutions du périmètre de consolidation ont été les suivantes (voir note 3.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022) :

- acquisition de SPIE UK par Imtech, filiale de Dalkia, le 19 décembre 2022, sans impact significatif sur les états financiers du Groupe ;
- cession par EDF Trading Limited, le 30 novembre 2022, de sa filiale EDF Energy Services LLC (EDFES), regroupant les activités de détail d'EDF Trading North America. Les activités d'EDF Trading en Europe, en Asie et de négoce en gros en Amérique du Nord n'ont pas été affectées par l'accord. Cette transaction a contribué à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 0,5 milliard d'euros en 2022.

3.1.3 Activités nucléaires de GE Steam Power

Le 4 novembre 2022, EDF et GE ont signé un accord définitif pour l'acquisition par EDF des activités de GE Steam Power portant sur l'îlot conventionnel des centrales nucléaires. Ces activités comprennent notamment la fourniture des équipements pour les nouvelles centrales nucléaires, dont les turbines Arabelle, ainsi que la maintenance et les mises à niveau des équipements des centrales nucléaires existantes hors Amériques. Les turbines à vapeur de GE Steam Power peuvent notamment équiper les réacteurs de technologie EPR et EPR 2 (*European Pressurized Reactor*) ainsi que les SMR (*Small Modular Reactor*).

Cette transaction permettra au groupe EDF de maîtriser les technologies et les compétences relatives à l'îlot conventionnel des centrales nucléaires, essentielles pour la pérennité du parc nucléaire existant et les futurs projets.

La réalisation de l'acquisition, envisagée initialement au second semestre 2023, interviendra après la levée de l'ensemble des conditions suspensives, y compris l'obtention des autorisations réglementaires requises.

3.2 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

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.

Au 31 décembre 2023, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente concernent la cession en cours des actifs de stockage gaz au sein d'Edison en Italie et d'EDF Energy au Royaume-Uni, ainsi qu'un complément de prix sur projet gazier Cassiopea (E&P Italie).

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

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
ACTIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	596	150
Immobilisations corporelles et incorporelles	440	62
Autres actifs courants ⁽¹⁾	156	88
PASSIFS LIES AUX ACTIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	147	37
Provisions et autres passifs non courants	137	-
Autres passifs courants ⁽¹⁾	10	37

⁽¹⁾ Les autres actifs et passifs courants sont composés d'éléments du besoin en fonds de roulement.

3.3 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2023

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 ;
- « **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 31/12/2023	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2022	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
Nuward ⁽¹⁾		100,00	-	A
Cyclife		100,00	100,00	A
IZI Confort (ex 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	100,00	A
IZIVIA		100,00	100,00	A
EDF Pulse Holding		100,00	100,00	A
Hynamics		100,00	100,00	P
Agregio Solutions ⁽²⁾		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	97,17	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
EDF (China) Holding Ltd.	Chine	100,00	100,00	A
EDF Inc.	États-Unis	100,00	100,00	A
Mekong Energy Company Ltd. (MECO)	Vietnam	56,25	56,25	P
Lingbao	Chine	65,00	65,00	P
EDF Andes Spa	Chili	100,00	100,00	P

⁽¹⁾ Nuward a été créée en 2023. (Voir communiqué de presse du Groupe du 30 mars 2023).

⁽²⁾ Agregio Solutions est issue de la fusion de deux filiales existantes : Agregio et EDF Store&Forecast (Voir communiqué de presse du Groupe du 16 mai 2023).

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2023	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2022	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
Citégestion	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

3.3.2 Société détenue sous forme d'activités conjointes

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2023	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2022	Activité
Autres métiers				
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

3.3.3 Sociétés consolidées par mise en équivalence

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2023	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2022	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
Central Sicaf (EDF Invest)	Italie	24,50	24,50	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
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
Korian & Partenaires Immobilier 1 & 2 (EDF Invest)	France	24,50	24,50	A
Issy Shift (EDF Invest)	France	33,33	33,33	A
Orange Concessions (EDF Invest)	France	16,67	16,67	A
92 France (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Memphis (EDF Invest)	France	50,00	-	A
Autre international				
Compagnie Énergétique de Sinop (CES)	Brésil	51,00	51,00	P
SLOE Centrale Holding BV	Pays-Bas	-	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
San Men XIA	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

⁽¹⁾La Coentreprise de Transport d'Électricité « CTE », société détenant la société RTE à 100 %.

3.3.4 Sociétés pour lesquelles les droits de vote diffèrent du pourcentage d'intérêt

Le pourcentage de droits de vote, déterminant pour le contrôle, diffère du pourcentage d'intérêt du Groupe pour les entités suivantes :

	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2023	Pourcentage de droits de votes détenu au 31/12/2023
Edison SpA	97,17	100,00
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 inter secteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

Conformément aux dispositions de cette norme, la ventilation retenue par le groupe EDF correspond aux secteurs opérationnels tels qu'ils sont régulièrement examinés par le Comité exécutif (le principal décideur opérationnel pour le Groupe).

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 2023

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Framatome	Royaume-Uni	Italie	Autre international	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers ⁽⁵⁾	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	60 313	19 370	2 010	21 094	17 745	5 168	1 338	5 733	6 944	-	139 715
Chiffre d'affaires intersecteurs	3 931	43	2 056	38	42	415	693	662	733	(8 613)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	64 244	19 413	4 066	21 132	17 787	5 583	2 031	6 395	7 677	(8 613)	139 715
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	24 677	3 707	597	3 967	1 855	872	932	407	3 255	(342)	39 927
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	18 651	13	238	(9 823)	789	245	206	35	3 162	(342)	13 174
Bilan :											
Goodwill	130	223	1 475	4 901	150	51	197	626	142	-	7 895
Immobilisations incorporelles et corporelles	64 499	71 353	2 953	21 593	5 721	2 495	13 060	2 429	456	-	184 559
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises ⁽¹⁾	3 379	-	68	187	301	1 666	2 509	60	867	-	9 037
Actifs financiers et trésorerie ⁽²⁾	61 901	369	486	13 553	366	1 174	2 237	201	18 257	-	98 544
Autres actifs sectoriels ⁽³⁾	34 376	4 436	2 298	5 953	2 986	1 531	939	2 881	8 781	-	64 181
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	53	543	-	-	-	-	-	596
TOTAL ACTIF	164 285	76 381	7 280	46 240	10 067	6 917	18 942	6 197	28 503	-	364 812
Autres informations :											
Dotations aux amortissements ⁽⁴⁾	(4 572)	(3 579)	(332)	(854)	(531)	(298)	(643)	(307)	(45)	-	(11 161)
Pertes de valeur	(50)	21	(19)	(12 871)	(8)	-	(83)	(1)	-	-	(13 011)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	120	54	218	8 520	541	708	1 073	198	519	-	11 951
Investissements corporels et incorporels	6 584	5 217	341	5 529	520	315	2 124	366	25	-	21 021
Emprunts et dettes financières	96 129	6 152	296	7 984	1 780	18 754	11 603	2 086	2 795	(60 932)	86 647
- dont dettes externes	79 349	853	268	373	1 031	156	3 970	383	264	-	86 647
- dont dettes intersecteurs ⁽⁶⁾	16 780	5 299	28	7 611	749	18 598	7 633	1 703	2 531	(60 932)	-

⁽¹⁾ Au 31 décembre 2023, 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 30 410 millions d'euros en France – Activités de production et commercialisation (voir note 18.1.2), la créance NLF (voir note 18.1.3) de 13 104 millions d'euros au Royaume-Uni et la juste valeur positive des dérivés d'EDF Trading de 14 052 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 3 666 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 2022

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Framatome	Royaume-Uni	Italie	Autre international	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers ⁽⁵⁾	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	46 787	17 888	2 099	16 085	29 278	5 369	1 404	5 825	18 741	-	143 476
Chiffre d'affaires intersecteurs	1 899	194	2 023	13	24	290	754	838	983	(7 018)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	48 686	18 082	4 122	16 098	29 302	5 659	2 158	6 663	19 724	(7 018)	143 476
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	(23 144)	6 723	589	1 325	1 115	336	909	333	7 089	(261)	(4 986)
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	(28 739)	3 142	271	(1 166)	481	(40)	179	120	6 650	(261)	(19 363)
Bilan :											
Goodwill	132	223	1 448	6 541	148	49	187	643	142	-	9 513
Immobilisations incorporelles et corporelles	61 310	69 070	2 894	26 676	5 876	2 276	11 595	2 347	483	-	182 527
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises ⁽¹⁾	3 421	-	84	180	234	1 965	2 519	63	955	-	9 421
Actifs financiers et trésorerie ⁽²⁾	57 926	450	402	15 202	1 209	879	2 583	293	38 549	-	117 493
Autres actifs sectoriels ⁽³⁾	32 997	5 402	2 156	6 072	5 501	1 415	1 127	3 311	11 047	-	69 028
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	150	-	-	-	-	-	150
TOTAL ACTIF	155 787	75 145	6 984	54 671	13 118	6 584	18 011	6 657	51 176	-	388 132
Autres informations :											
Dotations aux amortissements ⁽⁴⁾	(4 552)	(3 560)	(310)	(915)	(480)	(314)	(601)	(294)	(53)	-	(11 079)
Pertes de valeur	(4)	(54)	(1)	(1 447)	(68)	(57)	(129)	-	(2)	-	(1 762)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	117	48	63	9 347	479	558	916	225	519	-	12 272
Investissements corporels et incorporels	5 745	4 739	283	4 541	560	306	1 806	319	25	-	18 324
Emprunts et dettes financières	103 476	5 270	326	7 945	1 733	16 442	9 694	2 467	5 251	(56 551)	96 053
- dont dettes externes	89 547	797	267	309	902	157	3 593	347	134	-	96 053
- dont dettes intersecteurs ⁽⁶⁾	13 929	4 473	59	7 636	831	16 285	6 101	2 120	5 117	(56 551)	-

⁽¹⁾ Au 31 décembre 2022, 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 27 369 millions d'euros en France – Activités de production et commercialisation (voir note 18.1.2), la créance NLF (voir note 18.1.3) de 14 000 millions d'euros au Royaume-Uni et la juste valeur positive des dérivés d'EDF Trading de 29 861 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 7 038 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 »).

4.2 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
2023 :				
Chiffre d'affaires externe :				
- dont France ⁽²⁾	60 920	18 046	718	79 684
- dont International et autres métiers	50 761	-	9 270	60 031
CHIFFRE D'AFFAIRES	111 681	18 046	9 988	139 715

(en millions d'euros)	Production – Commercialisation	Distribution	Autres ⁽¹⁾	Total
2022 :				
Chiffre d'affaires externe :				
- dont France ⁽²⁾	47 087	17 077	511	64 675
- dont International et autres métiers	69 086	-	9 715	78 801
CHIFFRE D'AFFAIRES	116 173	17 077	10 226	143 476

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

⁽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	2023	2022
Chiffre d'affaires	5.1	139 715	143 476
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(80 989)	(121 010)
Services extérieurs		(17 281)	(15 353)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)		(4 550)	(4 284)
Production stockée et immobilisée		11 041	9 949
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes		297	268
Autres consommations externes⁽¹⁾		(10 493)	(9 420)
Charges de personnel	5.3	(15 470)	(15 236)
Impôts et taxes	5.4	(4 064)	(3 163)
Autres produits et charges opérationnels	5.5	11 228	367
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION		39 927	(4 986)

⁽¹⁾ Retraitées des effets de change et périmètre, les autres consommations externes augmentent de 13,4 % par rapport à 2022.

Retraité des effets change et périmètre, l'EBE du Groupe connaît une augmentation organique de +45 046 millions d'euros. Cette évolution s'explique principalement par une croissance sur les secteurs France - Activités de production et commercialisation (+47 821 millions d'euros) et le Royaume-Uni (+2 668 millions d'euros), a contrario, une diminution sur le secteur France - Activités régulées ((3 016) millions d'euros) et Autres métiers ((3 704) millions d'euros).

Sur le secteur France - Activités de production et commercialisation, l'augmentation organique de l'EBE de +47 821 millions d'euros s'explique principalement par le redressement significatif de la production nucléaire (+41,5 TWh), la hausse de la production hydraulique (+6,3 TWh) et des effets prix favorables dans un contexte où, contrairement à 2022, l'année 2023 n'a pas été pénalisée par des mesures réglementaires exceptionnelles. Les mesures de limitations des tarifs par les mécanismes de boucliers et d'amortisseurs (pénalisant le chiffre d'affaires) sont compensées par l'État au travers de la CSPE (en autres produits et charges opérationnels).

La hausse organique de l'EBE du secteur Royaume-Uni de +2 668 millions d'euros est essentiellement due à des effets prix (prix réalisés du nucléaire +23,3€/MWh), malgré une baisse de la production nucléaire de 6,3 TWh liée en majeure partie à la fermeture de la centrale d'Hinkley Point B depuis août 2022.

Concernant le secteur France - Activités régulées, la diminution organique de l'EBE de (3 016) millions d'euros s'explique principalement par un effet prix négatif estimé à 1,3 milliard d'euros, en raison d'achats de pertes réseaux effectués à des prix de marché très élevés (ce surcoût sera compensé dans les hausses de tarif futures). De plus, une rétrocession a été accordée en 2022 par RTE au titre des recettes d'interconnexion pour un montant estimé à 1,7 milliard d'euros⁽¹⁾ sans équivalent en 2023.

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.

⁽¹⁾ Selon la délibération 2022-296 du 17 novembre 2022 publiée par la Commission de Régulation de l'Énergie : La forte hausse des prix de gros ayant entraîné une hausse des recettes d'interconnexion pour RTE, la CRE a décidé que cet excédent devait être restitué de manière anticipée aux utilisateurs du réseau de transport d'électricité.

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.

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, codétenue 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).

Le 11 septembre 2023, RTE a soumis à la CRE une proposition de modification des règles du mécanisme pour avis. Dans la délibération 2023-309 du 28 septembre 2023, 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 2025 et 2026 (coefficient de sécurité, contribution des interconnexions et coefficient filière de l'éolien en mer). Les modifications proposées fournissent des cadres pour la résiliation anticipée de contrat d'obligation d'achat et pour la participation, à partir de 2025, des capacités utilisant des combustibles fossiles.

Les nouvelles règles ont été approuvées par arrêté du ministère de la Transition écologique en date du 5 octobre 2023. Elles fixent respectivement au 1^{er} octobre 2023 et au 1^{er} janvier 2024 la date d'ouverture des échanges de garanties de capacité au titre des années de livraison 2025 et 2026. Il est à noter que la durée de la dernière année de livraison du mécanisme actuel, 2026, a été modifiée pour permettre la mise en place du futur mécanisme de capacité à partir de novembre 2026. Ainsi, l'année de livraison 2026 du mécanisme actuel a été « raccourcie », et s'étendra du 1^{er} janvier au 31 mars 2026.

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

Année de livraison	2022	2023	2024
Prix (€/kW)	26,2	45,6	27,1

Pour l'année de livraison 2025, trois sessions de marché se sont tenues avec les résultats suivants : 25,5 €/kW en octobre, 25,0 €/kW en novembre et 9,37 €/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 est réputé intégrer une valeur capacitaire ;
- 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 : sur les 5 mois de la période de pointe ;
- pour les exploitants d'installations, en cas de capacité effective inférieure à la capacité certifiée, une position passive (charge à payer ou provision) est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire pour couvrir cette insuffisance (rééquilibrage ou mécanisme de règlement des écarts) ;
- pour les acteurs obligés, en cas d'insuffisance de stocks de certificats de capacité par rapport à l'obligation, une provision est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de cette obligation ;
- à la date d'arrêté, si la valeur de réalisation de ce stock de certificats de capacité est inférieure à sa valeur nette comptable, une dépréciation est enregistrée.

Dispositif britannique : le mécanisme, instauré en 2014, vise à sécuriser l'approvisionnement en électricité en assurant une rémunération aux producteurs pour leurs capacités de production fiables, en sus du chiffre d'affaires généré par leurs ventes d'électricité, afin de toujours couvrir les besoins en énergie. Il repose sur un système d'enchères organisé par le gestionnaire du système électrique « National Grid ESO » 4 ans avant l'année de livraison et auxquelles les exploitants peuvent participer, des enchères complémentaires sont organisées un an avant la livraison. L'année de livraison couvre la période du 1^{er} octobre au 30 septembre. Les fournisseurs de capacité, qui ont été retenus aux enchères sont rémunérés l'année de livraison par un fonds alimenté par les fournisseurs d'électricité et sont passibles de sanction en cas de non-respect de leurs obligations.

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 de consommation 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.

Des pénalités ou rémunérations complémentaires sont prévues par le mécanisme pour les producteurs en cas, respectivement, de disponibilité insuffisante ou excédentaire de leurs installations par rapport à leur obligation initiale. Ces éléments sont enregistrés en chiffre d'affaires au sein des revenus de capacité.

Le gouvernement a apporté, au fil du temps, plusieurs changements au fonctionnement détaillé du marché de capacité dans le but de s'assurer qu'il continue d'atteindre son objectif de manière efficace. Cependant, les grands principes du mécanisme sont restés inchangés.

Le gouvernement étudie actuellement les options de réforme du marché de la capacité afin d'améliorer l'assurance de livraison et de soutenir l'alignement sur l'objectif net zéro et son engagement à fournir un système électrique décarboné d'ici 2035, sous réserve de la sécurité d'approvisionnement. Il pourrait également envisager d'autres modifications dans le cadre de l'examen des accords sur le marché de l'électricité (REMA). Les principales mesures actuellement à l'étude comprennent le renforcement de la sécurité d'approvisionnement en modifiant les exigences relatives à la démonstration de l'atteinte des performances et en augmentant les sanctions en cas de non-livraison en période de tension du système ; et l'alignement du marché de capacité sur l'objectif net zéro en introduisant des limites d'émission beaucoup plus strictes à partir d'octobre 2034 pour les nouvelles centrales.

Comme pour les modifications précédentes du marché de capacité, la modification des règles devrait s'appliquer à tout nouvel accord de capacité attribuée, mais ne modifierait pas sensiblement les droits et obligations des fournisseurs de capacité à l'égard des accords de capacité existants.

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

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

L'opérateur sélectionné a l'obligation de mettre à disposition ses capacités sur le marché *day-ahead* (*Mercato del Giorno Prima*) et sur le marché d'ajustement (*Mercato per il 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 Terna.

Deux enchères ont été organisées en 2019 pour les années de livraison 2022 et 2023 et Edison a été retenu à hauteur de 3,8 GW pour 2022 et 4,3 GW pour 2023 à un prix annuel de 75 k€/MW pour les nouvelles installations et 33 k€/MW pour les capacités existantes. En février 2022, une nouvelle enchère pour 2024 a eu lieu, la capacité offerte par Edison (centrales existantes de 2,3 GW) a été entièrement retenue pour un prix annuel de 33 k€/MW pour les centrales existantes.

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

5.1.1 Évolutions réglementaires en France

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 Énergie 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 a la charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de TRV d'électricité. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

La comparabilité du chiffre d'affaires des périodes est affectée par les mouvements tarifaires 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
18/01/2022	4,00 % TTC (24,3 % HT)	4,00 % TTC (23,6 % HT)	28/01/2022	01/02/2022
07/07/2022	Pas d'évolution	Pas d'évolution	28/07/2022	01/08/2022
19/01/2023	15 % TTC (20,0 % HT)	15 % TTC (19,9 % HT)	31/01/2023	01/02/2023
22/06/2023	10 % TTC (10,0 % HT)	10 % TTC (10,0 % HT)	28/07/2023	01/08/2023
18/01/2024	9,5 % TTC (0,18 % HT)	5,7 % TTC (-3,55 % HT)	29/01/2024	01/02/2024

Au 1^{er} février 2023, l'État français a décidé de prolonger le bouclier tarifaire en limitant l'augmentation des TRVE à 15% TTC par rapport à ceux en vigueur depuis le 1^{er} février 2022 pour l'ensemble des catégories de consommateurs éligibles. Au 1^{er} août 2023, l'État français a décidé de réduire le bouclier tarifaire en décidant une augmentation des TRVE de 10% TTC par rapport à ceux en vigueur depuis le 1^{er} février 2023.

L'article 181 de la loi de Finances du 30 décembre 2022 pour 2023 prévoit que si les propositions motivées de tarifs réglementés de vente d'électricité de la Commission de régulation de l'énergie conduisent à ce que les tarifs définis à l'article R. 337-18 du même code, majorés des taxes applicables, excèdent de plus de 15 % ceux applicables au 31 décembre 2022, les ministres chargés de l'économie, de l'énergie et du budget peuvent s'opposer à ces propositions et fixer, par arrêté conjoint et pour 95 % d'un tarif donné, un niveau de tarif inférieur pour une partie de la consommation des clients, afin de répondre à l'objectif de stabilité des prix.

Dans ce cas, la loi prévoit un mécanisme de compensation des pertes de recettes supportées par EDF et les Entreprises Locales de Distribution (ELD) pour leurs offres au tarif réglementé (TRV) et par l'ensemble des fournisseurs pour leurs offres de marché destinées aux clients résidentiels et non-résidentiels éligibles au TRV *via* la compensation des charges de service public (CSPE).

Dans une délibération du 19 janvier 2023, la CRE a proposé une augmentation de 99,36 % TTC (soit 108,91 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 97,94 % TTC (soit 106,88 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1^{er} février 2023. Cette proposition est justifiée au premier ordre par :

- le niveau exceptionnellement élevé des prix de gros pour livraison en 2023 constaté depuis plus d'un an ;
- les conséquences de l'apurement du bouclier tarifaire appliqué en 2022 pour refléter la réalité *in fine* des coûts de l'empilement tarifaire, incluant les effets des 20 TWh d'ARENH supplémentaires.

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 et des tarifs bleus non résidentiels à 15 % TTC (20,0 % HT et 19,9 % HT respectivement pour résidentiel et non résidentiel) dans le cadre d'arrêtés tarifaires du 30 janvier 2023 publiés au Journal officiel le 31 janvier 2023 et mis en œuvre à compter du 1^{er} février 2023.

Dans une délibération du 22 juin 2023, la CRE a proposé une augmentation de 0,88 % TTC (soit 0,84 % HT) des tarifs bleus résidentiels et une baisse de 0,32 % TTC (soit 0,35 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1^{er} août 2023. Cette proposition est justifiée au premier ordre par l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité au 1^{er} août 2023, en partie compensée par la mise à jour à la baisse de rattrapages au titre de 2022, en particulier sur le non résidentiel.

Ces évolutions amènent la CRE à situer le tarif théorique à 74,5% TTC au-dessus des tarifs gelés en vigueur depuis le 1^{er} février 2023.

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 et des tarifs bleus non résidentiels à 10 % TTC dans le cadre d'arrêtés tarifaires du 28 juillet 2023 publiés au Journal officiel le 30 juillet 2023 et mis en œuvre à compter du 1^{er} août 2023.

Le Groupe a ainsi enregistré une compensation au titre de ses pertes de recettes pour 13 992 millions d'euros (dont 1 458 millions d'euros relatifs aux amortisseurs électricité et 88 millions d'euros relatifs au bouclier tarifaire gaz) en subventions d'exploitation au 31 décembre 2023 (voir note 5.5.1).

La proposition soumise le 19 janvier 2024 au Conseil Supérieur de l'Énergie du 25 janvier 2024 propose une évolution au 1^{er} février 2024 du niveau moyen des TRVE par rapport aux niveaux en vigueur depuis le 1^{er} août 2023 de +0,18 % HT pour les tarifs bleus résidentiels et -3,55 % HT pour les tarifs bleus non résidentiels.

L'évolution proposée est principalement la conséquence de la baisse des prix de marché par rapport au niveau exceptionnellement élevé durant la crise des prix de l'énergie. Elle permet ainsi la suppression de la composante liée au bouclier tarifaire du tarif précédent.

L'article 92 de la loi de finances du 29 décembre 2023 pour 2024 prévoit par ailleurs la possibilité pour le gouvernement d'augmenter le tarif de l'accise sur l'électricité (anciennement TICFE) dans la limite d'une augmentation du niveau moyen du TRV de 10% TTC par rapport au 1^{er} août 2023. Le niveau de l'accise applicable à partir du 1^{er} février 2024 a été fixé par arrêté du 30 janvier 2024 à 21 €/MWh, ce qui conduit à une augmentation de 9,5 % TTC pour les tarifs bleus résidentiels et 5,7 % TTC pour les tarifs bleus non résidentiels.

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 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, portant la décision 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. La CRE a fixé dans sa délibération n°2022-158 du 9 juin 2022 la hausse du niveau moyen du TURPE Distribution au 1^{er} août 2022 à + 2,26 %. Dans sa délibération n°2023-137 du 31 mai 2023, la hausse du niveau moyen du TURPE Distribution au 1^{er} août 2023 est fixée à + 6,51 %. 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. La CRE a fixé dans sa délibération n°2022-157 du 9 juin 2022 l'évolution du niveau moyen du TURPE Transport au 1^{er} août 2022 à - 0,01 %. Dans sa délibération n°2023-136 du 31 mai 2023, la hausse du niveau moyen du TURPE Transport au 1^{er} août 2023 est fixée à + 6,69 %.

Par sa délibération n°2023-01 du 5 janvier 2023, la CRE a adapté le cadre de régulation, notamment pour prendre en compte dans le TURPE 6 HTB et dans le TURPE 6 HTA-BT l'impact des prix de gros de l'électricité sur l'activité de RTE et d'Enedis, en recentrant certaines incitations sur le volume des achats de pertes plutôt que sur les prix.

En outre, dans une autre délibération n°2022-323 du 8 décembre 2022, la CRE a décidé de mettre en œuvre un versement anticipé exceptionnel aux utilisateurs du réseau public de transport d'une partie du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) de RTE. Dans le contexte de forte croissance et de volatilité des prix de gros de l'électricité au niveau européen, cet excédent, au titre de l'année 2022, versé au CRCP, provient essentiellement de recettes d'interconnexions particulièrement élevées. Cette restitution a un effet direct pour les utilisateurs raccordés au réseau public de transport exploité par RTE, dont Enedis, qui ont bénéficié d'un versement unique de RTE en février 2023. Le Groupe avait reconnu à ce titre un avoir à recevoir de la part de RTE de 1 723 millions d'euros au 31 décembre 2022 (voir note 13.3.4).

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.

Dans sa délibération n°2023-201 du 19 juillet 2023, 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 229,4 millions d'euros au titre de 2023.

S'agissant du mécanisme forfaitaire, l'arrêté du 22 novembre 2023 fixe les contributions et les dotations des différents opérateurs de réseau de distribution au FPE au titre de 2023. Ainsi, la contribution forfaitaire de Strasbourg Electricité Réseaux s'élève à environ 1,1 million d'euros et celle d'Enedis à environ 30,1 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

Dispositif général

Le dispositif d'Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) est mis en œuvre depuis 2011 et jusqu'au 31 décembre 2025 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 en vertu de la loi aux fournisseurs en faisant la demande pour couvrir le besoin de leurs clients finals est fixé par arrêté dans la limite d'un plafond légal. Jusqu'au 31 décembre 2019, ce plafond maximum légal était de 100 TWh par an. Il a été ensuite porté à 150 TWh par la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019.

La loi portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat (loi dite MUPPA) du 16 août 2022, réduit le plafond légal à 120 TWh. Cette même loi MUPPA instaure par ailleurs un prix plancher de l'ARENH à 49,5 €/MWh, dont l'application est toutefois conditionnée à un accord préalable de la Commission européenne, non obtenu à ce jour.

Mécanismes de l'ARENH complémentaire au titre de 2022

Aux termes de ce dispositif imposé par le Gouvernement à EDF début 2022, les fournisseurs alternatifs d'électricité éligibles étaient en droit de bénéficier au maximum de 20 TWh d'électricité pour la période allant du 1^{er} avril au 31 décembre 2022, au prix régulé de 46,20 €/MWh, à condition de vendre à EDF un volume équivalent, à un prix de 256,98 €/MWh. Seuls 19,5 TWh ont été demandés dans ce cadre par les fournisseurs alternatifs d'électricité.

Selon les modalités prévues dans sa délibération n°2022-98 du 31 mars 2022, la CRE a mis en place un mécanisme de suivi et de contrôle des modalités de restitution par les fournisseurs éligibles de l'effet de la diminution de leur coût d'approvisionnement (liée à l'attribution de volumes additionnels à un prix de 46,20 €/MWh) dans les offres facturées à leurs clients. EDF a été amenée à répliquer pour ses propres offres de marché les dispositions imposées aux fournisseurs alternatifs.

Cette mesure générant un préjudice très significatif pour l'entreprise, EDF a déposé le 9 août 2022 devant le Conseil d'État un recours pour excès de pouvoir contre le dispositif.

En parallèle, EDF a déposé le 27 octobre 2022 devant le Tribunal administratif de Paris un recours indemnitaire afin d'obtenir la réparation intégrale par l'État de ses préjudices au titre du dispositif.

Le Conseil d'État a rejeté, le 3 février 2023, le recours d'EDF contre le dispositif. La décision du Conseil d'État est insusceptible d'appel. La procédure indemnitaire engagée par EDF en 2023 devant le Tribunal administratif de Paris se poursuit, pour obtenir la réparation intégrale de son préjudice du fait du dispositif, estimé au 13 octobre 2023, date du dépôt du mémoire en réplique d'EDF, à 7,96 milliards d'euros auquel s'ajoutent des intérêts financiers, évalués au 31 décembre 2023 à 0,20 milliard d'euros.

ARENH au titre de 2023

Au cours de l'année 2023, la CRE a notifié EDF à trois reprises des interruptions de livraisons d'ARENH, dont deux au titre de décisions du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS) de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), une au titre de défaut de paiement des compléments de prix relatifs aux livraisons réalisées au cours de l'année 2022. Au cumul, ces interruptions représentent, en cette fin d'année, un ruban de 5,2 MW.

ARENH au titre de 2024

S'agissant de l'ARENH attribuée au titre de l'année 2024 par sa délibération n°2023-330 du 26 octobre 2023, la Commission de régulation de l'énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie (article R. 336-14 du Code de l'énergie modifié par le décret n°2022-1380 du 29 octobre 2022), la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demande exprimée supérieure au volume global maximal fixé pour l'année 2024 et les critères d'évaluation des demandes d'ARENH (modalités de contrôle et, éventuellement, de correction des demandes ARENH formulées par les fournisseurs alternatifs lors du guichet ARENH).

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 contractualiser directement avec leur société mère un approvisionnement dans des conditions identiques à celles de l'accord-cadre ARENH incluant, notamment, les conditions d'écrêtement auxquelles les autres fournisseurs alternatifs sont soumis.

Le 15 novembre 2023, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a délibéré une évolution des règles de calcul du complément de prix, ARENH dit CP2 versé par les fournisseurs alternatifs qui font des demandes excessives d'ARENH par rapport à leurs volumes de ventes réels. Ces évolutions sont de nature à rendre plus incitative la pénalité associée aux sur-demandes de ces fournisseurs au guichet ARENH.

Enfin, concernant le guichet de novembre 2023, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF et gestionnaires de réseau) pour livraison 2024 s'est élevée à 130,45 TWh. La CRE a ajusté certaines demandes à la baisse, pour un total de - 0,04 TWh ce qui fixe le niveau de demande validé par la CRE à 130,41 TWh, et a procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur dans la limite du volume global de 100 TWh. Le taux d'attribution s'élève donc à 76,68 %. 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 (25,54 TWh).

Régulation post ARENH

Le gouvernement a initié le 22 novembre 2023 une consultation qui précise les modalités envisagées pour garantir la protection, la stabilité et la prévisibilité des factures des consommateurs d'électricité en France après l'extinction de l'ARENH au 31 décembre 2025.

À l'issue de cette consultation publique, un avant-projet de loi de souveraineté énergétique a été présenté par le Gouvernement le 9 janvier 2024. Les implications potentielles de ce dispositif ont été prises en compte dans la définition des hypothèses retenues par le Groupe dans le cadre des tests de perte de valeur (voir note 10.8).

5.1.2 Composition du chiffre d'affaires

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

(en millions d'euros)	2023	2022
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	129 892	129 831
- dont ventes d'énergie ⁽¹⁾	108 153	109 281
- dont services liés à l'énergie (incluant les prestations d'acheminement ⁽²⁾)	21 739	20 550
Autres ventes de biens et de services	6 157	6 607
Trading	3 666	7 038
CHIFFRE D'AFFAIRES	139 715	143 476

⁽¹⁾ En 2023, les ventes d'énergie incluent 5 330 millions d'euros de chiffre d'affaires lié aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre 12 229 millions d'euros en 2022. 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 2023 comme en 2022, les principaux secteurs opérationnels vendeurs nets en euros sur les marchés sont la France – Activités de production et de commercialisation (gaz), l'Italie (électricité) et Dalkia (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 2023 est en baisse de -2,1 % soit (3,1) milliards d'euros. Cette évolution concerne principalement les secteurs Italie ((11,6) milliards d'euros, soit -39,6 %) et Autres métiers ((11,5) milliards d'euros, soit -61,5 %), dont les diminutions sont partiellement compensées par les secteurs France – Activités de production et commercialisation (+13,5 milliards d'euros, soit +28,9 %) et Royaume-Uni (+5,3 milliards d'euros, +33,1 %).

Le chiffre d'affaires du secteur **France – Activités de production et commercialisation** est en hausse organique de +13,5 milliards d'euros. Cette progression s'explique principalement par des effets prix favorables sur les ventes au TRV et en offre de marché, malgré les mesures de limitations tarifaires mises en place par les Pouvoirs Publics au titre du bouclier et des amortisseurs. Elle s'explique également par des effets prix de marché de l'énergie favorables sur les obligations d'achat pour +0,9 milliard d'euros (effet neutre en EBE avec le mécanisme de compensation par la CSPE des charges liées aux obligations d'achat, comptabilisé en « Autres produits et charges opérationnels »).

Au **Royaume-Uni**, le chiffre d'affaires est en hausse organique de +5,3 milliards d'euros, du fait principalement de l'impact de la hausse des prix de l'énergie sur les tarifs de vente aux clients et ce, malgré une production nucléaire plus faible en 2023.

La diminution organique du chiffre d'affaires de **l'Italie** atteint (11,6) milliards d'euros en 2023 et s'explique essentiellement par une baisse des volumes et des prix sur le gaz, pour (10,3) milliards d'euros.

La diminution du chiffre d'affaires organique des **Autres métiers** de (11,5) milliards d'euros provient essentiellement des activités gazières ((8,4) milliards d'euros) en raison de la baisse des prix de marché de gros du gaz et de la diminution de la marge de trading ((3,2) milliard d'euros) tenant compte d'une réduction de volatilité des marchés dans un contexte de prix décroissants, contrebalancé par une diminution du risque crédit systémique.

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)	2023	2022
Achats consommés de combustible – production d'énergie ⁽¹⁾	(21 497)	(34 509)
Achats d'énergie ⁽¹⁾	(51 600)	(81 943)
Charges de transport et d'acheminement	(8 509)	(6 142)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	(257)	(6)
(Dotations) / reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	874	1 590
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(80 989)	(121 010)

⁽¹⁾ En 2023 comme en 2022, les achats consommés de combustible et d'énergie incluent respectivement 1 867 et 26 792 millions d'euros liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre respectivement 2 927 et 41 458 millions d'euros en 2022. En 2023, 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).

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire, matières fissiles, gaz principalement, 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 certificats 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.

Retraité des effets de change et périmètre, les achats de combustible et d'énergie diminuent de 40 milliards d'euros par rapport à 2022, principalement sur les secteurs France – Activité de production et commercialisation pour 24,2 milliards d'euros (essentiellement des achats d'électricité), Italie pour 12,5 milliards d'euros (sur les achats de gaz) et Autres métiers (principalement au sein des activités gazières pour 7,7 milliards d'euros). En France, cette baisse s'explique principalement par la forte baisse des volumes des achats d'énergie du fait de l'amélioration de la production nucléaire et hydraulique et de la fin des achats pour fournir les volumes supplémentaires d'ARENH aux fournisseurs alternatifs.

5.3 Charges de personnel

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2023	2022
Rémunérations	(10 428)	(10 254)
Charges de sécurité sociale	(2 247)	(2 208)
Intéressement et participation	(386)	(333)
Autres contributions liées au personnel	(365)	(352)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(222)	(226)
Avantages à court terme	(13 648)	(13 373)
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(1 258)	(1 096)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(423)	(855)
Avantages postérieurs à l'emploi	(1 681)	(1 951)
Autres avantages à long terme	(120)	121
Indemnités de fin de contrat	(21)	(33)
Autres charges de personnel	(141)	88
CHARGES DE PERSONNEL	(15 470)	(15 236)

Retraitées des effets de change et périmètre, les charges de personnel sont en augmentation de +2 % par rapport à 2022. L'augmentation des rémunérations est notamment liée aux effets de mesures salariales mises en place dans les différentes entités du Groupe en 2023 en lien avec le niveau d'inflation.

Les impacts liés à la réforme des retraites en France et aux décisions prises par EDF Energy pour limiter l'augmentation des pensions liée à l'inflation (10%) sont présentées en Autres produits et charges d'exploitation (voir note 7).

Les effectifs moyens sont les suivants :

(en équivalent temps plein)	2023	2022
Statut IEG	96 093	94 232
Autres	75 769	70 796
EFFECTIFS MOYENS	171 862	165 028

5.4 Impôts et taxes

Les différentes composantes des impôts et taxes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2023	2022
Impôts et taxes sur rémunérations	(347)	(310)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 556)	(1 623)
Autres impôts et taxes	(2 161)	(1 230)
IMPÔTS ET TAXES	(4 064)	(3 163)

Retraités des effets de change et périmètre, les impôts et taxes augmentent de (903) millions d'euros, soit 28,5 % en lien notamment avec la mise en place des mécanismes de taxation sur les revenus (Captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité dans l'Union européenne et *Electricity Generator Levy* au Royaume-Uni), qui atteint (567) millions d'euros en 2023 (contre 102 millions d'euros en 2022), principalement sur les secteurs Royaume-Uni (400) millions d'euros et Autre international ((146) millions d'euros). S'agissant du secteur France - Production et commercialisation, le montant de taxation au titre de la CRI est très limité du fait d'un déficit reportable significatif en 2022, en lien avec les achats effectués sur les marchés à des prix élevés, induits par la très forte diminution de la production nucléaire sur cette période.

L'augmentation des autres impôts et taxes provient également du segment France - production et commercialisation. En effet, au 31 décembre 2022, le montant de la Contribution Économique Territoriale était conjoncturellement faible, conséquence de la dégradation de la valeur ajoutée 2022 liée à la hausse des achats d'énergie observée en 2022 dans un contexte de recul notamment de la production nucléaire et de rachat de 19,5 TWH d'ARENH.

Mécanisme européen de Captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI)

L'Union européenne a adopté le 6 octobre 2022 un règlement destiné à lutter, de manière harmonisée, contre la crise des prix de l'énergie. Ce règlement prévoit notamment des objectifs de réduction de consommations d'énergie pendant l'hiver 2023, ainsi que la mise en place d'aides étatiques aux entreprises et aux ménages, financées à la fois, par la taxation des surprofits des secteurs fossiles et par la captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI).

La CRI consiste en un dispositif fiscal contraignant imposant aux producteurs d'électricité de reverser à l'État, l'ensemble de leurs revenus au-dessus d'un seuil (exprimé en €/MWh). Alors que le règlement européen prévoit l'application obligatoire de la CRI sur la période du 1^{er} décembre 2022 au 30 juin 2023 avec un seuil de reversement de 180 €/MWh, de nombreux États de l'UE ont fait le choix d'élargir cette période de taxation et de fixer des seuils d'imposition, par nature de technologie de production, très inférieurs au seuil européen.

S'agissant du **groupe EDF**, sont notamment concernées par ces prélèvements les activités en France, en Belgique et au Royaume-Uni.

En **France**, le dispositif, prévoit une taxation à hauteur de 90 % de la rente au sein de trois périodes de taxation : 1^{er} juillet 2022 au 30 novembre 2022, 1^{er} décembre 2022 au 30 juin 2023 et 1^{er} juillet 2023 au 31 décembre 2023, avec la possibilité de reporter en avant d'une période sur l'autre une quote-part des déficits éventuellement dégagés au titre de la période précédente. Ce dispositif est prorogé pour la période comprise entre le 1^{er} janvier 2024 et le 31 décembre 2024 par l'article 80 de la loi de finances pour 2024.

Les niveaux de seuils de rente (en €/MWh) ont été distingués par technologie de production d'électricité (en 8 catégories différentes) dont notamment 90 €/MWh pour le nucléaire, 100 €/MWh pour l'éolien ou le solaire, entre 80 et 140 €/MWh pour l'hydraulique (selon la puissance de l'installation). Par ailleurs, la France a fait le choix de taxer les installations de production d'électricité fonctionnant au gaz (y compris les cogénérations). Pour ces dernières, le seuil varie entre 40 et 110 €/MWh auquel il convient d'ajouter le coût du combustible.

Par conséquent, au sein du Groupe EDF en **France**, sont concernées par la CRI, EDF SA ainsi que les entités françaises de Dalkia pour 9 millions d'euros (14 millions d'euros en 2022) et EDF Renouvelables pour 12 millions d'euros (37 millions d'euros en 2022) au titre respectivement de leur production 2023 à partir de cogénération ou d'énergie renouvelable.

S'agissant d'EDF SA, l'entreprise affiche un déficit reportable significatif au titre de la première période de taxation en 2022, ainsi que pour le mois de décembre 2022, en lien avec les achats effectués sur les marchés à des prix élevés, induits par la très forte diminution de la production nucléaire (-81,7 TWh) sur cette période. Du fait du mécanisme de report en avant, il n'est prévu le paiement d'aucune taxe au titre de l'exercice 2023.

En **Belgique**, EDF est concerné au titre de la production d'origine nucléaire et renouvelable à hauteur de 146 millions d'euros au titre de 2023 avec une taxation à 100 % au-delà d'un seuil de 130 €/MWh.

En **Italie**, le Groupe était concerné en 2022 par des mesures de suppléments d'impôts sur les bénéfices, qui n'ont pas été reconduites en 2023 (voir note 9).

Autres mécanismes similaires dans le Groupe

Le **Royaume-Uni** a mis en place depuis le 1^{er} janvier 2023 une taxation à hauteur de 45% des revenus de la production d'électricité excédant 75£/MWh (*Electricity Generator Levy*). Cette taxe est due par les producteurs d'électricité d'origine charbon, renouvelable et nucléaire, mais exclut les centrales à gaz. Il est prévu que le mécanisme s'applique jusqu'au 30 mars 2028. Ce dispositif génère une charge de 400 millions d'euros en 2023 pour EDF Energy.

5.5 Autres produits et charges opérationnels

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

(en millions d'euros)	Notes	2023	2022
Subventions d'exploitation	5.5.1	14 493	1 055
Résultat de déconsolidation	5.5.2	55	168
Résultat de cession d'immobilisations	5.5.2	(228)	(167)
Dépréciations/reprises nettes des actifs courants	5.5.3	(702)	(307)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation ⁽¹⁾		(77)	(1 059)
Autres produits et charges	5.5.4	(2 313)	677
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS		11 228	367

⁽¹⁾ Voir notes 15.1.1.1 et 17.2

5.5.1 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 2023 qui se traduit dans les comptes par un produit de 14 126 millions d'euros en 2023. Elles s'élevaient à 808 millions d'euros au titre de 2022. Les charges de Service public intègrent un montant de 13 992 millions d'euros au titre de la couverture du moindre chiffre d'affaires induit par la limitation des prix de vente aux clients finals mise en place par les Pouvoirs Publics dans le cadre des boucliers tarifaires électricité et gaz et des amortisseurs électricité (voir note 5.1.1). Néanmoins, les charges à couvrir au titre du soutien aux ENR ont atteint, de nouveau en 2023, un montant négatif du fait du niveau des prix de marché élevés qui se sont trouvés de façon générale supérieurs aux prix auxquels EDF doit acheter l'électricité dans le cadre du mécanisme des obligations d'achat.

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. Les charges de Service public de l'énergie sont depuis le 1^{er} janvier 2021 compensées par le Budget Général de l'Etat.

Ainsi, la loi de finances initiale pour 2023 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2023 un programme budgétaire (P 345) « Service public de l'énergie » doté d'un montant de 8,4 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 liées aux boucliers tarifaires électricité et gaz (voir note 5.1.1), 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 l'accise sur l'électricité (ancienne taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), intitulée également sur les factures clients « Contribution au service public de l'électricité » (CSPE)), sont reversées directement au Budget Général. L'accise sur l'électricité 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 l'accise est fixé à 32 €/MWh pour le taux plein applicable aux particuliers. Par ailleurs, la législation prévoit également un tarif particulier, des taux réduits et des exonérations, en fonction de l'activité et de la consommation des entreprises. Toutefois, la mise en place du bouclier tarifaire pour l'électricité a eu pour effet de la réduire à son niveau minimal, soit 1€/MWh pour les particuliers et 0,5 €/MWh pour les professionnels.

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 en 2023, 2 délibérations (n°2023-200 du 20 juillet et n°2023-293 du 21 septembre) constatant, pour EDF, la prévision des charges de Service public au titre de 2024, la re-prévision des charges au titre de 2023, ainsi que les charges constatées au titre de 2022.

5.5.2 Résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent en 2023 les 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 48 millions d'euros (192 millions d'euros en 2022).

5.5.3 Dépréciations et reprises nettes des actifs courants

Les dépréciations et reprises nettes des actifs courants intègrent principalement en 2023 des dépréciations de créances clients au Royaume-Uni et en France ainsi que 230 millions d'euros de dépréciation du stock de charbon de la centrale Cordemais en France compte tenu de la projection de consommation réalisée fin 2023 en forte baisse par rapport à 2022.

5.5.4 Autres produits et charges

Les autres produits et charges intègrent principalement les charges liées à l'obtention des Certificats d'économies d'énergie (CEE), les pertes relatives aux créances d'exploitation irrécouvrables, les redevances liées aux concessions hydrauliques en France ainsi que les compléments de rémunérations versés aux producteurs d'énergies renouvelables en France.

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. A l'inverse, lorsque le produit de la vente est supérieur à cette rémunération de référence, le producteur doit reverser la différence perçue. Ce mécanisme vient compléter celui des obligations d'achat en France.

Ils comprennent également, les charges et les produits liés à la fermeture de la centrale de Fessenheim, composés principalement, au 31 décembre 2023 :

- des charges à hauteur de 93 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main d'œuvre du site pour 45 millions d'euros, les achats de biens et de prestations de services pour 43 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales pour 5 millions d'euros) ;
- de l'indemnisation prévue par le protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 43 millions d'euros enregistrée en subvention d'exploitation, selon les modalités de reconnaissance au compte de résultat explicitées ci-dessus.

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 pour l'essentiel 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 continuent à être exploitées et maintenues en « Réacteur Complètement Déchargé » (RCD) et en « Réacteur Sans Combustible » (RSC). Un ensemble d'opérations techniques et administratives sont requises. Fin 2022, la totalité du combustible utilisé avait été évacuée du site vers la Hague. A fin 2023 la décontamination des circuits de la zone nucléaire a été finalisée. Le décret de démantèlement est attendu pour 2026.

CERTIFICATS D'ÉCONOMIES 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 des achats de certificats sur le marché secondaire.

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. Les stocks de CEE ainsi constitués pourront être utilisés pour éteindre l'obligation des exercices ultérieurs.

Le cas échéant, une provision est comptabilisée si le volume des CEE délivrés est inférieur 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 RÉGLEMENTAIRE EN FRANCE

La 5^{ème} période des CEE (2022-2025) a débuté le 1^{er} janvier 2022. Le décret n°2021-712 a renforcé l'efficacité du dispositif (forte baisse des bonifications, calculs plus proches des économies réelles...), ainsi que 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).

Cependant, afin de renforcer la dynamique des travaux, la DGEC, par décret CEE n° 2022-1368 du 27 octobre 2022, a augmenté les obligations CEE de la 5^{ème} période à compter du 1^{er} janvier 2023, soit dix mois seulement après le début de la 5^{ème} période, selon les modalités suivantes :

- obligation Classique : 1 970 TWhc versus 1 770 TWhc initialement, avec +200 TWhc sur 2023-2025 ;
- obligation Précarité : 1 130 TWhc versus 730 TWhc initialement, avec +400 TWhc sur 2023-2025.

Il est à noter que les évolutions réglementaires en cours de période obligent les acteurs à s'adapter. Au 31 décembre 2023, le groupe EDF a rempli son obligation CEE au titre de la 5^e période (2022-2025).

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)	2023	2022
VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DERIVES ENERGIE ET MATIERES PREMIERES HORS ACTIVITES DE <i>TRADING</i>	363	(849)

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* passent de (849) millions d'euros au 31 décembre 2022 à 363 millions d'euros au 31 décembre 2023, principalement liées à une moindre volatilité des prix en 2023, dans un contexte de prix de marché baissiers des commodités contrairement à 2022.

Note 7 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à (2 944) millions d'euros au 31 décembre 2023. Ils comprennent principalement :

- une dotation complémentaire exceptionnelle aux provisions pour gestion du combustible usé à hauteur de (1 073) millions d'euros au titre de l'accord signé en septembre 2023 avec Orano Recyclage sur les principes relatifs aux futurs avenants 2024-2026 (voir note 15.1.1.1) ;
- une dotation aux provisions pour litiges environnementaux sur Edison pour un montant de (525) millions d'euros ;
- les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (499) millions d'euros (surcoûts anormaux au sens d'IAS 16.22 et ne pouvant être inclus dans le coût des immobilisations en cours) ;
- une dotation aux provisions de (345) millions d'euros à la suite de l'accord définitif signé entre Engie et le gouvernement belge sur l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires le 13 décembre 2023 (voir note 15.1) ;
- le coût des services passés résultant de la modification du régime dans le cadre de la réforme des retraites qui s'élève à (338) millions d'euros ;
- une dotation aux provisions liée aux surcoûts au titre de l'ingénierie de Hinkley Point C à rembourser à CGN pour un montant de (162) millions d'euros au titre d'un accord spécifique ;
- un produit de 92 millions au titre du plafonnement des pensions au Royaume-Uni.

En 2022, les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à (687) millions d'euros. Ils comprenaient principalement :

- les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (638) millions d'euros ;
- la charge liée à l'Offre préférentielle Réserve aux Salariés (ORS) pour (64) millions d'euros ;
- le résultat de cession d'EDF Energy Services LLC (activité de commercialisation d'énergie d'EDF Trading North America, voir note 3.1) et de Dalkia Russie, ainsi que des compensations versées à des partenaires pour un montant net de 68 millions d'euros ;
- des provisions en lien avec les procédures civiles, administrative et pénale concernant la vente d'Ausimont (site de Bussi) en Italie par Montedison à Solvay en 2002 (voir note 17.3.5).

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)	2023	2022
Charges d'intérêts sur opérations de financement ⁽¹⁾	(3 924)	(1 940)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	17	(31)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	(34)	89
Résultat net de change sur endettement	111	152
COUT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	(3 830)	(1 730)

⁽¹⁾ Comprendent en 2023 les intérêts relatifs à la dette liée à l'obligation locative pour (100) millions d'euros ((77) millions d'euros en 2022).

Les charges d'intérêts sur opérations de financement sont en hausse de 1 984 millions d'euros. Cette augmentation s'explique principalement par un effet taux en lien avec la hausse des taux d'intérêts et dans une moindre mesure, par un effet d'augmentation du volume de la dette.

8.2 Effet de l'actualisation

L'effet de l'actualisation 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 ce produit / (charge) est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	2023	2022
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme ⁽¹⁾	(1 337)	(663)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs ⁽²⁾	(2 603)	770
Autres provisions et avances	(48)	67
EFFET DE L'ACTUALISATION	(3 988)	174

⁽¹⁾ Voir note 16.1.3.

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

L'augmentation de la charge d'actualisation des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi en 2023 s'explique par la hausse du taux d'actualisation réel applicable au 1^{er} janvier 2023 (en France : 3,9 % au 1^{er} janvier 2023 contre 1,6 % au 1^{er} janvier 2022) partiellement compensée par une baisse du volume des engagements au 1^{er} janvier 2023.

La hausse des charges d'actualisation sur les provisions nucléaires en 2023 résulte principalement d'un effet taux à hauteur de (2 533) millions d'euros, du fait de la stabilité du taux d'actualisation réel en France en 2023 (2,5%), après l'impact positif de la hausse du taux réel de 50 points de base en 2022 (voir note 15.1). La charge de désactualisation courante de 2022 avait ainsi été plus que compensée par un effet favorable d'actualisation lié à ce changement de taux.

8.3 Autres produits et charges financiers

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

(en millions d'euros)	2023	2022
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	293	95
Produits / (charges) sur autres actifs financiers (dont prêts et créances)	374	311
Produits / (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres	760	345
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	2 058	(3 272)
Autres charges financières	(403)	(433)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	(143)	75
Produits sur les actifs de couverture	708	419
Intérêts d'emprunts capitalisés	822	463
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	4 469	(1 997)

Les « Produits / (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres » incluent principalement sur l'année 2023 :

- des dividendes et des produits d'intérêts sur titres de dettes pour un montant de 877 millions d'euros (467 millions d'euros en 2022) ;
- des plus ou moins-values nettes de cessions réalisées sur les titres de dettes en juste valeur par OCI recyclable pour un montant de (118) millions d'euros (dont (101) millions d'euros sur les actifs dédiés) contre (122) millions en 2022 (dont (68) millions d'euros en 2022 sur les actifs dédiés).

Les autres produits et charges financiers incluent sur l'année 2023 des variations de juste valeur liées aux instruments financiers pour 2 058 millions d'euros ((3 272) millions d'euros en 2022) dans un contexte de marchés qui restent volatils. Cette variation concerne la juste valeur des actifs dédiés à hauteur de 2 220 millions d'euros ((3 096) millions d'euros en 2022).

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'IFRS 9, le Groupe considère que les rémunérations versées aux détenteurs de titres subordonnés à durée indéterminée répondent à la définition de « dividendes » selon cette norme. En conséquence, conformément aux dispositions de la norme IAS 12, les effets d'impôts liés à de telles distributions, de la même manière que ceux liés aux versements de dividendes, sont comptabilisés 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 scénarios 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, déterminée 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 à l'exception des cas spécifiques visés par la norme IAS 12 pour lesquels aucun impôt différé n'est à constater.

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.

Dispositif dit « Pilier 2 »

Pour répondre aux préoccupations concernant la diminution des bases d'imposition à l'impôt sur les sociétés et le transfert de bénéfices fiscaux entre États au sein des grandes sociétés multinationales, un accord a été trouvé en 2021 au niveau mondial entre plus de 135 juridictions visant à introduire un taux d'imposition minimum. Ainsi, en décembre 2021, l'Organisation pour la Coopération et le Développement Économiques (OCDE) a publié un projet de réforme des règles fiscales internationales proposant notamment l'instauration d'une imposition minimale de 15% sur les bénéfices réalisés par les groupes multinationaux (dispositif dit « Pilier 2 »).

Après l'adoption de la directive Pilier 2 par l'Union européenne le 15 décembre 2022, l'OCDE a publié, le 20 décembre, des mesures de simplification qui s'appliqueront uniquement aux exercices ouverts jusqu'au 31 décembre 2026 (en pratique aux exercices 2024 à 2026 s'agissant du Groupe). Pendant cette période, et sous réserve de respecter certaines conditions à la maille d'une juridiction d'implantation, les groupes pourront être dispensés de calculer un impôt complémentaire selon les règles de Pilier 2.

La loi de finances pour 2024 a transposé ces nouvelles règles dans la législation française avec une première application sur l'exercice 2024 et une déclaration à déposer en juin 2026.

Au cours de l'année 2023 le Groupe a poursuivi ses travaux de mise en œuvre et d'évaluation du dispositif Pilier 2. Sur la base de la législation applicable en France, des taux d'impôt actuellement en vigueur dans les pays d'implantation du Groupe, et sous réserve du développement de nouvelles activités ou d'évolutions législatives dans les pays d'implantation d'ici l'entrée en vigueur du texte, le Groupe n'anticipe pas d'impacts significatifs à ce titre en matière d'imposition sur les bénéfices.

9.1 Ventilation de la charge d'impôt

La ventilation de produit / (charge) d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	2023	2022
Impôts courants	(3 887)	(1 894)
Impôts différés	1 417	5 820
TOTAL	(2 470)	3 926

En 2023, la charge d'impôt courant provient des sociétés en France pour (2 167) millions d'euros et des filiales étrangères pour (1 720) millions d'euros (respectivement (562) millions d'euros et (1 332) millions d'euros en 2022).

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

(en millions d'euros)	2023	2022
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	9 825	(22 916)
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	25,82 %	25,82 %
Charge théorique d'impôt	(2 537)	5 917
Différences de taux d'imposition ⁽¹⁾	(61)	145
Différences permanentes ⁽²⁾	(1 188)	(336)
Impôts sans base ⁽³⁾	253	(478)
Actifs d'impôts différés non reconnus ⁽⁴⁾	1 062	(1 320)
Autres	1	(2)
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	(2 470)	3 926
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	25,13 %	17,13 %

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (2 470) millions d'euros au 31 décembre 2023, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,13 % (contre un produit de 3 926 millions d'euros en 2022, correspondant à un taux effectif d'impôt de 17,13 %).

La variation de (6 396) millions d'euros entre le produit d'impôt 2022 et la charge d'impôt 2023 est essentiellement liée à l'augmentation de 32 741 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, générant une charge d'impôt théorique supplémentaire de (8 454) millions d'euros.

La variation de la charge d'impôt de 2023 est également affectée par les pertes de valeurs au Royaume-Uni dont les effets sont toutefois partiellement compensés par la reconnaissance d'impôts différés au titre du déficit réalisé en 2022 par le groupe d'intégration fiscale France (EDF SA, Enedis, PEI et autres filiales françaises détenues à plus de 95%) et par l'absence de contentieux fiscaux et d'effets défavorables en 2023 relatifs à la taxe sur les profits exceptionnels réalisés par les entreprises productrices d'électricité instaurée en Italie en 2022.

Concernant la reconnaissance d'impôts différés au titre du déficit réalisé en 2022 par le groupe d'intégration fiscale France : au 31 décembre 2022, le déficit réalisé avait fait l'objet d'une reconnaissance d'impôts différés partielle compte tenu de perspectives de recouvrabilité sur un horizon inférieur à 10 ans incertaines. Au 31 décembre 2023, le Groupe a réévalué sa capacité à consommer ce déficit et a reconnu un impôt différé actif complémentaire, pour un montant de 1 060 millions, afin de reconnaître l'intégralité du déficit réalisé en 2022.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les pertes de valeur et les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers et les commodités), le taux effectif d'impôt ressort à 20,6 % au 31 décembre 2023 contre un taux de 18,0 % au 31 décembre 2022.

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

- pour 2023 :
 - ⁽¹⁾ l'impact défavorable des différences de taux d'imposition en Italie, où le taux d'imposition normatif applicable en 2023 est de 27,9 %, pour (62) millions d'euros,
 - ⁽²⁾ les impacts défavorables au Royaume-Uni des pertes de valeur pour (1 020) millions d'euros et de la taxe *Electricity Generator Levy*, pour (100) millions d'euros. Cette taxe de 45% s'applique aux recettes exceptionnelles des producteurs d'électricité et sera applicable jusqu'au 31 mars 2028,
 - ⁽³⁾ l'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 164 millions d'euros,
 - ⁽⁴⁾ les impacts favorables de la reconnaissance et reprise de dépréciation des actifs d'impôts différés du groupe fiscal en France, pour 938 millions d'euros (dont 1 060 millions d'euros relatifs au déficit généré en 2022), et aux États-Unis, pour 182 millions d'euros (voir note 9.4).
- pour 2022 :
 - ⁽¹⁾ l'impact favorable pour 145 millions d'euros des différences de taux d'imposition, principalement au Royaume-Uni où le taux d'imposition normatif applicable en 2022 est de 19 %,
 - ⁽²⁾ les provisions et pertes de valeurs, pour (279) millions d'euros,
 - ⁽³⁾ l'impact défavorable des taxes exceptionnelles sur les profits en Italie, pour (317) millions d'euros, et de contentieux fiscaux pour (346) millions d'euros, partiellement compensés par l'effet favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de TSDI, pour 156 millions d'euros,
 - ⁽⁴⁾ la non-reconnaissance d'actifs d'impôts différés pour (1 320) millions d'euros, dont (1 551) millions d'euros provenant du groupe fiscal en France (voir note 9.4), partiellement compensés par l'effet favorable des impôts différés actifs reconnus aux États-Unis pour 296 millions d'euros.

9.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

(en millions d'euros)	2023	2022
Impôts différés actifs	8 696	1 667
Impôts différés passifs	(1 533)	(2 401)
Impôts différés nets au 1^{er} janvier	7 163	(734)
Variation en résultat net	1 417	5 820
Variation en capitaux propres	(2 040)	2 323
Écarts de conversion	(28)	79
Mouvements de périmètre	(78)	13
Autres mouvements	(9)	(338)
IMPOTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	6 425	7 163
Dont impôts différés actifs	7 403	8 696
Dont impôts différés passifs	(978)	(1 533)

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2023 est liée à hauteur de 199 millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi (558 millions d'euros sur l'exercice 2022) ainsi qu'à hauteur de (2 216) millions d'euros aux variations de juste valeur des couvertures (1 181 millions d'euros sur l'exercice 2022).

9.4 Ventilation d'impôts différés par nature

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
Impôts différés :		
Immobilisations et droits d'utilisation ⁽¹⁾	(5 114)	(6 946)
Provisions pour avantages du personnel	3 938	3 927
Autres provisions et pertes de valeur	216	778
Instruments financiers	509	2 401
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	7 915	9 555
Dettes liée à l'obligation locative ⁽¹⁾	838	845
Autres	544	497
Impôts différés actifs et passifs	8 846	11 057
Impôts différés actifs non reconnus	(2 421)	(3 894)
IMPOTS DIFFÉRÉS NETS	6 425	7 163

⁽¹⁾ L'application des amendements à IAS 12 s'est traduite par la présentation distincte d'impôts différés actifs et passifs au titre des contrats de location pour 845 millions d'euros, et au titre des coûts de remise en état des actifs loués pour 37 millions d'euros au 31 décembre 2022. La présentation des actifs et passifs d'impôts différés au titre de l'exercice 2022 a été retraitée en conséquence pour un montant de 882 millions d'euros, sans impact sur le montant net total des impôts différés reconnus au bilan.

Au 31 décembre 2023, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 2 421 millions d'euros (3 894 millions d'euros au 31 décembre 2022) et se situent principalement en France, en Italie et aux États-Unis.

En France, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 1 709 millions d'euros (2 952 millions d'euros au 31 décembre 2022) est essentiellement liée au stock d'impôts différés actifs relatifs aux avantages du personnel. Une partie des impôts différés correspondants est non-reconnue en raison de la politique prudente de reconnaissance des impôts différés du Groupe au-delà d'un horizon de 10 ans.

En Italie, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 308 millions d'euros (309 millions d'euros en 2022) est liée à la valeur fiscale du goodwill réévaluée en 2021 et fiscalement amortissable sur 50 ans. Une partie des impôts différés correspondants est non-reconnue en raison de la politique prudente de reconnaissance des impôts différés du Groupe au-delà d'un horizon de 10 ans.

Aux États-Unis, cette économie d'impôt potentielle de 287 millions d'euros (490 millions d'euros en 2022) est principalement liée à des déficits dont l'expiration se situe entre 2026 et 2037 (s'agissant de déficits générés avant le 31 décembre 2017 et de moins-values à long terme), ou à un horizon illimité (s'agissant de déficits générés après 2017).

Les impôts différés actifs sur déficits reportables et crédits d'impôts activés sont de 7 538 millions d'euros (7 898 millions d'euros en 2022) et se situent principalement en France pour 6 190 millions d'euros (6 890 millions d'euros en 2022), aux États-Unis pour 561 millions d'euros (430 millions d'euros en 2022) et au Royaume-Uni pour 475 millions d'euros (306 millions d'euros en 2022).

En France, ils intègrent un impôt différé actif de 6 103 millions d'euros reconnu au titre du déficit réalisé par le groupe d'intégration fiscale France (EDF SA, Enedis, PEI et autres filiales françaises détenues à plus de 95 %) en 2022 et non encore consommé.

Selon les projections de résultats fiscaux futurs de l'intégration fiscale France, il est probable que l'impôt différé actif brut de 6 103 millions d'euros soit recouvré sur un horizon inférieur à 10 ans. Ces projections tiennent compte du Budget 2024 du Groupe tel qu'approuvé par le Conseil d'Administration, de la trajectoire financière interne au Groupe intégrant l'accord du 14 novembre 2023.

Aux États-Unis et au Royaume-Uni, les déficits reportables et crédit d'impôts 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	31/12/2023	dont immobilisations en cours ⁽¹⁾	31/12/2022	dont immobilisations en cours ⁽¹⁾
Goodwill	10.1	7 895	n.a.	9 513	n.a.
Autres actifs incorporels	10.2	11 300	2 600	10 619	2 110
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	10.3	100 587	46 735	101 126	49 700
<i>dont actifs au titre du droit d'utilisation</i>	10.4	4 173	n.a.	4 051	n.a.
Immobilisations en concessions des autres activités	10.5	6 544	775	6 816	668
TOTAL DES ACTIFS IMMOBILISÉS HORS CONCESSIONS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE		126 326	50 110	128 074	52 478

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 2023, les goodwill portent principalement sur EDF Energy pour 4 901 millions d'euros (nets de la perte de valeur comptabilisée en 2023) et sur l'entité Framatome pour 1 475 millions d'euros. Une répartition par secteur opérationnel est présentée en note 4.1.

Les variations des goodwill sur les exercices 2023 et 2022 sont détaillées ci-dessous :

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
Valeur nette comptable à l'ouverture	9 513	10 945
Acquisitions	43	154
Cessions	(24)	(2)
Pertes de valeur (note 10.8)	(1 779)	(1 178)
Écarts de conversion	134	(379)
Autres mouvements	8	(27)
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLOTURE	7 895	9 513
Valeur brute à la clôture	11 832	11 650
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(3 937)	(2 137)

En 2023, les variations observées sont liées principalement à :

- une perte de valeur sur le goodwill EDF Energy pour (1 773) millions d'euros ;
- des écarts de conversion pour 134 millions d'euros, principalement du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

En 2022, les variations observées étaient liées principalement à :

- une perte de valeur sur le goodwill EDF Energy pour (1 176) millions d'euros ;
- des écarts de conversion pour (379) 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 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, 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 certificats d'émission de gaz à effet de serre et les certificats d'énergie renouvelable acquis (voir notes 20.1.1 et 20.1.2).

Certificats d'émission de gaz à effet de serre

La directive européenne 2003/87/CE établit un système d'échange de quotas d'émission (SEQE) de gaz à effet de serre (GES) dans l'Union européenne. Le Royaume-Uni a mis en place un SEQE au niveau national (UK ETS) qui s'applique depuis le 1^{er} janvier 2021.

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 certificats 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 ces réglementations sont : EDF, EDF Energy, Edison, Dalkia, et Luminus.

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

- les certificats 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 certificats détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre sont comptabilisés en « Autres immobilisations incorporelles » :
 - à leur coût d'acquisition lorsqu'ils sont acquis sur le marché,
 - pour une valeur nulle lorsqu'ils sont attribués gratuitement (dans les pays ayant maintenu une allocation gratuite).

A chaque clôture, une provision est constatée à hauteur du montant des émissions de l'exercice (voir note 17.2).

La provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des certificats acquis à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché. Elle est soldée lors de la restitution des certificats à l'État.

À la date d'arrêté, les certificats détenus 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 certificats d'émission à la clôture et non vendus à terme est supérieur au nombre de certificats à restituer à l'État au titre des émissions de l'exercice, un test de dépréciation est effectué sur cet excédent et une dépréciation est constatée si sa valeur nette comptable excède sa valeur de marché.

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. Le Royaume-Uni a, pour sa part, un dispositif équivalent.

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 « Certificats 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), de ceux déjà acquis (au comptant ou à terme), du prix des certificats restant à acquérir, valorisés au prix de marché, et le cas échéant 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)	31/12/2022	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre ⁽²⁾	Autres mouvements	31/12/2023
Logiciels	7 605	927	(631)	18	-	45	7 964
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	504	-	-	-	-	-	504
Certificats d'émission de gaz à effet de serre – Certificats verts	979	1 365	(1 351)	8	-	7	1 008
Autres immobilisations incorporelles	8 394	739	(53)	12	(146)	(117)	8 829
Immobilisations incorporelles en cours ⁽¹⁾	2 110	512	(28)	-	2	4	2 600
Valeurs brutes	19 592	3 543	(2 063)	38	(144)	(61)	20 905
Logiciels	(4 968)	(870)	619	(16)	-	(14)	(5 249)
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	(266)	(25)	-	-	-	-	(291)
Autres immobilisations incorporelles	(3 739)	(540)	70	(12)	110	46	(4 065)
Amortissements et pertes de valeur	(8 973)	(1 435)	689	(28)	110	32	(9 605)
VALEURS NETTES	10 619	2 108	(1 374)	10	(34)	(29)	11 300

⁽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 détaillées en note 10.6.

⁽²⁾ Les mouvements de périmètre concernent essentiellement les reclassements en actifs destinés à être cédés d'actifs de stockage gaziers en Italie et au Royaume-Uni.

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles (hors en cours) comprend au 31 décembre 2023 :

- la cartographie Enedis pour 927 millions d'euros (814 millions d'euros au 31 décembre 2022) ;
- 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 1 552 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, 493 millions d'euros et 216 millions d'euros.

Une dépréciation nette des autres actifs incorporels de (44) millions d'euros a été enregistrée en 2023 ((65) millions d'euros en 2022).

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 483 millions d'euros en 2023 (473 millions d'euros en 2022).

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 est comptabilisé à l'actif en 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.

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.

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

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)	31/12/2022	Augmentation	Diminution	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2023
Terrains et constructions	14 454	385	(67)	14	15	(240)	14 561
Installations production nucléaire	79 559	4 576	(1 774)	195	-	240	82 796
Installations productions thermique et hydraulique	17 705	230	(66)	34	(20)	(5)	17 878
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	24 545	2 140	(527)	(146)	(175)	118	25 955
Actif au titre du droit d'utilisation ⁽¹⁾	6 610	704	-	(13)	5	(149)	7 157
Immobilisations en cours ⁽²⁾	49 887	8 035	(90)	459	12	(262)	58 041
Valeurs brutes	192 760	16 070	(2 524)	543	(163)	(298)	206 388
Terrains et constructions	(8 682)	(382)	62	(11)	-	245	(8 768)
Installations production nucléaire	(55 381)	(3 490)	1 685	(124)	-	492	(56 818)
Installations productions thermique et hydraulique	(12 922)	(440)	63	(28)	331	(11)	(13 007)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(11 903)	(1 437)	515	6	(83)	(16)	(12 918)
Actif au titre du droit d'utilisation ⁽¹⁾	(2 559)	(772)	-	3	(2)	346	(2 984)
Immobilisations en cours ⁽²⁾	(187)	(11 190)	5	(13)	-	79	(11 306)
Amortissements et pertes de valeur	(91 634)	(17 711)	2 330	(167)	246	1 135	(105 801)
VALEURS NETTES	101 126	(1 641)	(194)	376	83	837	100 587

⁽¹⁾ Voir note 10.4.

⁽²⁾ Les flux d'augmentation des immobilisations en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service. Les immobilisations en cours sont détaillées en note 10.6.

Les augmentations d'immobilisations de la période relatives aux principaux projets du Groupe sont détaillées dans les notes 10.6 et 10.7.

Les installations de production nucléaire diminuent de (194) millions d'euros, en lien principalement avec le remplacement de gros composants et révisions majeures effectué notamment dans le cadre du programme Grand Carénage et des visites périodiques.

L'augmentation des pertes de valeur sur des immobilisations en cours ((11 190) millions d'euros) concernent essentiellement la dépréciation du projet en construction Hinkley Point C au Royaume-Uni en lien avec la mise à jour du calendrier et des coûts du projet (voir note 10.8).

Les variations observées sur les immobilisations de production incluent un impact lié aux écarts de conversion pour 376 millions d'euros, principalement du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro pour 544 millions d'euros et 837 millions d'euros d'autres variations principalement liées à la réévaluation des provisions pour déconstruction.

Les mouvements de périmètre concernent essentiellement Edison (34 millions d'euros) et EDF Renouvelables (28 millions d'euros).

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 MW, 20 réacteurs 1 300 MW et 4 réacteurs 1 450 MW, est de 50 ans pour les paliers 900 MW (depuis le 1^{er} janvier 2016), et 1 300 MW (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.

Par ailleurs, la PPE pour 2019-2028 adoptée en avril 2020, qui prévoit la fermeture de douze réacteurs nucléaires d'ici 2035 soit une fermeture de deux réacteurs 900 MW en 2027 et 2028 en anticipation de leur 5^e visite décennale, a conduit à intégrer un scénario de fermeture anticipée pour deux réacteurs 900 MW, dont les effets sur les provisions nucléaires et les dotations aux amortissements ne sont pas significatifs sur les comptes du Groupe. Cette hypothèse est conservée au 31 décembre 2023 dans l'attente de l'adoption de la prochaine PPE qui pourrait intervenir en 2024 dans le cadre du processus en cours de révision de la Stratégie Française Energie Climat.

Durée d'amortissement de la centrale à charbon de Cordemais en France

Dans le contexte de la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019, la date de fin d'amortissement de la centrale de Cordemais a été avancée à 2026 depuis l'arrêté des comptes du 31 décembre 2021.

Dans son bilan prévisionnel publié le 20 septembre 2023, RTE a confirmé le besoin du maintien en fonctionnement de la centrale de Cordemais pour l'équilibre offre demande du Grand Ouest jusqu'à la mise en service nominale de Flamanville 3. EDF a engagé des actions pour assurer le maintien de la centrale jusqu'en 2027 et pour limiter son empreinte environnementale jusqu'à cet horizon : des travaux ont ainsi été effectués pour pouvoir substituer jusqu'à 20% du charbon par de la biomasse sur chacune des deux tranches de la centrale.

Les pouvoirs publics ayant annoncé que les dernières centrales fonctionnant au charbon en France devraient être totalement converties à la biomasse d'ici 2027, EDF a engagé des échanges avec eux pour explorer les questions réglementaires en lien avec cette perspective.

Dans l'attente des dispositions réglementaires qui seront prises, la date de fin d'amortissement comptable de la centrale est à ce stade maintenue à 2026.

10.4 Actifs au titre du droit d'utilisation

PRINCIPES ET METHODES COMPTABLES

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

Les accords identifiés qui, bien que n'ayant pas la forme juridique d'un contrat de location, transfèrent le droit de contrôler l'utilisation d'un actif ou d'un groupe d'actifs spécifiques au preneur du contrat, sont qualifiés de contrats de location au regard des dispositions de la norme IFRS 16.

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.

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)	31/12/2022	Augmentations ⁽¹⁾	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements ⁽²⁾	31/12/2023
Terrains et constructions	5 502	482	-	3	(51)	5 936
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	1 108	222	-	2	(111)	1 221
Valeurs brutes	6 610	704	-	5	(162)	7 157
Terrains et constructions	(1 942)	(599)	2	(2)	241	(2 300)
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(617)	(173)	-	-	106	(684)
Amortissements et pertes de valeur	(2 559)	(772)	2	(2)	347	(2 984)
VALEURS NETTES	4 051	(68)	2	3	185	4 173

⁽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 des contrats de location en tant que preneur sur le compte de résultat sont les suivants :

(en millions d'euros)	2023	2022
Revenus des sous-locations	7	7
Charges au titre des loyers variables	(74)	(53)
Charges au titre des locations à court terme ou dont le bien sous-jacent est de faible valeur	(140)	(108)
Résultats de cessions-bails	-	-
Excédent brut d'exploitation	(207)	(154)
Dotations aux amortissements des actifs au titre du droit d'utilisation	(772)	(725)
Résultat d'exploitation	(979)	(879)
Charges d'intérêts sur l'obligation locative	(100)	(77)
RÉSULTAT AVANT IMPÔT DES SOCIÉTÉS INTÉGRÉES	(1 079)	(956)

10.4.3 Décaissements relatifs aux contrats de location

(en millions d'euros)	2023	2022
TOTAL DES DECAISSEMENTS RELATIFS AUX DETTES LIÉES A L'OBLIGATION LOCATIVE	(845)	(776)

Les décaissements relatifs aux dettes liées à l'obligation locative sont principalement composés du remboursement du nominal pour 752 millions d'euros en 2023 (702 millions d'euros en 2022).

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 31 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'utilité sont les suivantes et les durées d'amortissement retenues tiennent par ailleurs compte pour les ouvrages concédés des durées des contrats de concession :

- | | |
|---|--------|
| • 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 ». Ils sont amortis linéairement sur la durée des contrats de concessions, 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)	31/12/2022	Augmentations	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2023
Terrains et constructions	1 649	31	(7)	-	1	1 674
Installations productions thermique et hydraulique	12 153	274	(24)	(507)	(6)	11 890
Autres	686	38	(16)	-	(9)	699
Immobilisations en cours ⁽¹⁾	685	104	(4)	(2)	9	792
Valeurs brutes	15 173	447	(51)	(509)	(5)	15 055
Terrains et constructions	(1 026)	(34)	6	1	(1)	(1 054)
Installations productions thermique et hydraulique	(6 816)	(336)	17	189	15	(6 931)
Autres	(498)	(32)	17	-	4	(509)
Immobilisations en cours ⁽¹⁾	(17)	(6)	-	-	6	(17)
Amortissements et pertes de valeur	(8 357)	(408)	40	190	24	(8 511)
VALEURS NETTES	6 816	39	(11)	(319)	19	6 544

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

Les immobilisations en concessions des autres activités comprennent au 31 décembre 2023 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)	2023	2022
Autres actifs incorporels en cours	2 600	2 110
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles en cours	46 735	49 700
Immobilisations en concessions des autres activités en cours	775	668
IMMOBILISATIONS EN COURS	50 110	52 478

Autres actifs incorporels

Les autres actifs incorporels en cours au 31 décembre 2023 comprennent notamment les études relatives à EPR 2 pour 1 569 millions d'euros (1 055 millions d'euros au 31 décembre 2022). Par ailleurs, les autres immobilisations incorporelles et en cours incluent les investissements relatifs aux SMR (*small modular reactors*) pour 254 millions d'euros (142 millions d'euros au 31 décembre 2022).

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

Le 10 février 2022, 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. Il a également constaté la nécessité de viser une mise en service du premier réacteur à l'horizon 2035 et précisé qu'EDF construira et exploitera ces nouveaux EPR2.

Dans l'attente d'une décision sur EPR 2, le Conseil d'administration du 31 mars 2022 a autorisé EDF à poursuivre ses activités de développement en engageant un montant supplémentaire d'environ 0,6 milliard d'euros jusqu'à fin 2023, portant ainsi, en cumulé, le budget de développement du programme EPR2 à 1 805 millions d'euros.

Le 29 juin 2023, EDF a annoncé engager les procédures d'autorisations nécessaires au lancement des travaux de construction de la première paire de réacteurs EPR2 à Penly, ainsi que les autres procédures administratives nécessaires à sa réalisation et à son raccordement au réseau de transport d'électricité. EDF propose de construire trois paires d'EPR2, dans cet ordre, sur les sites de Penly (Normandie), Gravelines (Hauts de France) et Bugey (Auvergne Rhône-Alpes, voir communiqué de presse de la Présidence de la République du 19 juillet 2023).

Les travaux sur le plan de compétitivité, la revue de maturité technique et la consolidation du Programme sont en cours et devraient être conclus en 2024, à l'issue desquels les conclusions définitives de l'audit financier diligenté par l'Etat interviendront.

Un schéma approprié de financement et, le cas échéant, de régulation est en cours de préparation pour la réalisation de ce programme. Une actualisation du coût à terminaison du projet a été initiée et doit se poursuivre sur l'année 2024. À date, aucune décision finale d'investissement n'a été prise.

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

Le développement du produit NUWARD SMR s'est poursuivi en 2023, avec la fin de la phase d'Avant-Projet Sommaire (APS) et le début de la phase de Basic Design début avril (cette phase devant s'achever fin 2026). NUWARD SMR est un modèle à eau pressurisée de génération III composé de deux modules de 170 MW. Il est conçu pour être fabriqué en série et commercialisable à l'export. La cible est notamment le remplacement des centrales à combustible fossile dans les prochaines décennies. La commercialisation sera adossée à une centrale de référence en France dont la construction devrait démarrer à l'horizon 2030.

Le design du NUWARD SMR fait l'objet d'une pré-évaluation menée par l'ASN, en collaboration avec les autorités de sûreté tchèque (SUJB) et finlandaise (STUK). Cette démarche, qui va se poursuivre en intégrant de nouvelles autorités de sûreté (Pologne, Suède et Pays-Bas), vise à favoriser l'accélération de l'octroi de licences internationales pour les SMR tout en contribuant à créer un nouvel élan dans l'harmonisation des réglementations.

L'année 2023 a également été marquée par la création de la filiale NUWARD dédiée au développement du NUWARD SMR.

En décembre 2022, une première subvention de 50 millions d'euros dans le cadre du plan France 2030 avait été attribuée par l'État français à EDF SA. En juin 2023, une nouvelle subvention de 300 millions d'euros a été attribuée pour financer la phase de Basic Design, sous réserve de l'approbation par la Commission européenne, attendue en 2024.

Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles

Au 31 décembre 2023, les immobilisations de production, autres immobilisations corporelles en cours incluent notamment :

- les investissements relatifs au réacteur EPR de **Flamanville 3** pour 15 485 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 3 471 millions d'euros (15 245 millions d'euros au 31 décembre 2022, incluant des intérêts intercalaires pour 3 471 millions d'euros). Le montant total immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2023 est de 15 703 millions d'euros, comprenant également un montant de 210 millions d'euros⁽¹⁾ en immobilisations mises en service, dont 22 millions d'euros d'intérêts intercalaires.

Ce montant immobilisé de 15 703 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 740 millions d'euros,
- ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 984 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 408 millions d'euros constitués essentiellement d'avances et acomptes),

Le 16 décembre 2022, EDF a communiqué que le calendrier du projet de Flamanville 3 a été ajusté, l'estimation du coût à terminaison passant de 12,7 milliards d'euros à 13,2 milliards d'euros, exprimé en euros₂₀₁₅ (cf. communiqué de presse du Groupe du 16 décembre 2022).

Les surcoûts exceptionnels induits par la nécessité de reprendre les soudures de traversées du Circuit Secondaire Principal et les coûts liés au traitement thermique de détensionnement associé (cf. communiqué du 16 décembre 2022) sont enregistrés en autres produits et charges d'exploitation, pour un montant de 499 millions d'euros en 2023 contre 638 millions en 2022 (voir note 7).

(1) Soit 346 millions d'euros en valeur brute diminuée de 136 millions d'euros d'amortissements.

- les investissements relatifs à **Hinkley Point C** pour 27 425 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 1 682 millions d'euros (21 647 millions d'euros au 31 décembre 2022 incluant des intérêts intercalaires pour 1 110 millions d'euros). Ces immobilisations ont fait l'objet d'une perte de valeur cumulée de 11 702 millions d'euros (dont 11 151 millions d'euros comptabilisés au 31 décembre 2023, voir note 10.8). Le montant d'investissement sur 2023 est de 4 424 millions d'euros (3 890 millions d'euros en 2022) hors intérêts intercalaires ;
- les études relatives à **Sizewell C** pour 1 483 millions d'euros (808 millions d'euros en 2022).

Le solde des immobilisations corporelles en cours (hors immobilisations en concession) soit 13 622 millions d'euros concerne principalement le parc nucléaire existant d'EDF SA pour environ 68 %, 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, EDF Renouvelables pour environ 18 % (parcs en cours de développement en Europe, Amérique du Nord et dans les pays émergents).

Malgré le niveau d'investissements plus élevé sur la période pour 8 035 millions d'euros (voir note 10.3), les immobilisations corporelles de production en cours baissent de (2 965) millions d'euros du fait de la perte de valeur enregistrée sur le projet HPC en 2023 pour (11 151) millions d'euros.

Descriptifs des principaux projets en cours et investissements de la période

Programme d'investissements du parc nucléaire existant en France : le « Grand Carénage »

EDF mène depuis 2014 le « Grand Carénage », destiné à rénover le parc nucléaire français et à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs, pour poursuivre leur exploitation significativement au-delà de 40 ans. Le 31 mars 2022, le Conseil d'administration d'EDF a validé une nouvelle feuille de route sur la période 2022-2028 intégrant le retour d'expérience des instructions en cours avec l'ASN, notamment sur les VD 4 900 et 1300 et le lancement de la phase Études de la VD 5 900, pour un montant d'investissements sur cette période estimé à 33 milliards en euros courants, soit 31,2 milliards d'euros²⁰²¹. En 2023, le montant total des investissements s'élève à 4,4 milliards d'euros.

Phénomène de corrosion sous contrainte

Pour rappel, fin 2021, 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 ont été détectés à proximité de soudures des tuyauteries du circuit d'injection de sécurité (RIS). Des contrôles préventifs ont été engagés sur les réacteurs de Civaux 2, Chooz 1 et 2, qui relèvent également du palier N4, et ont fait apparaître des défauts similaires. 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.

Les expertises et analyses réalisées durant l'année 2022 ont permis à EDF d'identifier les réacteurs dont les lignes des circuits d'injection de sécurité sont les plus sensibles au développement du phénomène de corrosion sous contrainte (CSC). Il s'agit des 16 réacteurs les plus récents : les 4 réacteurs du palier N4 et 12 réacteurs du palier 1300-P'4.

L'ASN a pris position le 26 juillet 2022 sur la stratégie de contrôle proposée par EDF vis-à-vis du phénomène CSC affectant ses réacteurs. L'ASN a considéré que la stratégie d'EDF était appropriée compte tenu des connaissances acquises sur le phénomène et des enjeux de sûreté associés.

Début 2023, les résultats des expertises réalisées sur une soudure doublement réparée à la construction du réacteur de Penly 1, ont conduit EDF à remettre à l'ASN, le 10 mars 2023, une proposition de mise à jour de sa stratégie visant à accélérer le rythme des contrôles des soudures réparées à la construction, sur les arrêts programmés pour maintenance des réacteurs en 2023, 2024 et 2025.

L'ASN a indiqué mi-mars 2023 avoir pris acte de cette évolution de la stratégie et poursuivre le dialogue technique avec EDF afin de s'assurer de la pertinence du calendrier envisagé⁽¹⁾. Dans une note d'information publiée le 25 avril 2023, l'ASN a validé le calendrier proposé par EDF.

EDF a réalisé le programme de contrôles des soudures réparées identifiées comme prioritaires du fait de leurs conditions de réparation à la construction prévu pour 2023 et a commencé le programme 2024 validé par l'ASN. Les contrôles de ces réparations seront réalisés lors des arrêts programmés pour maintenance. EDF n'envisage pas d'arrêts supplémentaires ou dédiés.

Les soudures du palier N4 ont été réparées et les 4 réacteurs remis en service au premier semestre 2023.

Les chantiers de remplacement préventif sont terminés sur 11 des 12 réacteurs 1300-P'4 (Penly 1, Penly 2, Cattenom 1, Cattenom 2, Cattenom 3, Golfech 1, Golfech 2, Belleville 1, Belleville 2, Nogent 1 et Nogent 2). Le dernier (Cattenom 4) sera traité lors de sa visite décennale démarrée en février 2024.

En 2023, la production nucléaire définitive s'est établie à 320,4 TWh, en hausse de près de 42 TWh par rapport à 2022.

EPR de Flamanville 3

Conformément au calendrier annoncé le 16 décembre 2022, au cours de l'exercice 2023, EDF a poursuivi l'achèvement de l'installation et la finalisation des activités de préparation du chargement du combustible prévu au 1^{er} trimestre 2024 et dont l'accord de l'ASN est attendu par EDF au 1^{er} trimestre 2024.

Après le chargement en combustible nucléaire du réacteur, les opérations de démarrage se poursuivront, avec notamment des contrôles de tous les systèmes liés à la sûreté, des essais et des qualifications de matériels réalisés tout au long de la montée en température et pression de la chaudière, puis lors de la montée en puissance du réacteur. A 25 % de puissance, l'unité de production sera connectée au réseau électrique national.

L'estimation du coût à terminaison reste inchangée à 13,2 milliards d'euros²⁰¹⁵⁽²⁾

(1) Cf. communiqué de presse de l'ASN du 16 mars 2023.

(2) Montant en euros 2015, hors intérêts intercalaires.

En 2023, le projet a connu les étapes suivantes :

- La finalisation de l'instruction technique par l'ASN et l'IRSN des principaux sujets encore ouverts (filtration RIS, soupapes du pressuriseur, ...) ;
- La finalisation du chantier de remise à niveau des soudures du Circuit Secondaire Principal (CSP), avec plus de 120 soudures remises à niveau et plus de 200 traitements thermiques de détensionnement (TTD) réalisés. L'ASN se prononcera définitivement sur la conformité du CSP dans le cadre de son procès-verbal d'Attestation de Conformité de l'ensemble chaudière nucléaire ;
- La finalisation le 10 décembre des Essais de Requalification d'Ensemble de l'installation avec 4 000 équipements vérifiés ;
- La décision de l'ASN du 16 mai 2023 autorisant l'utilisation du couvercle actuel de la cuve jusqu'à « l'arrêt du réacteur au cours duquel la première requalification complète du circuit primaire est réalisée ». Le scénario de référence de l'entreprise est donc désormais le remplacement du couvercle de cuve lors de l'arrêt de Visite Complète ("VC1") qui devrait commencer fin 2025 à l'issue du 1^{er} cycle d'exploitation de la tranche.

A la suite de son inspection réalisée en mai 2023 pour la préparation de la mise en service, l'ASN réalisera une inspection complémentaire en février 2024 pour vérifier la mise en œuvre des actions prévues dans sa lettre de suite publiée en juillet 2023.

Hinkley Point C

À la suite de 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 »).

Le *Contract for Difference* signé le 29 septembre 2016 vise à garantir les revenus générés par l'électricité produite et vendue par HPC sur une période de 35 ans à compter de la mise en service commerciale de l'unité 2. À partir de la date d'entrée en fonctionnement de la centrale, si le prix de référence auquel HPC-vend l'électricité sur le marché est inférieur au prix d'exercice défini dans le contrat, à savoir à 92,50 £₂₀₁₂/MWh indexé sur l'inflation britannique par le biais de l'indice des prix à la consommation, HPC recevra une prime additionnelle. Si le prix de référence est supérieur au prix d'exercice, HPC devra payer la différence.

Au cours des derniers mois, le projet Hinkley Point C a franchi une série d'étapes importantes :

- le dôme sur le bâtiment réacteur de l'unité 1 a été posé le 15 décembre 2023,
- le design détaillé associé à la prochaine phase de travaux électromécaniques a été finalisé,
- 70 % des équipements qui seront installés sur l'unité 1 sont livrés,
- les générateurs de vapeur sont construits et prêts à être livrés,
- les essais du système britannique d'instrumentation et de contrôle sont en cours.

En termes de calendrier, un démarrage de la production d'électricité de l'Unité 1 vers la fin de la décennie est désormais envisagé. Plusieurs scénarios sont considérés :

- Le premier scénario, autour duquel le projet est organisé, correspond à un objectif de démarrage de la production de l'Unité 1 en 2029. Ce planning repose sur une productivité cible pour les montages électromécaniques, sous-tendue par la mise en oeuvre de plans d'actions en cours d'élaboration.
- Un second scénario (cas de base), tenant compte des risques inhérents à la réussite de ces plans d'actions, à la montée en puissance de ces montages et au calendrier des essais, conduit à un démarrage de la production en 2030.
- Enfin, compte tenu de la complexité du projet, un scénario défavorable pourrait conduire à un démarrage de la production d'électricité de l'Unité 1 en 2031, soit 12 mois supplémentaires par rapport au cas de base.

Dans les deux premiers scénarios, le coût à terminaison du projet est évalué dans une fourchette entre 31Mds£ et 34Mds£₂₀₁₅ selon les cas de figure. Le coût du Génie Civil et l'allongement de la durée de la phase électromécanique (ainsi que sa conséquence sur les autres lots) sont les deux principales causes de cette révision du coût de construction.

Dans le scénario de calendrier défavorable, le coût supplémentaire serait d'environ 1 Md£₂₀₁₅.

Pour rappel, le groupe avait indiqué le 19 mai 2022 que le démarrage de la production d'électricité était prévu en juin 2027. Le risque de report supplémentaire de la livraison des deux unités était alors évalué à 15 mois. Le coût à terminaison du projet était estimé entre 25 et 26 Mds £₂₀₁₅.⁽¹⁾

Les nouvelles hypothèses structurantes ainsi que la mise à jour des autres hypothèses clés ont conduit le Groupe à comptabiliser une perte de valeur sur les immobilisations en cours du projet à hauteur de (11 151) millions d'euros au 31 décembre 2023 (voir Note 10.8).

En termes de financement :

- les accords conclus entre EDF Energy et CGN prévoient un mécanisme de financement de certains surcoûts par EDF en cas de dépassement du budget initial ou de retard. Ce mécanisme a été déclenché en janvier 2023. En l'occurrence, cela se traduit par l'apport de financement d'EDF au projet, comptabilisé en prime d'émission, sans impact sur le pourcentage de détention. Aucune nouvelle compensation n'est attendue au regard des clauses contractuelles en vigueur ;
- par ailleurs, l'engagement de financement donné par les actionnaires a été consommé et depuis le quatrième trimestre 2023, en application des accords, la construction est financée par les actionnaires sur une base volontaire. Depuis, seul EDF a apporté des fonds propres.

À fin décembre 2023, EDF détient 67,7 % de la société de projet, CGN détenant les 32,3 % restants.

(1) Cf. communiqué de presse du Groupe du 24 janvier 2024.

Sizewell C

Sizewell C est le projet de construction d'une centrale nucléaire à Sizewell, dans le Suffolk (Angleterre) comprenant deux réacteurs EPR d'une capacité totale de 3,26 GW en vue d'alimenter en électricité 6 millions de foyers pendant environ 60 ans. Le projet repose sur une stratégie de réplcation de HPC, en reproduisant autant que possible le design de HPC et en faisant appel aux mêmes fournisseurs. EDF fournira le design de l'EPR britannique, certains des équipements nucléaires clés via Framatome, les turbines à vapeur (dans le cadre de l'acquisition future par EDF des activités nucléaires de GE Steam Power), les assemblages combustibles pour les premiers cycles au minimum et des services connexes au projet Sizewell C.

Le projet Sizewell C a été désigné en novembre 2022 comme éligible au modèle de financement de Base d'Actifs régulés (RAB).

Le 29 novembre 2022, le gouvernement britannique a annoncé sa décision d'investir directement environ 700 millions de livres sterling dans Sizewell C pour soutenir le développement du projet. En 2023, il s'est engagé à investir 511 millions de livres supplémentaires pour accélérer la préparation de la construction. Il a progressivement augmenté sa participation en 2023 et devrait continuer à augmenter son investissement dans le projet en 2024 jusqu'à la décision finale d'investissement.

A fin décembre 2023, le gouvernement britannique détient 50,6% du projet et EDF les 49,4% restants. Sizewell C reste consolidée en intégration globale dans les comptes du Groupe malgré une participation dorénavant minoritaire dans le projet du fait du maintien des droits d'EDF dans les décisions clés du projet. Cette situation pourrait être amenée à évoluer d'ici la décision finale d'investissement notamment du fait de l'évolution en 2024 de la gouvernance du projet, des suites du processus de levée de fonds en cours des offres reçues des investisseurs et de l'autonomie croissante de Sizewell C par rapport à EDF en vue de la réalisation du projet.

Le projet est passé en 2023 d'un stade de développement à une préparation active du démarrage de la construction.

Les modalités du financement de la construction sont en cours de discussion avec le gouvernement britannique et les accords liés au financement devraient être finalisés en 2024.

A ce titre, en septembre 2023, une procédure de levée de fonds a été lancée afin de rechercher des financements complémentaires pour la construction auprès d'investisseurs privés.

L'objectif du Groupe est de ne pas porter au bilan ce projet : la gouvernance du projet, les levées de fonds en cours, l'autonomie croissante de Sizewell C par rapport à EDF et le soutien renforcé du gouvernement britannique devraient faire évoluer cette situation d'ici la décision finale d'investissement.

Au plus tard, à la date de la FID, EDF prévoit de limiter sa participation au projet à 19,99 % au maximum, et de ne plus contrôler le projet.

L'engagement d'EDF de contribuer au financement de la construction du projet Sizewell à la FID, comme pour les autres investissements, est conditionné au respect de certains critères retenus par le Groupe.

A ce jour, la décision finale d'investissement (FID- *Final Investment Decision*) est prévue en 2024.

10.7 Investissements incorporels et corporels

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

(en millions d'euros)	2023	2022
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(2 183)	(1 720)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(19 667)	(16 923)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	829	319
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	(21 021)	(18 324)

Les investissements en immobilisations corporelles et incorporelles réalisés en 2023 concernent principalement :

- le secteur France – Production et Commercialisation pour 6 584 millions d'euros, avec en premier lieu les investissements réalisés sur le parc nucléaire en exploitation, essentiellement dans le cadre du programme Grand Carénage, et intégrant un montant de 570 millions d'euros au titre des travaux relatifs au phénomène de corrosion sous contrainte, à l'EPR de Flamanville 3, ainsi qu'à la production hydraulique ;
- le secteur France – Activités régulées pour 5 217 millions d'euros, essentiellement dans les raccordements clients et producteurs, ainsi que le renouvellement et la modernisation du réseau et la qualité de la desserte ;
- le secteur Royaume-Uni pour 5 529 millions d'euros, concernant principalement les investissements réalisés pour le projet Hinkley Point C ;
- le secteur EDF Renouvelables pour 2 124 millions d'euros principalement sur les projets éoliens et solaires, en Amérique du Nord, au Brésil et au Royaume Uni.

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 Budget puis au Plan à Moyen Terme (PMT). Sur cet horizon, 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 trajectoire financière et de scénarisation mis à jour annuellement. Les prix à long terme de l'électricité sont le résultat d'une construction analytique fondée d'une part sur différentes 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, sur des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande. Sur chaque composante principale d'hypothèse, le Groupe se confronte notamment aux analyses d'organismes externes (par exemple pour les matières premières et le CO₂, qui influent au premier ordre sur le prix de l'électricité). Ces scénarios s'appuient sur les objectifs de la politique publique énergie-climat, tel que le *Fit For 55* et *RepowerEU* à la maille européenne, ou la Stratégie Nationale Bas Carbone à la maille nationale en France, et le Groupe les confronte 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. Par ailleurs, lors de l'élaboration de ces prix à long terme, l'impact des aléas climatiques est pris en compte dans les hypothèses de la demande (notamment concernant les besoins d'énergie pour le chauffage et le confort d'été), de la production renouvelable (éolien terrestre, maritime et solaire) pour tous les pays européens, des apports hydrauliques et des abattements environnementaux pour la production nucléaire en France. Ces chroniques climatiques sont basées sur le modèle européen EUROCORDEX et intègrent l'impact du changement climatique. Cette prise en compte est volontairement prudente de façon à éviter tout biais à la sous-estimation des conséquences concrètes du changement climatique sur les grandeurs physiques telles que températures, nébulosité ou vitesses de vent et donc *in fine* sur le système électrique européen entre 2028 et 2050 ;
- les revenus liés aux mécanismes de capacité sont également pris en compte dans la valorisation des actifs de production, 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 :

(en millions d'euros)	Notes	2023	2022
Pertes de valeur sur goodwill	10.1	(1 779)	(1 178)
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	10.2	(44)	(65)
Pertes de valeur sur actifs corporels	10.3-10.5	(11 188)	(519)
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		(13 011)	(1 762)

Au titre de l'exercice 2023, les pertes de valeur s'élèvent à (13 011) millions d'euros et sont détaillées ci-après.

Pour mémoire, les pertes de valeur enregistrées au 31 décembre 2022 s'élevaient à (1 762) millions d'euros et concernaient :

- une perte de valeur sur le goodwill EDF Energy pour (1 176) millions d'euros ;
- la dépréciation de centrales nucléaires en exploitation et en construction et d'autres actifs pour (271) millions d'euros au Royaume-Uni ;
- la dépréciation de parcs éoliens d'EDF Renouvelables principalement aux États-Unis et au Mexique pour (129) millions d'euros ;
- la dépréciation de différents actifs et goodwill des Services Énergétiques en Italie pour (68) millions d'euros ;
- et d'autres actifs pour un montant cumulé de (118) millions d'euros.

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 au 31 décembre 2023 ainsi que certaines hypothèses-clés retenues.

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

Des pertes de valeur sont enregistrées sur les goodwill à hauteur de (1 779) millions d'euros au 31 décembre 2023.

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif concerné	Valeur nette comptable (en millions d'euros)	CMPC après impôt	Taux de croissance à l'infini	Pertes de valeur 2023 (en millions d'euros)
Royaume-Uni (EDF Energy) ⁽¹⁾	Goodwill (dont Pod Point)	4 901 37	6,9 %	-	(1 773) (35)
Italie (Edison)	Goodwill (services énergétiques)	150	<8,2 %	-	(4)
	Marque Edison	945	-9,2 %>	1,5 %	-
Framatome	Goodwill	1 475	7,7 %	1,5 %	-
	Marque Framatome	151	7,7 %	1,5 %	-
Dalkia	Goodwill	626	6,0 %	2,0 %	-
	Marque Dalkia	130	6,0 %	2,0 %	-
Autres pertes de valeur		-	-	-	(2)
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DUREE DE VIE INDETERMINÉE					(1 779)

⁽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 au-delà de cette durée. Le CMPC déterminé pour le goodwill tient compte des CMPC applicables à chaque UGT d'EDF Energy y compris celui applicable à l'UGT HPC qui bénéficie d'un modèle régulé.

Pertes de valeur sur autres actifs incorporels et corporels

Des pertes de valeur sont enregistrées sur les autres actifs incorporels et corporels à hauteur de (11 232) millions d'euros au 31 décembre 2023.

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif concerné	Principaux indices de perte de valeur	CMPC après impôt	Pertes de valeur 2023 (en millions d'euros)
Royaume-Uni (EDF Energy)	Actifs nucléaires en construction	Mise à jour du calendrier et des coûts du projet Hinkley Point (HPC)	6,8 %	(11 151)
	Autres actifs	Perspectives de valorisation en hausse		53
EDF Renouvelables	Actifs éoliens et solaires	USA, France : perte de rentabilité sur projets en développement / non-renouvellement de PPA	De 5,7 % à 6,4 %	(50)
	Autres	Chine : non réception des subventions		(34)
Autres pertes de valeur				(50)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				(11 232)

Par ailleurs, des pertes de valeur nettes de reprises au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 31 décembre 2023 à hauteur de (240) millions d'euros, principalement sur des actifs détenus par EDF Renouvelables (voir note 12.3). Des pertes de valeur pour un montant de (141) millions d'euros avaient par ailleurs été comptabilisées au titre des entreprises associées au 31 décembre 2022.

Hypothèses générales

Au 31 décembre 2023, 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 pour les goodwill et actifs incorporels.

Dans la continuité de l'année 2022, une attention particulière a été portée à la détermination des CMPC dans le contexte de volatilité des taux (voir partie Taux d'actualisation) en lien notamment avec la sensibilité de certains tests en cas de variation de ce paramètre. Les effets des scénarios de prix et mesures décidées ou mises en place par les Pouvoirs Publics dans les pays dans lesquels le Groupe est implanté ont également fait l'objet d'un suivi spécifique, dans les tests et la réalisation des sensibilités.

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 et ce sur l'ensemble des zones géographiques. Les hypothèses retenues tiennent ainsi compte de l'environnement de marché actuel, qui connaît une baisse significative des prix à terme de l'électricité par rapport aux prix *forward* constatés en fin d'exercice 2022, en partie liée à une détente relative sur les prix du gaz et une disponibilité accrue du parc nucléaire.

Sur l'horizon long terme, il est rappelé que les tests prennent en compte des courbes de prix issues d'une construction analytique fondée sur des 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 et faisant l'objet d'une gouvernance interne spécifique.

Les scénarios retenus étroitement liés aux objectifs de politique publique énergie-climat des différents pays dans lesquels le Groupe opère, intègrent ainsi en particulier des prix du CO₂ cohérents avec les trajectoires de décarbonation de la production électrique en Europe et plus globalement de l'économie avec une électrification des usages. À titre d'illustration, à fin décembre 2023, le scénario de prix retenu pour le CO₂ est à 130 €/2022/t pour 2030, 165 €/2022/t pour 2040 et 200 €/2022/t pour 2050.

Ainsi, les courbes de prix de l'électricité long terme (à partir de 2028) du scénario élaboré en 2023 présentent un début d'horizon en hausse par rapport au scénario élaboré en 2022. On observe une augmentation de la valeur moyenne du ruban de l'électricité d'environ + 5 €/2022/MWh dans les quatre pays principaux (France, Royaume-Uni, Italie, Belgique).

Cette évolution est expliquée par plusieurs facteurs :

- pour intégrer le renforcement des ambitions européennes en termes de décarbonation et réduction d'émissions de gaz à effet de serre, les prix des quotas de CO₂ ont une trajectoire haussière et sont supérieurs à ceux du scénario élaboré en 2022 sur l'horizon 2028-2050. En début d'horizon, l'impact des prix du CO₂ sur les niveaux des prix de l'électricité est de premier ordre. S'agissant de la sensibilité à ce paramètre, il est à noter, qu'à partir de 2028, une variation +/- 1 €/t sur le prix du CO₂ se traduirait par environ +/- 0,4 €/MWh sur le prix de l'électricité en France, avant de progressivement se réduire avec la production de plus en plus importante d'électricité décarbonée ;
- les tensions d'approvisionnement en gaz, à la suite de l'invasion de l'Ukraine par la Russie, sont en partie résorbées, via des flux d'approvisionnement diversifiés (grâce notamment au GNL) ou encore grâce à la possibilité d'acheter via des contrats groupés entre États membres, permettant d'accéder à des volumes plus importants. En conséquence, le scénario intègre une détente sur le prix du gaz avec des trajectoires relativement plus faibles que celles du scénario élaboré en 2022 tout en restant proches sur le long terme ;
- sur la fin d'horizon, la hausse du prix du CO₂ se combine au développement accéléré des moyens de production d'électricité bas-carbone (énergie nucléaire et énergie renouvelable) pour aboutir à des prix de l'électricité relativement stables par rapport aux projections du scénario élaboré en 2022.

La demande est, quant à elle, en augmentation sur toutes les échelles de temps en Europe du fait de l'électrification des usages, dans le transport et l'industrie notamment, renforcée par un besoin en hydrogène électrolytique plus important. Ces évolutions, ajoutées au projet *RepowerEU* qui veut accélérer l'indépendance énergétique en Europe, ont entraîné à la hausse le besoin en énergie électrique.

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

Taux d'actualisation

L'estimation des taux d'actualisation a été revue à la hausse pour la clôture 2023 sur l'ensemble des pays de la zone euro. Au Royaume-Uni, cette hausse est modérée dans la mesure où la situation spécifique des taux souverains britanniques avait déjà été prise en compte au titre de la clôture 2022.

De manière générale, cette évolution est due à la tendance haussière des taux sans risque (malgré l'observation d'une stabilisation en fin d'année) partiellement compensée par un réajustement de la prime de risque marché actions dans une approche de rendement global. Le *spread* EDF a, lui aussi, été revu à la hausse.

L'augmentation des principaux CMPC retenus dans le cadre des tests par rapport au 31 décembre 2022 est ainsi de l'ordre de 70 à 80 points de base sur la France et la Belgique et de 110 points de base sur l'Italie.

Les résultats des tests font l'objet d'analyses de sensibilité au taux d'actualisation de +/- 30 points et +/- 50 points et, hormis pour la zone du Royaume-Uni qui est sensible à toute nouvelle hausse, elles ne mettent pas en évidence de risque de dépréciation sur les autres zones d'activités du Groupe.

Royaume-Uni – EDF Energy (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 26 494 millions d'euros - voir note 4.1.1)

Actifs thermiques

Après la fermeture des centrales de Cottam et de West Burton A, les travaux de démantèlement sur ces deux centrales sont toujours en cours de réalisation.

À la suite d'une décision stratégique fin 2023, l'activité de stockage de gaz a été classée et comptabilisée comme un actif détenu en vue de la vente.

La valeur nette comptable pour les actifs restants est quasi-nulle.

Segment Commercialisation

Après une année 2022 au cours de laquelle le segment Commercialisation a été affecté par la crise du marché de l'énergie au Royaume-Uni, l'année 2023 voit un retour à un contexte plus favorable grâce à la performance des ventes dans les segments des moyennes et grandes entreprises qui a permis de renforcer les marges et les parts de marché. Le rétablissement des marges dans l'activité BtoC a également bénéficié de l'effet des tarifs qui permet aux fournisseurs de recouvrer les coûts supportés au plus fort de la crise énergétique.

Néanmoins, les prix restent élevés au Royaume-Uni et entraînent une érosion de la demande. Les parts de marché sont restées stables, avec un faible taux d'attrition par rapport à 2022. Pour mémoire, les mécanismes de taxation des producteurs d'énergie (permettant une protection des consommateurs) se sont poursuivis sur 2023 et resteront en place jusqu'en 2028.

La valeur recouvrable du segment Commercialisation est en baisse par rapport à 2022 du fait principalement de l'effet du passage du temps à la suite d'une année 2023 caractérisée par des entrées de trésorerie importantes grâce au recouvrement des pertes passées, ainsi qu'à un résultat exceptionnel sur l'optimisation de la production nucléaire. Ces effets ponctuels sont compensés en partie par la prise en compte d'une amélioration des marges de 50 points de base dans le secteur résidentiel, et ce, sur toute la durée du test, ce qui reflète la position du régulateur sur la garantie d'une performance durable sur le marché. Pour rappel ce segment reste relativement insensible aux scénarios de prix, les coûts de l'énergie de gros étant généralement répercutés sur les consommateurs dans la durée.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte de réductions de taux de marge à long terme et des pertes de parts de marché dans les deux secteurs ne font pas ressortir de risque de perte de valeur sur ce segment, celui-ci 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. Au 31 décembre 2023, le segment intègre la centrale de Sizewell B de technologie REP avec l'hypothèse d'une durée d'exploitation jusqu'en 2055, les centrales AGR Torness et Heysham 2 jusqu'en mars 2028 ainsi que les deux centrales AGR de Hartlepool et Heysham 1 dont la fin d'exploitation a été décalée de deux ans, soit à mars 2026 (voir communiqué de presse EDF Energy du 9 mars 2023).

Les perspectives de prix de marché *forward* sont en baisse significative comparées au niveau de prix retenus dans les tests à fin 2022. A cet effet défavorable s'ajoute celui de la hausse du taux d'actualisation (de 6,9 % à 7,6%), partiellement atténué par la hausse des prix à long terme, par un moindre impact de la taxe sur les producteurs d'électricité à faible émission de carbone (appelée « *Electricity Generator Levy* » portant sur 45 % des revenus supérieurs à 75 £/MWh sur la période, de janvier 2023 à mars 2028) et plus significativement par l'impact favorable lié à l'extension de 2 ans des centrales Hartlepool et Heysham 1. Dans ce contexte, les résultats du test font ressortir une très faible baisse de la marge qui reste élevée.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité ont été conduits sur les hypothèses auxquelles ce segment est particulièrement sensible soit la baisse des prix de l'électricité ou de la production nucléaire de - 5 % sur tout l'horizon ou encore une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation. Aucune de ces sensibilités prises individuellement ou cumulativement n'est susceptible de générer un risque de perte de valeur, toutes choses égales par ailleurs.

Goodwill et projet HPC

Le goodwill brut d'EDF Energy s'élève à 7,8 milliards d'euros y compris Pod Point au 31 décembre 2023 (soit 6,8 milliards de livres sterling y compris Pod Point). Il résulte principalement de l'acquisition de British Energy en 2009. Au 31 décembre 2022, la mise à jour du test avait conduit à le déprécier partiellement pour un montant de (1,2) milliard d'euros.

Le Groupe a communiqué le 23 janvier 2024 sur le résultat de la revue du calendrier et du coût de construction des deux réacteurs nucléaires de Hinkley Point C, menée afin de mettre notamment à jour les hypothèses sur le coût du Génie Civil et l'allongement de la durée de la phase de montage Electromécaniques (MEH), ainsi que les conséquences qui en découlent sur les autres îlots. Ainsi trois scénarios ont été envisagés (cf. communiqué de presse du Groupe du 23 janvier 2024, voir note 10.6). Dans les deux premiers scénarios, le coût à terminaison du projet est estimé entre 31 et 34 milliards⁽¹⁾ de livres sterling₂₀₁₅ selon le cas de figure contre une fourchette estimée entre 25 et 26 milliards de livres sterling₂₀₁₅ précédemment.

Le troisième scénario, défavorable, mentionné lors du communiqué de presse conduirait à un report de la mise en service des deux unités de 12 mois supplémentaires et aurait un coût additionnel de 1 milliard de livres sterling₂₀₁₅.

Les trois scénarios ont été pris en compte et pondérés dans la réalisation du test. Cette pondération conduit à converger vers le scénario central incluant un démarrage de la production d'électricité de l'unité 1 en 2030 comparé à juin 2027 précédemment (et 2031 pour l'unité 2 comparé à juin 2028 précédemment). Ce scénario intègre un risque de report d'un an par rapport au scénario basé sur un calendrier de 120 mois qui est désormais utilisé pour le pilotage, l'organisation et la gestion du projet.

La valeur recouvrable d'EDF Energy est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie attendue de ses actifs, en tenant compte également des deux réacteurs d'une durée de vie de soixante ans en cours de construction sur le site d'Hinkley Point C. 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 initial de 35 ans à compter de la date de mise en service des deux EPR (durée réduite d'environ 18 mois du fait du nouveau calendrier) : 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) (soit 126 £/MWh en monnaie courante sur la base des indices d'inflation disponibles au 31 mars 2023). Ainsi pour la période d'exploitation sous CfD, les flux futurs de trésorerie intègrent une hypothèse d'inflation à long terme (2,2 % puis une moyenne de 2,1 % à partir de 2050). 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 de 2,10 % et une hypothèse de prix basée sur le prix de l'exercice CfD fixé à 92,50 £₂₀₁₂/MWh, meilleure hypothèse du niveau auquel les prix de marché pourraient s'établir à cet horizon et faute de scénarios de prix établis à cette échéance.

Le CMPC déterminé pour HPC est un taux hybride qui tient compte de la spécificité des flux régulés sous CfD, puis des flux exposés aux prix de marché pour les années suivantes. Le taux applicable au projet s'établit à 6,8 % au 31 décembre 2023, en augmentation de 10 points de base par rapport à 2022 où il s'établissait à 6,7 %. Le CMPC déterminé pour tester le goodwill EDF Energy tient compte des CMPC applicables aux différentes UGT composant EDF Energy (HPC, Nucléaire Existant, Commercialisation). Du fait du poids respectif des cash-flows de chacune des UGT, le taux global sur le goodwill EDF Energy s'élève à 6,9 % au 31 décembre 2023, contre 6,7 % au 31 décembre 2022.

Sur la base des nouvelles hypothèses opérationnelles structurantes ainsi que la mise à jour des autres hypothèses clés telles que le CMPC en hausse de 10 points et les dernières données d'inflation et de change, le test réalisé sur l'actif HPC, conduit à identifier une perte de valeur de (11 151) millions d'euros au 31 décembre 2023. Cette dépréciation est réversible en cas d'indice d'augmentation significative de la valeur de l'actif autre que l'effet du passage du temps sur les cash flows actualisés.

S'agissant de la valorisation du goodwill d'EDF Energy, bien que les autres UGT d'EDF Energy (Nucléaire Existant et Commercialisation) maintiennent des marges importantes, celles-ci sont en baisse comparées à celles de l'année précédente du fait d'un contexte de marché moins favorable à leur activité. Ainsi, ces effets amènent à comptabiliser une dépréciation partielle complémentaire de la valeur du goodwill pour un montant de (1 738) millions d'euros au 31 décembre 2023. Cette dépréciation est irréversible, par nature.

Analyse de sensibilité :

La valeur comptable du projet HPC comme celle du goodwill d'EDF Energy reste désormais sensible à toute variation défavorable d'hypothèses.

Une augmentation de 30 points de base des taux d'actualisation aurait un impact négatif de (2) milliards de livres sur la valeur recouvrable ; dans la situation inverse, l'impact serait favorable de 2,3 milliards de livres.

Une diminution de 20 points de base des indices d'inflation après 2030 aurait un impact négatif de (1,2) milliard de livres sur la valeur recouvrable ; dans la situation inverse, l'impact serait favorable de 1,3 milliard de livres.

Autres actifs relevant du nouveau nucléaire

Les études capitalisées au titre du projet Sizewell C (note 10.6) s'élèvent à 1 483 millions d'euros et sont intégrées à hauteur de leur valeur nette comptable dans le cadre de la réalisation du test du goodwill d'EDF Energy. Il n'est pas tenu compte, à ce stade, de perspectives de valorisation du fait notamment du modèle de régulation (Base d'Actifs Régulés) envisagé.

(1) Soit entre 41,6 et 46,5 milliards de livres sterling en monnaie courante sur la base des indices d'inflation disponibles au 30 juin 2023.

Italie – Edison (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 5 871 millions d'euros – voir note 4.1.1)

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 mis à jour au 31 décembre 2023 met en évidence une diminution de la valeur recouvrable de la marque, liée principalement à la nouvelle hausse du CMPC de plus de 100 points ainsi qu'à la revue à la baisse des scénarios de prix court terme.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation supplémentaire du CMPC de 50 points de base ou encore d'une baisse des royalties de 5 % ne font pas ressortir de risque de perte de valeur.

Sur les autres UGT de production d'Edison (Thermique, Eolien, Photovoltaïque, Activités Gaz), la même tendance est observée.

S'agissant de l'UGT Thermique, la marge du test reste largement positive malgré l'impact défavorable lié à la baisse des *clean spark spreads* à court et moyen terme ainsi qu'à la hausse du taux d'actualisation. Cette marge est essentiellement liée aux deux CCGT de nouvelle génération de Marghera et Presenzano (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 et dont les mises en service sont intervenues en 2023.

Quant à l'UGT Hydraulique, la valeur recouvrable est en hausse, les cash-flows futurs intégrant une amélioration des scénarios de prix post PMT du fait notamment de la non-reconduction en 2024 de la taxe sur les surprofits. Aucun risque de perte de valeur n'est ainsi relevé sur cette UGT.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation supplémentaire du CMPC de 50 points de base ou encore d'une baisse de 10 % des *clean spark spreads* ne remettent pas en cause la conclusion de ces tests.

Framatome (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 4 428 millions d'euros – voir note 4.1.1)

La valeur recouvrable de Framatome est déterminée sur la base d'un *business plan* (BP) 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, aux hypothèses de parts de marché retenues pour les services à la base installée et aux hypothèses de livraisons de combustibles aux réacteurs clients. Le scénario de référence retenu intègre le développement du programme EPR2 en France et la réalisation du projet de Sizewell C en Grande Bretagne, mais n'intègre pas la réalisation d'autres projets d'EPR, notamment ceux en Inde et en République Tchèque.

Le taux de croissance long terme retenu est stable (à 1,5 %).

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 du goodwill (évalué à 1 475 millions d'euros) reste très significative, bien qu'en baisse par rapport au 31 décembre 2022 du fait notamment de la hausse du CMPC de 70 points (de 7 % à 7,7 %).

Les actifs incorporels de Framatome reconnus lors de 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.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation ou encore de l'utilisation d'un taux de croissance à l'infini en baisse de 50 points de base ne font pas ressortir de risque de perte de valeur.

EDF Renouvelables (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 13 257 millions d'euros – voir note 4.1.1)

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.

La réalisation des tests au 30 juin 2023 avait notamment conduit à comptabiliser des dépréciations à hauteur de (34) millions d'euros sur deux parcs éoliens en Chine mis en service en 2021, et pour lesquels le risque avéré de non-réception des subventions impactait sensiblement la rentabilité des projets.

Sur le second semestre, d'autres pertes de valeur ont été identifiées sur des actifs spécifiques en France et aux États-Unis pour un montant total de (50) millions d'euros, concernant notamment des parcs éoliens en développement pour lesquels la rentabilité à venir a été jugée insuffisante.

Des pertes de valeur au titre des entreprises associées (voir note 12.3) ont également été enregistrées à hauteur de (54) millions d'euros sur le parc éolien *off-shore* Neart na Gaoithe (NnG) en mer d'Écosse en raison d'un risque de retard sur la date de mise en service ainsi que de la hausse de plus de 100 points du taux d'actualisation.

Dalkia (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 3 055 millions d'euros – voir note 4.1.1)

Au 31 décembre 2023, le goodwill de Dalkia est de 626 millions d'euros et résulte principalement de l'acquisition du groupe Dalkia en France en 2014.

La valeur recouvrable de 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 2023 conduit à constater une baisse de la valeur recouvrable, principalement liée à la hausse de 80 points du CMPC (de 5,2 % à 6 %), partiellement atténuée par la progression du taux de croissance long terme (à 2 %) en lien avec l'inflation. La marge sur ce segment reste néanmoins positive.

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 2023 ne remet pas en cause la valeur retenue dans les comptes.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation supplémentaire du CMPC de 50 points de base ou encore de l'utilisation d'un taux de croissance à l'infini en baisse de 20 points ne font pas ressortir de risque de perte de valeur.

France – Production et Commercialisation (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 64 629 millions d'euros - voir note 4.1.1)

Ce segment recouvre quasi-exclusivement en termes de valeur d'actif le parc de production en France hexagonale. 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 inclut la centrale de Flamanville 3 pour une valeur nette comptable de 15 703 millions d'euros (voir note 10.6). Elle n'inclut aucun goodwill.

Sur l'exercice 2023, aucun indice de perte de valeur n'a été identifié sur l'UGT Parc de production France.

Toutefois, compte tenu de la hausse du taux d'actualisation, de la variation des prix d'électricité et des annonces des modalités post ARENH du marché de l'électricité, la valeur recouvrable a été actualisée.

Celle-ci 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 7 % au 31 décembre 2023 (6,3 % au 31 décembre 2022, soit une hausse de 70 points). S'agissant des actifs nucléaires, le Groupe retient l'hypothèse, dans son modèle de référence, d'une durée de vie à 50 ans pour les tranches du palier 900 et 1300 MW et de 40 ans pour le palier N4. Ces durées d'amortissement sont cohérentes avec celles appliquées à l'amortissement des actifs dans les comptes consolidés au 31 décembre 2023, bien que la stratégie du Groupe soit de porter la durée de fonctionnement des centrales bien au-delà de 50 ans. La valeur recouvrable intègre également les dernières prévisions concernant Flamanville 3 (dont la durée d'exploitation est prévue quant à elle pour 60 ans, voir note 10.6).

Sur la période 2024-2025, les hypothèses structurantes retenues en termes de prix et de régulation intègrent les prix *forward* (en forte baisse sur cet horizon par rapport à fin 2022) tenant compte des couvertures déjà contractualisées, un niveau d'ARENH à 100 TWh et 42 €/MWh, un bouclier tarifaire mis en place pour les consommateurs finals à la charge du budget de l'État conformément à la loi de finances en vigueur et la meilleure estimation du niveau de captation des rentes infra-marginales tenant compte du déficit au titre de 2022 (voir note 5.4). Ces hypothèses sont conformes au budget 2024 approuvé par le Conseil d'administration.

Le projet de loi relatif à la souveraineté énergétique de la France⁽¹⁾ prévoit de mettre en place un nouveau dispositif destiné à succéder à l'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH) à compter du 1^{er} janvier 2026. Il prévoit notamment le versement par EDF d'une contribution composée d'une quote-part des revenus énergie annuels nets des centrales nucléaires lorsque ceux-ci viendraient à excéder certains seuils, permettant alors une redistribution aux consommateurs.

Lors de la conférence de presse de Bruno Le Maire et d'Agnès Pannier-Runacher du 14 novembre 2023 et dans le document de consultation sur le projet de dispositif de protection des consommateurs du 23 novembre 2023, les seuils suivants ont été indiqués : au-delà de 78-80 €/MWh et au-delà de 110 €/MWh, les revenus du nucléaire seraient captés à hauteur respectivement de 50% et 90%. Ces éléments ont été intégrés comme hypothèses clés dans l'estimation de la valeur recouvrable à fin décembre 2023.

La nouvelle organisation de marché vise à développer, en plus des produits de court terme et des PPA ENR actuellement proposés sur le marché de gros de l'électricité, des produits moyen terme - des rubans annuels de moyen terme de maturités 4 à 5 ans - qui permettront à EDF et à tous les fournisseurs d'électricité de proposer des contrats de fourniture apportant visibilité et stabilité aux clients à des horizons pouvant aller jusqu'à 5 ans.

En outre, EDF propose à certains clients électro-intensifs des contrats de partenariat industriel de long terme adossés au parc nucléaire historique (Contrats d'Allocation de Production Nucléaire).

La valeur recouvrable du test diminue mais reste très largement supérieure à la valeur nette comptable. 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 (postérieurement à la fin du dispositif ARENH) et dans une moindre mesure l'évolution des prix *forward* à horizon moyen terme ;
- le volume de production nucléaire ;
- le taux d'actualisation ;
- ainsi que, dans une moindre mesure, l'évolution des coûts et des investissements et l'hypothèse de rémunération de la capacité.

Analyse de sensibilité :

Ces hypothèses-clés ont fait l'objet d'analyses de sensibilité individuelle (hausse de 50 points de base du CMPC, diminution de la production de 10 TWh/an sur toute la période ; augmentation du niveau des investissements ou des charges d'exploitation ; diminution du prix de la capacité ; niveau des prix de marché postérieurement à 2026 inférieur au scénario de référence de 10 % dans la durée), qui ne remettent pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

À titre d'exemple de sensibilités défavorables, une baisse de 10 TWh/an sur toute la période de production aurait un impact négatif de (14,5) milliards d'euros sur la valeur recouvrable.

Une hausse du taux d'actualisation de 50 points de base aurait un impact négatif de (4,3) milliards d'euros sur la valeur recouvrable.

Une hausse des investissements de +10% sur toute la période aurait un impact négatif de (4) milliards d'euros sur la valeur recouvrable.

(1) Projet de loi relatif à la souveraineté énergétique de la France tel que transmis au Conseil national de la Transition écologique par saisine rectificative en date du 17 janvier 2024.

Autre International – Belgique (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles du segment Autre International : 2 546 millions d'euros – voir note 4.1.1)

La mise à jour du test de Luminus confirme l'absence de risque de perte de valeur et la marge nettement favorable de ce segment est en augmentation comparée à celle de 2022, portée essentiellement par un effet favorable lié au passage du temps (fortes sorties de cash en 2023, année pénalisée par la *windfall profit taxes*, par les investissements dans la nouvelle centrale thermique à cycle combiné gaz (CCGT) de Seraing ou encore les coûts de révision triennale des provisions nucléaires) et la mise à jour des hypothèses de prix avec une mise en service prévue en 2025 et qui bénéficiera de la rémunération de capacité. La hausse du CPMC de 80 points de base (de 6,4 % à 7,2 %) vient compenser légèrement cette amélioration.

Concernant les centrales nucléaires opérées par le groupe ENGIE dont Luminus est propriétaire à hauteur de 10,2 % (soit 419 MW), le test intègre dorénavant la prise en compte de la prolongation de dix ans des deux tranches de Doel 4 et Tihange 3, à la suite de la signature des accords définitifs signés entre ENGIE et l'État belge le 13 décembre 2023.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation supplémentaire du CPMC de 50 points de base ou intégrant un risque de diminution de la durée de vie des concessions hydrauliques ne mettent pas en évidence de risque de perte de valeur.

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 le Groupe s'il les avait lui-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, branchements) 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 (les collectivités territoriales ou établissements publics de coopération disposant de cette compétence) 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 376 contrats de concession au 31 décembre 2023. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD) (dont Electricité de Strasbourg).

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. Ainsi, les passifs associés aux concessions existant à la date d'effet de chaque nouveau contrat, constitués au titre du contrat précédent qui relevait du modèle de cahier des charges 1992 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.

11.1 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

(en millions d'euros)	31/12/2022	Augmentations ⁽¹⁾	Diminutions	Autres mouvements ⁽²⁾	31/12/2023
Terrains et constructions	3 517	152	(24)	(1)	3 644
Réseaux	108 544	4 399	(482)	2	112 463
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	5 023	508	(276)	(1)	5 254
Immobilisations en cours ⁽³⁾	2 204	511	(14)	(3)	2 698
Valeurs brutes	119 288	5 570	(796)	(3)	124 059
Terrains et constructions	(1 730)	(88)	23	(8)	(1 803)
Réseaux	(50 490)	(188)	322	(2 504)	(52 860)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(3 102)	(300)	274	(140)	(3 268)
Amortissements et pertes de valeur	(55 322)	(576)	619	(2 652)	(57 931)
VALEURS NETTES	63 966	4 994	(177)	(2 655)	66 128

⁽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 d'une reprise 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 ÉLAN, 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. En application des dispositions du cahier des charges de 2017, duquel relèvent aujourd'hui la quasi-totalité des contrats en vigueur, les ouvrages concédés ne donnent plus lieu à constitution de provision pour renouvellement, les soldes de provisions à l'échéance du précédent contrat ont été transférés dans le nouveau contrat et les provisions pour renouvellement continuent d'être utilisées conformément à leur objet.

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 obligé.

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

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
Contre-valeur des biens ⁽¹⁾	57 300	55 788
Financement concessionnaire non amorti	(33 176)	(31 681)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	24 124	24 107
Amortissement du financement du concédant	17 007	16 331
Provisions pour renouvellement	8 879	9 021
Droits sur biens à renouveler	25 886	25 352
PASSIFS SPECIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE EN FRANCE	50 010	49 459

⁽¹⁾ Incluant les participations reçues sur le financement d'immobilisations en concessions pour 144 millions d'euros (127 millions d'euros en 2022).

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	31/12/2023			31/12/2022	
		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
CTE	12.1	50,10	1 793	190	1 766	250
Autres participations actifs dédiés d'EDF SA	15.1.2	n.a.	1 850	(48)	1 944	79
Participations d'EDF Renouvelables	12.3	n.a.	2 509	(61)	2 519	(52)
Taishan (TNPJVC)	12.2	30,00	n.c.	n.c.	1 084	(102)
Participations d'EDF Trading	12.3	n.a.	867	255	955	516
Autres participations	12.3	n.a.	n.c.	n.c.	1 153	68
TOTAL			9 037	257	9 421	759

n.a. : non applicable.
n.c. : non communiqué.

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)	31/12/2023	31/12/2022
Actifs non courants	21 528	20 484
Actifs courants	3 946	6 241
TOTAL ACTIF	25 474	26 725
Capitaux propres	3 579	3 525
Passifs non courants	15 571	15 017
Passifs courants	6 324	8 183
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	25 474	26 725
Chiffre d'affaires	6 131	4 928
Excédent brut d'exploitation	1 891	1 841
Résultat net	380	498
Endettement financier net	13 287	10 831
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(39)	433
Dividendes versés	287	356

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

La participation d'EDF dans CTE (50,1 %) est consolidée par mise en équivalence du fait des conditions de gouvernance de RTE et est intégralement affectée aux actifs dédiés.

12.2 Taishan

12.2.1 Eléments financiers de Taishan

La publication des comptes consolidés de CGN (société-mère de Taishan) étant postérieure à celle du Groupe, il est présenté dans ce tableau d'éléments financiers de Taishan pour le 31 décembre 2022.

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

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Actifs non courants	11 838	12 265
Actifs courants	884	900
TOTAL ACTIF	12 722	13 165
Capitaux propres	3 606	4 036
Passifs non courants	7 457	6 680
Passifs courants	1 659	2 449
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	12 722	13 165
Chiffre d'affaires	640	919
Résultat net	(327)	(131)
Dividendes versés	-	-

12.2.2 Opérations entre le groupe EDF et Taishan

EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited (TNPJVC), société qui a pour objet de construire et d'exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan dans la province chinoise du Guangdong. La centrale nucléaire de Taishan, composée de deux réacteurs EPR de 1 750 MW chacun, est le plus important projet de coopération sino-française dans le secteur énergétique. CGN est actionnaire à hauteur de 51 % et Guangdong Energy Group 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.

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. La NDRC a annoncé une extension du tarif actuel pour la Génération 3 (y compris Taishan) jusqu'à nouvel ordre.

Une provision pour risques est constituée prenant en compte les incertitudes persistantes sur le niveau des évolutions tarifaires, pouvant mettre en risque la valeur recouvrable des titres mis en équivalence (au sein de la rubrique « Provisions pour risques liés aux filiales et participations » en note 17.2)

Le 14 juin 2021, au cours de son deuxième cycle d'exploitation, 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 quelques 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 se sont achevées le 22 août 2021. 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 quelques réacteurs du parc nucléaire français. Au cours du premier semestre 2022, EDF et Framatome ont contribué à l'élaboration de la documentation permettant de redémarrer en toute sécurité le réacteur numéro 1 de Taishan et ont appuyé TNPJVC dans son instruction auprès des autorités chinoises. Le 15 août 2022, le réacteur 1 de Taishan a été reconnecté au réseau électrique chinois faisant suite à l'inspection finale des autorités chinoises compétentes à la fin du mois de juillet 2022.

Au premier trimestre 2023, le réacteur 1 a été arrêté dans le cadre d'un arrêt programmé pour rechargement de combustible ("Refueling Outage"). Comme indiqué par CGN dans un communiqué le 9 juin 2023, au cours de cet arrêt, TNPJVC a ajouté certaines inspections et tests afin d'accumuler des données et de l'expérience pour une exploitation stable à long terme de l'unité. Le réacteur 1 a été reconnecté au réseau en toute sûreté le 27 novembre 2023.

Par ailleurs, dans le cadre du pacte d'actionnaires de TNPJVC, une procédure d'arbitrage « en interprétation » a été initiée en janvier 2021 par EDF contre son partenaire CGN devant la Chambre de Commerce et d'Industrie (CCI) Singapour. Le désaccord porte sur la politique comptable et notamment la durée de l'amortissement de la centrale, EDF invoquant une durée de 60 ans, en cohérence avec la durée de vie de la centrale, alors que CGN estime qu'elle devrait se limiter à 41 ans, correspondant à la fin de la société TNPJVC, la politique comptable étant susceptible d'entraîner des conséquences sur la rémunération du groupe EDF dans le cadre de ce partenariat, et notamment sur ses intérêts résiduels en fin de partenariat. La CCI Singapour a rendu son verdict au mois de juin 2023. EDF a engagé des discussions avec son partenaire dans le but de mettre cette décision en œuvre. Le 6 juin 2023 le tribunal arbitral a rendu une sentence favorable à EDF. Le délai de recours contre la sentence est écoulé depuis le 19 septembre 2023.

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 ;
- le barrage Nachtigal au Cameroun, détenu à hauteur de 40 % par le Groupe. La mise en eau du réservoir a été réalisée sur le second semestre 2023, pour une mise en service de l'ensemble de l'ouvrage attendue au deuxième semestre 2024.

Sur l'exercice 2023, (240) millions d'euros de pertes de valeur sont comptabilisées au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises, principalement au titre des actifs dédiés pour (86) millions d'euros, sur la centrale thermique supercritique Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. en Chine pour (79) millions d'euros, sur le projet Neart na Gaoithe (NNG) au Royaume-Uni pour (54) millions d'euros et sur des parcs éoliens au Mexique pour (16) millions d'euros.

Sur l'exercice 2022, (141) millions d'euros de pertes de valeur avaient été comptabilisées sur les titres des sociétés mises en équivalence, principalement au titre des participations dans des entreprises associées d'EDF Renouvelables pour un montant net de (121) millions d'euros. Celles-ci concernaient à hauteur de (139) millions d'euros (voir note 10.8) des actifs éoliens américains au Texas en raison de problèmes de congestion du réseau électrique. Certaines dépréciations ont également été constatées sur des actifs non cotés détenus par EDF SA (EDF Invest) au sein des actifs dédiés.

Principaux développements dans les participations mises en équivalence détenues en 2023

EDF Renouvelables a remporté le projet d'une centrale solaire de 500 MW à Oman

EDF Renouvelables et son partenaire Korea Western Power Corporation (KOWEPO) ont signé les accords de financement du projet Manah 1, une centrale solaire de 500 MW implantée dans le Sultanat d'Oman. Le consortium a remporté le projet et signé le 23 mars 2023 le contrat d'achat d'électricité (PPA). Le consortium va développer, financer, construire et opérer la centrale solaire. La mise en service de la centrale est prévue au premier trimestre 2025.

Le groupe EDF et Maple Power remportent un projet éolien en mer (1 GW) au large de la Normandie en France

Au terme du quatrième appel d'offres éolien en mer lancé en janvier 2021, le Ministère de la Transition énergétique a choisi Éoliennes en Mer Manche Normandie, la société de projet détenue par le consortium EDF Renouvelables, filiale du groupe EDF, et Maple Power, pour assurer la conception, la construction, l'exploitation et le démantèlement du futur parc éolien en mer dit « Centre Manche 1 » (au large des côtes de Normandie). D'une capacité installée d'environ 1 GW, il devrait fournir l'équivalent de la consommation électrique annuelle de plus de 1,5 million d'habitants, soit environ la moitié des besoins en électricité de la population de la région Normandie.

EDF et ses partenaires posent la première pierre d'une centrale biomasse en Côte d'Ivoire

En juillet 2023, EDF a lancé la construction de la centrale biomasse de BIOVEA, d'une puissance de 46 MW qui sera alimentée à partir de résidus agricoles et qui répondra aux besoins en électricité de l'équivalent de 1,7 million de personnes par an. Détenu à 40 % par le Groupe, le projet permettra d'éviter 4,5 millions de tonnes de CO₂ sur les 25 ans d'exploitation.

EDF Renouvelables et ses partenaires remportent l'appel d'offres pour un projet solaire de 1,1 GW en Arabie saoudite

En novembre 2023, le consortium Masdar, EDF Renouvelables (30 %) et Nesma Company a signé le contrat d'achat d'électricité (*Power Purchase Agreement*) et a été retenu pour développer, construire et exploiter la centrale solaire de Al Henakiyah, d'une capacité de 1,1 GW. Une fois mise en service, elle produira l'équivalent de la consommation électrique annuelle d'environ 190 000 foyers et évitera l'émission de plus d'1,8 million de tonnes de CO₂ chaque année.

Mise en service de la centrale Al Dhafra (2,1 GW) aux Émirats Arabes Unis

En novembre 2023, la centrale solaire Al Dhafra, aux Émirats arabes unis a été mise en service. Détenu à 20% par le Groupe, elle a une capacité de 2 GW permettant d'alimenter 160 000 foyers et d'éviter des émissions de gaz à effet serre de l'ordre de deux millions de tonnes par an.

Signature d'un accord de développement conjoint pour un projet hydroélectrique de 1,5 GW au Mozambique

En décembre 2023, le consortium entre EDF (40 %), TotalEnergies (30 %) et Sumitomo Corporation (30 %) a été sélectionné par le gouvernement du Mozambique pour le développement du projet hydroélectrique Mphanda Nkuwa (MNK) de 1,5 GW. Le consortium développera conjointement MNK avec des partenaires locaux qui détiendront 30 % du projet et le consortium, 70 %. Le projet MNK augmenterait de plus de la moitié la capacité de production d'électricité du pays et pourrait alimenter plus de 3 millions de foyers au Mozambique et dans les pays limitrophes.

Note 13 Besoin en fonds de roulement (BFR)

13.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement

L'évolution du besoin en fonds de roulement au cours de l'exercice 2023 est la suivante :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2022	Variation de flux monétaire	Variation de flux non monétaire	31/12/2023
Stocks et en-cours de production	13.2	(17 661)	(381)	(50)	(18 092)
Clients et comptes rattachés nets de provision	13.3	(24 844)	(2 198)	209	(26 833)
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	13.4	23 284	(3 595)	(2)	19 687
Dette de Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE)	13.3.4	6 074	(4 044)	-	2 030
Autres débiteurs et autres créditeurs ⁽¹⁾	13.3.4 et 13.5	9 006	2 339	1 123	12 468
Autres éléments du besoin en fonds de roulement ⁽²⁾		(117)	95	(606)	(628)
BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT NET		(4 257)	(7 785)	674	(11 368)

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

⁽²⁾ Les autres éléments comprennent les certificats d'émission CO₂ et certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, ainsi que des instruments dérivés liés à l'exploitation.

La variation **monétaire** du besoin en fonds de roulement se détériore de (7 785) millions d'euros en 2023, principalement du fait de la baisse de la dette de CSPE pour (4 044) millions d'euros (voir note 13.5.4), de la hausse des appels de marge nets de l'activité de *trading* pour (2 814) millions d'euros et de l'évolution de la position nette des stocks pour (381) millions d'euros (voir note 13.2).

La variation des autres débiteurs et créditeurs comprend les variations monétaires des certificats d'émission CO₂ et Certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, et des instruments dérivés liés à l'exploitation.

Les flux **non monétaires** incluent les effets des variations de périmètre, les effets de change et de variation de juste valeur ainsi que des reclassements. La variation des flux non monétaires sur 2023 s'explique principalement par la variation de juste valeur sur stocks et instruments dérivés liés à l'exploitation pour un total de (790) millions d'euros, ainsi que d'autres effets pour 126 millions d'euros majoritairement liés à l'ajustement au titre du combustible engagé.

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 combustibles (neufs ou partiellement consommés) peuvent également comprendre les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, trouvant leur contrepartie dans les passifs concernés (provisions ou dettes) ou les contributions libératoires versées au moment du chargement.

Ainsi pour la France, le coût des stocks pour le combustible engagé en réacteur et non encore irradié comprend les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées, du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie dans l'article D594-1 du code de l'environnement.

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 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 5.5.4 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)	31/12/2023			31/12/2022		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	11 760	(431)	11 329	10 737	(422)	10 315
Autre combustible	1 556	(260)	1 296	2 029	(2)	2 027
Autres approvisionnements	2 047	(413)	1 634	1 878	(422)	1 456
En-cours de production de biens et services	771	(22)	749	622	(35)	587
Autres stocks	3 144	(60)	3 084	3 326	(50)	3 276
TOTAL STOCKS	19 278	(1 186)	18 092	18 592	(931)	17 661

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 9 235 millions d'euros au 31 décembre 2023 (8 557 millions d'euros au 31 décembre 2022).

L'évolution des stocks sur l'année 2023 s'explique principalement par l'augmentation des stocks de combustibles nucléaires et la hausse des dépréciations sur les stocks de charbon et de gaz présentés en « Autre combustible ».

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 perte de crédit.

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

(en millions d'euros)	Note	31/12/2023	31/12/2022
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute		24 232	21 568
<i>dont actifs sur contrat</i>	13.3.3	286	441
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute		4 341	4 598
Dépréciations		(1 740)	(1 322)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHES – VALEUR NETTE		26 833	24 844

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 1 808 millions d'euros au 31 décembre 2023 (7 423 millions d'euros au 31 décembre 2022).

Les créances clients augmentent au 31 décembre 2023 par rapport à l'année précédente en lien avec l'évolution du chiffre d'affaires des différents secteurs : France - Activités de production et commercialisation 4,5 milliards d'euros, Italie (1,2) milliard d'euros et Dalkia (0,4) milliard d'euros.

13.3.1 Créances échues/non échues

(en millions d'euros)	31/12/2023			31/12/2022		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CREANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHES	28 573	(1 740)	26 833	26 166	(1 322)	24 844
dont créances échues de moins de 6 mois	2 263	(392)	1 871	2 037	(183)	1 854
dont créances échues de 6 à 12 mois	1 100	(401)	699	678	(242)	436
dont créances échues de plus de 12 mois	1 066	(728)	338	1 117	(551)	566
dont total des créances échues	4 429	(1 521)	2 908	3 832	(976)	2 856
dont total des créances non échues	24 144	(219)	23 925	22 334	(346)	21 988

13.3.2 Opérations de mobilisation de créances

PRINCIPES ET METHODES COMPTABLES

Le groupe EDF gère plusieurs programmes d'affacturage ou de titrisation lui permettant de céder des créances commerciales éligibles et de recevoir un paiement en numéraire.

Les créances clients sont décomptabilisées conformément à IFRS 9 dès lors que le Groupe a transféré :

- (i) ses droits à recevoir des paiements au titre de l'actif ou qu'il a rempli son obligation de payer les flux de trésorerie reçus à une tierce partie (hors entité structurée consolidée) dans le cadre d'un accord de transfert, d'une part, et
- (ii) en substance, la quasi-totalité des risques et avantages attachés aux créances, d'autre part.

Dans le cas contraire, les créances cédées restent inscrites à l'actif du bilan et les financements reçus sont traités comme des dettes financières.

Le Groupe a mis en place en 2023 un contrat de titrisation, au travers d'un Fonds Commun de Titrisation (entité ad hoc) qui conduit à conserver au bilan les créances concernées.

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
Créances clients transférées et maintenues au bilan	57	324
Créances clients transférées et sorties du bilan	1 764	2 470

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 764 millions d'euros au 31 décembre 2023 concernant principalement Edison, EDF SA, Dalkia et Luminus (2 470 millions d'euros en décembre 2022).

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 286 millions d'euros au 31 décembre 2023 et de 441 millions d'euros au 31 décembre 2022 et concernent principalement Framatome, Dalkia, EDF Renouvelables et Autre international.

13.3.4 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
Charges constatées d'avance	1 609	1 592
Créances TVA	2 193	1 968
Créances fiscales (hors TVA)	315	274
Autres créances d'exploitation	7 067	13 496
AUTRES DEBITEURS	11 184	17 330
<i>dont part non courante</i>	<i>2 110</i>	<i>2 165</i>
<i>dont part courante</i>	<i>9 074</i>	<i>15 165</i>
<i>dont valeurs brutes</i>	<i>11 252</i>	<i>17 390</i>
<i>dont dépréciation</i>	<i>(68)</i>	<i>(60)</i>

Au 31 décembre 2023 les autres débiteurs comprennent les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 3,1 milliards d'euros (5,2 milliards d'euros en 2022). La diminution est essentiellement due au dénouement des positions prises en 2022. 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).

Au 31 décembre 2023, les autres débiteurs comprennent également des créances fiscales à hauteur de 2 508 millions d'euros (2 242 millions d'euros au 31 décembre 2022) et des charges constatées d'avance à hauteur de 1 609 millions d'euros (1 592 millions d'euros au 31 décembre 2022).

13.4 Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	14 533	16 001
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	5 154	7 283
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHES	19 687	23 284

La baisse des dettes fournisseurs et comptes rattachés s'explique principalement par l'évolution des prix de marché et concernent à ce titre différentes entités du Groupe.

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)	31/12/2023	Dont passifs sur contrat	31/12/2022	Dont passifs sur contrat
Avances et acomptes reçus	4 011	2 099	3 973	2 025
Fournisseurs d'immobilisations	5 464	-	4 631	-
Dettes fiscales	4 740	-	3 488	-
Dettes sociales	6 236	-	5 865	-
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 548	3 548	3 180	3 144
Autres produits constatés d'avance ⁽¹⁾	1 267	857	1 172	694
Autres dettes	7 394	-	16 163	-
AUTRES CREDITEURS	32 660	6 504	38 472	5 863
<i>dont part non courante</i>	<i>5 685</i>	<i>3 539</i>	<i>4 968</i>	<i>2 929</i>
<i>dont part courante</i>	<i>26 975</i>	<i>2 965</i>	<i>33 504</i>	<i>2 934</i>

⁽¹⁾ Ce poste intègre le versement initial au titre du protocole d'indemnisation Fessenheim reçu en 2020 (voir note 5.5.4).

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 719 millions d'euros (630 millions d'euros au 31 décembre 2022).

13.5.2 Dettes fiscales

Au 31 décembre 2023, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 20 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 (116 millions d'euros au 31 décembre 2022).

13.5.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 31 décembre 2023 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 2 089 millions d'euros (1 777 millions d'euros au 31 décembre 2022).

Ils intègrent également le solde de 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

Au 31 décembre 2023, les autres dettes comprennent une dette d'exploitation vis-à-vis à l'État au titre de la CSPE pour un montant de 2 030 millions d'euros (6 074 millions d'euros au 31 décembre 2022).

Au 31 décembre 2023 les autres dettes d'exploitation comprennent les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 0,9 milliard d'euros (5,9 milliards d'euros en 2022). 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).

Par ailleurs, les autres dettes incluent des subventions d'investissements reçues sur l'année 2023 pour 325 millions d'euros (566 millions d'euros sur l'année 2022). 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.

Charges de Service public d'EDF

Le montant des charges de Service public à compenser à EDF SA au titre de 2023 s'élève à 14 126 millions d'euros et se détaille principalement comme suit :

- à hauteur de (2 193) millions d'euros au titre des obligations d'achat. Ces charges sont négatives en 2023 du fait des prix de marché de l'électricité élevés et supérieurs au coût de l'énergie soutenue par EDF ;
- un montant de 13 992 millions d'euros au titre de la couverture du moindre chiffre d'affaires induit par la limitation des prix de vente aux clients finals. Le dispositif de bouclier tarifaire électricité est compensé à hauteur de 12 446 millions d'euros et les amortisseurs électricité à hauteur de 1 458 millions d'euros, la compensation du bouclier tarifaire gaz représente 88 millions d'euros ;
- à hauteur de 2 297 millions d'euros au titre des surcoûts de production dans les zones non interconnectées et de solidarité.

Les montants encaissés sur l'année 2023 en provenance du Budget Général de l'État s'établissent à 10 010 millions d'euros. Ce montant est inhérent au solde du mécanisme au titre de l'année 2022 pour 2 053 millions d'euros et des versements au titre du mécanisme 2023 à hauteur de 7 957 millions d'euros.

Le mécanisme de la compensation de Service public de l'énergie en France est présenté en note 5.5.1.

13.5.5 Information sur les passifs sur contrat

Les passifs sur contrat représentent les obligations de l'entité de fournir à ses clients des biens ou services pour lesquels elle a déjà reçu un règlement ou que celui-ci est exigible.

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

(en millions d'euros)	31/12/2022	Montants constatés sur l'exercice	Montants repris en chiffre d'affaires sur l'exercice	Montants annulés sur l'exercice sans contrepartie	Désactualisation	Modification de périmètre	Effet change	31/12/2023
Acomptes reçus	2 025	1 472	(1 424)	(28)	-	34	20	2 099
Produits constatés d'avance long terme	3 144	949	(591)	-	46	8	(8)	3 548
Autres produits constatés d'avance	694	726	(605)	65	-	(22)	(1)	857

Ils sont constitués d'avances et acomptes reçus pour 2 099 millions d'euros (principalement pour les segments Framatome, Royaume-Uni et France – Activités régulées) et de produits constatés d'avance (contrats long terme et autres) pour 4 405 millions d'euros (principalement pour le segment France – Activités production et commercialisation), soit un total de 6 504 millions d'euros au 31 décembre 2023 (contre 5 863 millions d'euros au 31 décembre 2022).

Les contrats à plus d'un an dont les obligations sont non remplies ou partiellement remplies à la date de clôture (intégrant également les engagements sur ventes d'exploitation pour 7,1 milliards d'euros (note 21.2.1)) devraient générer un chiffre d'affaires restant à comptabiliser, d'environ 13 602 millions d'euros. Il sera reconnu jusqu'en 2034 pour le contrat Exeltium pour un montant de 892 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

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 2023, le capital social s'élève à 2 084 365 041 euros composé de 4 168 730 082 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune. Elles sont détenues à 100 % par l'État depuis le 8 juin 2023.

Fin 2023, l'intégralité des 218 696 799 OCEANes en circulation au 31 décembre 2022 a été convertie conduisant à des augmentations de capital social successives pour 140 950 086,50 euros à la suite de l'émission de 281 900 173 actions nouvelles (voir note 14.4).

Le 31 juillet 2023, les 888 511 actions auto-détenues ont été annulées pour une valeur nette de 7 230 061,14 euros, ce qui s'est traduit par une réduction du capital social non motivée par des pertes pour une valeur de 444 255,50 euros et des réserves pour une valeur de 6 875 805,64 euros.

14.2 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires du 28 juin 2023 a décidé de ne pas verser de dividendes en 2023 au titre de l'exercice 2022.

Aucun acompte n'a été versé au titre du dividende 2023.

14.3 Titres subordonnés à durée indéterminée

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

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.

Au 31 décembre 2023, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 12 009 millions d'euros (déduction faite des coûts de transaction nets d'impôts) (11 722 millions d'euros au 31 décembre 2022).

Le 8 juin 2023, le Groupe a émis des obligations hybrides comptabilisées en capitaux propres pour un montant de 1 377 millions d'euros. Parallèlement, EDF a lancé une offre contractuelle de rachat en numéraire sur le solde des titres subordonnés à durée indéterminée d'un montant total de 1 500 millions de dollars US émis en janvier 2014 dont le montant comptabilisé en capitaux propres s'élevait à 1 093 millions d'euros au 31 décembre 2022. Le 20 juin 2023 et le 7 juillet 2023, EDF a réalisé un rachat pour un montant total de 904 millions de dollars US (respectivement 901 millions de dollars U.S. et 3 millions de dollars U.S.), soit 823 millions d'euros.

Le 14 décembre 2023, EDF a annoncé l'exercice de l'option de remboursement du solde de cette même souche hybride en circulation d'un montant total de 596 millions de dollars US dont le montant comptabilisé en capitaux propres s'élevait à 546 millions d'euros. Considérant le caractère certain du remboursement, ces titres ont été reclassés au 31 décembre 2023 en passifs financiers, intégrant les effets de change correspondants et ont fait l'objet d'un remboursement à la Première Date d'Appel (le 22 janvier 2024).

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée a été de 630 millions d'euros sur l'exercice 2023 (606 millions d'euros sur l'exercice 2022). La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

En janvier 2024, une rémunération de 187 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 ⁽¹⁾	Montant du nominal	Devise	Option de remboursement	Taux
EDF	01/2013	1 250	GBP	13 ans	6,00 %
EDF	01/2013	1 250	EUR	12 ans	5,38 %
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	12/2019	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	06/2021	1 250	EUR	7 ans	2,63 %
EDF	12/2022	1 000	EUR	6 ans	7,50 %
EDF	06/2023	1 500	USD	10 ans	9,13 %

⁽¹⁾ Date de réception des fonds.

14.4 Obligations avec option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANES)

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

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.

Le 8 septembre 2020, EDF avait 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.

Sur l'exercice 2022, 882 340 OCEANES avaient été converties, donnant lieu à la création de 1 137 336 actions et une augmentation des capitaux propres du Groupe de 9,65 millions d'euros dont 0,57 million d'euros de capital social.

Dans le cadre de l'Offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français (voir note 2), l'État s'était porté acquéreur de 127 147 355 OCEANES, conduisant à une détention au 31 décembre 2022 de 214 979 011 obligations, soit 98,30 % du portefeuille total des OCEANES.

La mise en œuvre du retrait obligatoire le 8 juin 2023, a entraîné le transfert à l'État des OCEANES restantes, converties intégralement, en date du 13 juin 2023, ainsi que la radiation des OCEANES EDF d'Euronext Access.

En 2023, l'intégralité des 218 696 799 OCEANES en stock au 31 décembre 2022 a été convertie en 281 900 173 actions nouvelles.

L'ensemble de ces opérations, au cours de l'année 2023, majore les capitaux propres du Groupe de 2 390 millions d'euros dont 141 millions d'euros de capital social.

14.5 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)

Les informations relatives aux principales participations ne donnant pas le contrôle sont détaillées ci-dessous :

(en millions d'euros)	31/12/2023			31/12/2022	
	% de participation	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle
Principales participations ne donnant pas le contrôle :					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.	20,00 %	2 014	136	2 198	142
NNB Holding Company (HPC) Ltd.	32,28 %	5 349	(2 703)	6 778	(514)
NNB Holding Company (SZC) Ltd.	50,56 %	1 475	-	719	-
EDF Investissements Groupe SA	7,54 %	520	13	519	11
Luminus SA	31,37 %	698	25	538	(49)
Framatome	24,50 %	218	(34)	63	(12)
Autres participations ne donnant pas le contrôle		1 677	158	1 457	137
TOTAL		11 951	(2 404)	12 272	(285)

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 Company (HPC) Limited, holding de la Société portant le projet Hinkley Point C, détenue à 67,7 % par le Groupe *via* EDF Energy, correspondent à la part de CGN dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle de NNB Holding Company (SZC) Limited, holding de la Société portant le projet Sizewell C, détenue à 49,4 % par le Groupe *via* EDF Energy, correspondent à la part de His Majesty's Government (HMG) dans cette entité au 31 décembre 2023. Le gouvernement Britannique est entré au capital de la Société le 30 novembre 2022 concomitamment à la sortie de CGN qui détenait 20,00 % (voir note 10.6).

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 principalement aux participations de collectivités locales belges, ainsi que les apports de partenaires sur le projet de CCGT de Seraing.

Les participations ne donnant pas le contrôle de 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 %. Le 25 janvier 2024, EDF a acquis les 5% détenus par Assystem, portant sa participation dans le groupe Framatome à 80,5% (voir note 23).

Les autres participations ne donnant pas le contrôle correspondent principalement aux intérêts minoritaires 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 96 millions d'euros au 31 décembre 2023 (129 millions d'euros en 2022).

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 certitude raisonnable 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 :

(en millions d'euros)	31/12/2023			31/12/2022		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	2 069	28 193	30 262	1 602	24 982	26 584
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	1 269	32 013	33 282	1 539	31 039	32 578
Provisions liées à la production nucléaire	3 338	60 206	63 544	3 141	56 021	59 162

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	Belgique	Total
	Note 15.1	Note 15.2	Note 15.3	
Provisions pour gestion du combustible utilisé	13 876	1 238	-	15 114
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	-	406	-	406
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	13 205	1 173	364	14 742
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE AU 31/12/2023	27 081	2 817	364	30 262
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2022	23 854	2 723	7	26 584
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	18 419	10 277	596	29 291
Provisions pour derniers cœurs	2 720	1 271	-	3 991
PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2023	21 139	11 548	596	33 282
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2022	19 528	12 425	625	32 578
PROVISIONS LIÉES A LA PRODUCTION NUCLEAIRE AU 31/12/2023	48 220	14 365	960	63 544
Provisions liées à la production nucléaire au 31/12/2022	43 382	15 148	632	59 162

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

(en millions d'euros)	31/12/2022	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2023
Provisions pour gestion du combustible usé	12 663	2 490	(1 050)	698	26	287	15 114
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	373	-	-	25	8	-	406
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	13 548	372	(324)	892	22	232	14 742
Provisions pour aval du cycle nucléaire	26 584	2 862	(1 374)	1 615	56	519	30 262
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	29 015	294	(904)	1 724	231	(1 069)	29 291
Provisions pour derniers cœurs	3 563	-	-	179	23	226	3 991
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	32 578	294	(904)	1 903	254	(843)	33 282
PROVISIONS LIEES À LA PRODUCTION NUCLEAIRE	59 162	3 156	(2 278)	3 518	310	(324)	63 544
Dont part courante	3 141						3 338
Dont part non courante	56 021						60 206
Dont EDF SA	43 382						48 220
<i>dont périmètre loi du 28 juin 2006</i>	42 187						47 001
Dont Royaume-Uni	15 148						14 365
Dont Belgique	632						960

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur l'exercice 2023 s'explique notamment par :

- la signature en France d'un accord sur les principes relatifs au futur avenant 2024-2026 de l'accord-cadre 2008-2040 avec Orano Recyclage sur le transport, traitement des combustibles usés et leur recyclage, se traduisant par une augmentation de 2 216 millions d'euros des provisions pour gestion du combustible usé (dont 1 926 millions sont présentés en « augmentation » et 290 millions sont présentés en « autres mouvements ») et la charge de désactualisation pour 2 109 millions d'euros en France présentée en « effets de l'actualisation » (voir note 15.1.1) ;
- une mise à jour de l'estimation des coûts réalisée dans le cadre de l'*Integrated Plan 24*, approuvée par la NLA et une reprise de provision au titre des coûts de l'année non dépensés entraînant une baisse des provisions aval du cycle et déconstruction de (664) millions d'euros et une hausse du taux d'actualisation réel entraînant également une baisse des provisions de (406) millions d'euros Royaume-Uni (voir note 15.2) ;
- l'augmentation de 367 millions d'euros, principalement en lien avec Luminus et EDF Belgium dans le cadre de l'accord définitif signé par Engie avec l'État belge sur l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires (voir note 15.3).

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	31/12/2022	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2023
Provisions pour gestion du combustible utilisé	15.1.1.1	11 379	2 475	(913)	603	332	13 876
<i>dont non liées au cycle d'exploitation</i>		1 607	77	(21)	102	(5)	1 760
<i>dont hors périmètre loi du 28 juin 2006</i>		1 195	9	(45)	60	-	1 219
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	15.1.1.2	12 475	21	(325)	814	220	13 205
Provisions pour aval du cycle nucléaire		23 854	2 496	(1 238)	1 417	552	27 081
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	15.1.1.3	17 094	294	(224)	954	301	18 419
Provisions pour derniers cœurs	15.1.1.4	2 434	-	-	118	168	2 720
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		19 528	294	(224)	1 072	469	21 139
PROVISIONS LIEES À LA PRODUCTION NUCLEAIRE		43 382	2 790	(1 462)	2 489	1 021	48 220
Provisions liées à la production nucléaire périmètre loi du 28 juin 2006 ⁽¹⁾		42 187	2 781	(1 417)	2 429	1 021	47 001
Provisions liées à la production nucléaire hors périmètre loi du 28 juin 2006 ⁽¹⁾		1 195	9	(45)	60	-	1 219

⁽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'évolution des provisions liées à la production nucléaire d'EDF SA s'explique notamment par la signature d'un accord sur les principes relatifs au futur avenant 2024-2026 de l'accord-cadre 2008-2040 avec Orano Recyclage sur le transport, traitement des combustibles usés et leur recyclage, se traduisant par une augmentation de 2 216 millions d'euros des provisions pour gestion du combustible utilisé (voir note 15.1.1.1) présentée ainsi :

- en « augmentation » pour 1 926 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat ;
- en « autres mouvements » pour 290 millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs.

L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 2 109 millions d'euros et les effets d'ajustement de la mise aux conditions économiques 2023 des devis (voir note 15.1.1.5) comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 396 millions d'euros.

Les « autres mouvements » comprennent par ailleurs les effets d'ajustement de la mise aux conditions économiques 2023 des devis (voir note 15.1.1.5) pour les provisions adossées à des actifs pour 405 millions d'euros.

Concernant les installations de tiers :

- EDF, 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 et Orano Recyclage ont conclu, en décembre 2008 et juillet 2010, deux accords fixant les conditions juridiques et financières d'un transfert à Orano Recyclage 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 nominales à traiter 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 (soit 24 réacteurs autorisés actuellement au titre du Dossier d'Autorisation de Création).

En conséquence, la provision pour gestion du combustible utilisé (13 876 millions d'euros) comprend principalement 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 le combustible utilisé recyclable dans les installations existantes, y compris la part relative au combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont principalement 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, fixait 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 étaient en cours depuis septembre 2020 avec Orano Recyclage au titre de l'avenant 2024-2026. Ces négociations avaient conduit à enregistrer une provision pour risques et charges de 854 millions d'euros au 31 décembre 2022. Au premier semestre 2023 une dotation complémentaire exceptionnelle à hauteur de 1 026 millions d'euros a été reconnue pour atteindre 1 880 millions d'euros correspondant à la meilleure estimation à cette date de l'impact sur les provisions de l'issue des négociations, sur la base de la dernière contreproposition d'EDF à Orano Recyclage d'avril 2023.

En septembre 2023, les négociations ont convergé avec notamment la signature d'un accord sur les principes du futur contrat d'application (avenant 2024-2026 à l'accord cadre), se traduisant par une augmentation de 2 216 millions d'euros des provisions pour gestion du combustible utilisé (en lieu et place de la provision pour risques et charges).

Cet accord qui représente notamment une rémunération moyenne du contrat en augmentation de 39 % (en euros 2024) par rapport à la moyenne prévue pour la période 2016-23 (en euros 2020), intègre l'évolution des conditions économiques sous-jacentes au contrat et les besoins exprimés par Orano Recyclage en termes de coûts d'exploitation nécessaires à une meilleure performance de ses usines.

D'autre part, la provision pour gestion du combustible utilisé intègre des provisions spécifiques au titre de l'entreposage des combustibles usés, qui est un enjeu clé pour l'aval du cycle. En effet, 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 exploitée par EDF, dont la mise en service est prévue pour 2034, permettra d'augmenter le volume d'entreposage à 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 en 2019, en lien avec EDF ainsi qu'avec l'ASN. La solution privilégiée consiste à densifier les piscines existantes du site Orano de La Hague. Une solution complémentaire consisterait à déployer un dispositif d'entreposage à sec pour les combustibles usés au plutonium (MOX) et à l'uranium issu du traitement (URE). Le besoin d'entreposages intermédiaires est renforcé par les problématiques de production de l'usine Melox d'Orano rencontrées depuis quelques années (et qui s'atténuent progressivement), qui impactent défavorablement les rythmes de traitement à court et moyen terme, ce qui augmente temporairement les quantités à entreposer avant recyclage.

Les études sur des solutions transitoires ont notamment conduit sur la densification des piscines existantes du site Orano de La Hague à l'envoi en décembre 2022 à l'ASN du dossier de demande de modification notable. Les études de développement de cette solution se poursuivent et leur fin est prévue courant 2024.

Par ailleurs, la provision pour gestion du combustible utilisé 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 usé) ou à l'uranium issu du traitement (URE usés), 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 de la piscine d'entreposage centralisé 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, a 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 et s'est terminée le 8 juillet 2022. Le 7 octobre 2022, EDF a publié les « Enseignements de la concertation préalable et suites données par EDF ».

À cette issue, EDF a mis en place sur 2023 un dispositif structuré d'échanges et de dialogues continus, sous l'égide de garants nommés par la CNDP. EDF a par ailleurs indiqué poursuivre à ce stade le déroulement du projet. Ainsi, en 2023, plus de 30 rencontres avec le public se sont tenues. Le dispositif de concertation se poursuit dans la perspective d'une enquête publique en 2025. Le dépôt du dossier de demande d'autorisation de création est prévu à la fin du premier trimestre 2024. Par ailleurs, en septembre 2023, EDF et Orano ont conclu un accord sur les modalités de mise à disposition du terrain par Orano.

Au total les provisions au titre de dispositifs d'entreposage spécifique des combustibles usés se montent à 219 millions d'euros au titre du coût lié à la densification des piscines d'Orano à La Hague et à 1 760 millions d'euros au titre de l'entreposage des MOX et URE usés, à la Hague puis dans la piscine d'entreposage centralisé (non recyclables dans des installations industrielles existantes ou en construction).

Enfin, 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. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2^{ème} trimestre 2018. Les premiers assemblages fabriqués à l'usine Framatome de Romans sur Isère ont été chargés en 2023 sur une tranche de 900 MW déjà autorisée. Sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'autorité de sûreté nécessaires, d'autres tranches de 900 MW et certaines tranches de 1 300 MW recevront des assemblages à base d'uranium de retraitement à l'horizon 2027. Pour rappel, la provision pour entreposage de l'uranium de retraitement intégrée dans la provision pour gestion du combustible usé (soit 439 millions d'euros) est assise depuis 2021 sur un fonctionnement des tranches nucléaires des paliers concernés de 50 ans, faisant suite à l'allongement de la durée d'amortissement des tranches du palier 1 300 MW de 40 ans à 50 ans.

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 usé ;
- au stockage direct après entreposage longue durée, le cas échéant, du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- aux opérations de caractérisation, traitement, conditionnement et entreposage intermédiaire des déchets radioactifs issus de la déconstruction ou de certains déchets d'exploitation, 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 usé (comprenant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

La provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Centres de stockage concernés	31/12/2023	31/12/2022
Déchets TFA et FMA	TFA : CIRES - Morvilliers (ANDRA) FMA : CSA - Soulaines (ANDRA)	3 176	2 958
Déchets FAVL	Projet en cours d'étude à Soulaines (ANDRA)	369	363
Déchets HA-MAVL	Centre de stockage géologique (projet Cigéo) / Installation conditionnement - Entreposage ICEDA	9 660	9 154
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DECHETS RADIOACTIFS		13 205	12 475

Déchets TFA et FMA

Base d'évaluation

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 ou incinérés, 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.

Par ailleurs, concernant la gestion des déchets TFA, les textes réglementaires (décrets du Ministère de la Transition écologique) permettant la valorisation des métaux très faiblement radioactifs en France sont parus au Journal officiel le 15 février 2022. Dans ce contexte, EDF poursuit le développement d'une installation de découpe et fusion pour traiter et valoriser les déchets TFA métalliques issus du démantèlement, d'installations nucléaires. 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. En lien avec le 5^{ème} Plan National de Gestion des matières et des Déchets Radioactifs, la feuille de route précisant les objectifs et le calendrier du projet de Technocentre a été envoyée à la DGEC début 2023. La saisine de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) sur le projet a été réalisée mi-janvier 2024.

Évolutions 2022

En 2022, la révision annuelle a tenu compte des dernières hypothèses de gestion de ces déchets, sans impact significatif sur les provisions.

Évolutions 2023

Comme en 2022, la révision annuelle 2023 a tenu compte des dernières hypothèses de gestion de ces déchets, sans impact significatif sur les provisions. Il est à noter qu'il a été notamment pris en compte les effets de la loi de finances 2024 qui prévoit l'introduction d'une taxe générale sur les activités polluantes pour favoriser le recyclage des déchets métalliques TFA et une baisse de la taxe INB sur les centres de stockage à compter de leur arrêt définitif, ce qui viendra modifier les coûts de stockage facturés par l'ANDRA.

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 et de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en *sub-surface*.

Après des premières investigations géologiques, l'ANDRA a remis en juillet 2015 un rapport d'étape concernant un projet d'installation de stockage à faible profondeur de déchets FAVL situé dans la région de Soulaines (Aube). Ce rapport a été soumis à l'avis de l'ASN. Des incertitudes demeurent sur la capacité de ce site à accueillir l'ensemble des déchets prévus dans l'inventaire de référence du centre de stockage FAVL. Le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR) 2016 - 2018, prévoyait des études complémentaires à la fois sur la faisabilité du centre de stockage et sur la recherche de solutions complémentaires de gestion de déchets. L'avis de l'ASN relatif à la gestion de ces déchets du 6 août 2020 ainsi que le 5^{ème} PNGMDR 2022-2026 (publication du décret n°2022-1547 et de l'arrêté pris pour application au Journal officiel du 10 décembre 2022) fixaient l'horizon 2023 comme objectif à l'ANDRA pour produire un dossier présentant les options techniques et de sûreté retenues pour un stockage FAVL sur le site de Vendeuvre-Soulaines. Ce dossier est en cours de finalisation par l'ANDRA pour envoi à l'ASN début 2024.

Par ailleurs, les premiers résultats des études menées par EDF pour caractériser plus précisément l'inventaire radiologique des déchets de type « Graphite » permettraient d'envisager que le graphite issu du démantèlement du premier réacteur UNGG démantelé (Chinon A2) soit stocké non pas à ce centre de stockage en projet mais au CSA (Centre de Stockage de l'Aube, accueillant les déchets faiblement activés à vie courte). L'ANDRA a rendu un avis préliminaire indiquant que ces déchets entraient dans le cadre des spécifications radiologiques du CSA. L'analyse se poursuit sur la nature des colis et des déchets.

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).

Projet du Centre industriel de stockage géologique - Cigéo

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

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. Une actualisation de ce coût est attendue à horizon 2025.

Les provisions au titre du stockage des déchets HA-MAVL, pour un montant total de 8 805 millions d'euros (y compris entreposage préalable des déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé, évacuation vers le stockage, stockage direct des combustibles usés non recyclables dans des installations existantes) sont assises sur ce coût objectif pour le stockage, en tenant compte des quotes-parts des producteurs en fonction des volumes et caractérisation des déchets.

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.

Depuis 2016, les principales évolutions du projet ont été les suivantes :

- 2016 : 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 ;
- 2018 : en janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS estimant que le projet Cigéo avait 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 ;
- 2019 : en septembre 2019, le groupe d'experts mandaté par la DGEC, pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes, a conclu à la faisabilité a priori des différentes options de gestion (stockage ou neutralisation) mais a souligné l'importance de poursuivre les études engagées pour identifier l'option la plus pertinente. Un programme de recherche quadripartite entre producteurs et l'ANDRA a été engagé en appui au dossier de demande d'autorisation de création et se poursuivra durant l'instruction du Décret d'Autorisation de Création

- 2020 : une revue de conception détaillée organisée à la demande de la DGEC par un groupe d'experts indépendants a rendu ses conclusions. 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 ;

Par ailleurs, 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). A fin 2023, les dispositions associées à cette loi restent à préciser et à encadrer par l'État afin d'éviter une augmentation du coût du projet Cigéo à ce titre ;

- 2021 : après un dépôt en août 2020 par l'ANDRA, son instruction par les services de l'État et 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 ;
- 2022 : le 8 juillet 2022, le décret de DUP a été publié.

Par ailleurs, l'horizon de livraison des premiers colis de déchets a été précisé et devrait débuter entre 2035 et 2040, selon la publication de l'Andra d'octobre 2022 sur le bilan des concertations sur la phase industrielle pilote et la gouvernance du projet Cigéo, alors qu'à fin 2021, les producteurs avaient toujours en référence, une réception des premiers colis de déchets en 2031. En conséquence, la provision a été mise à jour en 2022 pour prendre en compte ce décalage sur la réception des premiers colis, sans impact significatif.

Suite au dépôt en janvier 2023 de la demande d'autorisation de création (DAC) par l'ANDRA auprès du ministère de la Transition énergétique, l'ASN a publié le 22 juin 2023 une note d'information confirmant la recevabilité de ce DAC. Cette étape permet de lancer le travail d'instruction technique du dossier : le GP1 (Groupe Permanent 1) est prévu en avril 2024, le GP2 fin 2024 et le GP3 mi 2025, pour un avis ASN prévu en septembre 2025. En octobre 2023, le Conseil constitutionnel, saisi par le Conseil d'Etat a confirmé le caractère constitutionnel du projet et le fait que celui-ci préservait les droits des générations futures.

Le décret d'autorisation de création est attendu à horizon 2027.

ICEDA

La provision constituée pour les déchets de HA-MAVL couvre également le conditionnement et l'entreposage intermédiaire des déchets MAVL principalement à ICEDA (Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés), pour un montant en provision de 855 millions d'euros.

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. Depuis, ICEDA a réalisé cinq campagnes de conditionnement de déchets dont le premier emballage de déchets activés d'exploitation de Fessenheim qui est arrivé en septembre 2023.

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 Énergétique (LTE) du 17 août 2015, la mise à l'arrêt définitif (MAD), qui a lieu pendant la phase de fonctionnement de l'INB, est considérée séparément du démantèlement, comme une modification notable de moindre importance (nécessitant simplement une déclaration de l'exploitant au ministre et à l'ASN) ;
- 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 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 Superphénix et l'Atelier des Matériaux Irradiés à Chinon. Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphénix 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).

Concernant la centrale REP de Fessenheim, le dossier de démantèlement est en cours d'instruction par l'ASN et les opérations réalisées concernent la phase préparatoire du démantèlement.

Ces opérations constituent des premières pour EDF et à l'exception du REP, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles, qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité). Concernant Chooz, la centrale présente par ailleurs 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 MW 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.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation hors site et du stockage des déchets, qui relèvent de la provision pour gestion long terme des déchets radioactifs).

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

(en millions d'euros)	31/12/2022	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2023
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 125	-	(9)	585	301	13 002
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	4 969	294	(215)	369	-	5 417
PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLEAIRES	17 094	294	(224)	954	301	18 419

Les « autres mouvements » sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation comprennent principalement les effets d'ajustement de la mise aux conditions économiques 2023 des devis (voir note 15.1.5), ainsi que les autres révisions de devis précisées ci-dessous, pour les provisions adossées à des actifs.

Les « diminutions » correspondent aux dépenses de déconstruction effectuées en 2023. Les « augmentations » correspondent pour l'essentiel à des améliorations de méthodologie de chiffrages de devis sur l'exercice, précisées ci-dessous, pour les provisions non adossées à des actifs.

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filère réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Historique des évaluations des provisions et Audit 2014-2015 commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC)

Jusqu'en 2013, les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence de déconstruction exprimé en euros par mégawatt, confirmant les hypothèses de la Commission PEON de 1979. Ces évaluations avaient été confortées, à partir de 2009, par une étude détaillée des coûts de déconstruction réalisée par l'entreprise sur un site représentatif, soit le site de Dampierre (4 tranches 900 MW), et dont les résultats ont été corroborés par une inter-comparaison avec l'étude du cabinet La Guardia, fondée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au niveau international qu'en interne, remettant en cause les chiffrages précédents. Les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation ont alors été évaluées sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre afin de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à l'international. Ce changement d'estimation n'avait pas eu d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Entre juin 2014 et juillet 2015, un audit sur les coûts du démantèlement du parc nucléaire d'EDF en exploitation, commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), a été conduit par des cabinets spécialisés. Le 15 janvier 2016, la DGEC a rendu publique la synthèse du rapport de cet audit. L'Administration a indiqué que, bien que l'estimation du coût du démantèlement de réacteurs nucléaires reste un exercice délicat, compte tenu du retour d'expérience relativement limité, des perspectives d'évolution des techniques et de l'éloignement des dépenses dans le temps, l'audit confortait globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire en exploitation. L'Administration a également formulé à EDF un certain nombre de recommandations suite à cet audit.

Révision 2016 et base d'évaluation actuelle

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part, les recommandations de l'audit commandité par la DGEC qui lui avaient été adressées, et d'autre part, le retour d'expérience des opérations de démantèlement des réacteurs de première génération (en particulier Chooz A).

Le travail de révision du devis a consisté en la mise en œuvre d'une démarche analytique détaillée, identifiant l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement des déchets liés au démantèlement futur des réacteurs en cours de fonctionnement. Il a permis d'aboutir à un chiffrage reposant sur des chroniques détaillées de démantèlement des centrales. La démarche adoptée a permis d'approfondir l'évaluation des coûts propres aux têtes de série, estimés pour chaque palier à partir de coefficients de transposition appliqués au coût de référence de la tête de série 900 MW, ainsi que les effets de série et de mutualisation, ces coûts et effets étant en effet inhérents à la taille et à la configuration du parc. En 2021, le coût de référence de la tête de série 900 MW 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.

Les natures des principaux effets de série et de mutualisation 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 d'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 9 % et de 7 % sur le devis par rapport à un devis Parc REP en exploitation qui n'en prendrait pas en compte. 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 MW 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 DGECC 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 le planning, 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). Depuis fin 2023, les conséquences financières de ces risques sont basées sur une valorisation d'un registre des risques identifiés en intégrant l'impact planning (sur base notamment d'une déclinaison du registre des risques du projet de Fessenheim) en lieu et place d'une évaluation *via* une majoration forfaitaire, pratiquée auparavant.

La méthode retenue ci-dessus pour l'évaluation des risques et incertitudes aboutit à une marge globale de l'ordre de 19,3 % pour l'ensemble du parc REP en exploitation (22,4 % pour le devis de la référence Fessenheim).

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

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.

Evolutions 2022

Le devis a fait l'objet d'une revue annuelle, sans impact significatif sur les provisions.

Evolutions 2023

En 2023, le devis a fait l'objet d'une revue annuelle, en prenant en compte des évolutions méthodologiques ainsi que des éléments de retour d'expérience de Fessenheim dont principalement :

- des évolutions méthodologiques (appliquées également aux provisions pour déconstruction des centrales arrêtées et gestion long terme des déchets radioactifs) sur l'évaluation des besoins d'études et ingénierie, une première prise en compte⁽¹⁾ du risque d'obsolescence sur des matériels en place nécessaires au démantèlement ainsi que la finalisation de la mise en œuvre de la méthodologie d'estimation analytique des incertitudes planning déjà mise en œuvre en 2022 sur la plupart des projets de déconstruction des centrales arrêtées ;
- la prise en compte d'une hypothèse de début de démantèlement par paires de tranches (contre auparavant une hypothèse de début indépendante pour chaque tranche) pour le palier 900 MW, suite au retour d'expérience de la préparation au démantèlement de Fessenheim ;
- une mise à jour des coûts immobiliers (couvrant le fonctionnement courant et la maintenance des parties non industrielles des installations) en prenant notamment en compte en référence la dernière vision des coûts sur le site de Fessenheim ;
- la prise en compte d'un registre de risques identifiés sur le parc REP (contre une évaluation forfaitaire des risques auparavant), en appliquant les méthodes de valorisation utilisées pour les autres centrales en démantèlement (sur la base notamment d'une déclinaison du registre des risques du projet de Fessenheim) ;
- une mise à jour des coefficients d'extrapolation (transposition et mutualisation) sur les coûts d'achats d'exploitation, basés sur les données historiques du parc en exploitation.

Pris dans leur ensemble, les éléments ci-dessus de cette révision annuelle ont un impact non significatif sur les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation.

Sur la base des estimations réalisées sur les différents postes de coûts, le devis à terminaison (en euros₂₀₂₃) s'élève à environ 0,56 milliard d'euros, pour une tranche de Fessenheim à comparer à 0,42 milliard d'euros de coût moyen par tranche pour le parc REP complet en tenant compte des effets de série et mutualisation décrits précédemment.

(1) Un premier état des lieux a permis d'identifier et d'enclencher un traitement prioritaire sur 3 grandes familles d'équipements : les moyens de levage, la détection incendie et le contrôle commande. En complément, une étude globale sur le sujet basée sur un criblage systématique des matériels et équipements est en cours et sera poursuivie en 2024.

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) au Bugey, à Saint-Laurent et à 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 2^{ème} génération).

Base d'évaluation

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.

La stratégie industrielle du démantèlement des réacteurs UNGG a été profondément revue fin 2015 avec en particulier le passage d'un démantèlement sous eau à un démantèlement sous air. Elle prévoit :

- un démantèlement essentiellement téléopéré ;
- la qualification des outils et de la plate-forme de télé-opération sur un « démonstrateur industriel » qui a été inauguré en 2022 ;
- le démantèlement d'un premier réacteur « tête de série » Chinon A2, et la mise en configuration sécurisée des 5 autres réacteurs.

Cette stratégie se traduit par une fin des opérations relatives au démantèlement des caissons réacteurs (incluant la phase d'assainissement et de réhabilitation de site) entre 2063 et 2093, selon les réacteurs.

La mise à jour du scénario industriel de démantèlement des centrales de première génération, en particulier celui relatif aux UNGG, avait conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

De 2016 à 2021 :

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, et instruite par l'ASN jusqu'en 2019. Elle a fait notamment l'objet d'une revue d'experts internationaux, d'une instruction par l'IRSN, de trois auditions du collège des commissaires de l'ASN, et a donné lieu finalement à deux décisions de l'ASN datées du 3 mars 2020. Les décisions et les échanges qui ont précédé leur adoption par l'ASN ont montré une convergence sur la plupart des sujets techniques majeurs : technique de démantèlement (sous air), intérêt de mettre en place un démonstrateur industriel pour développer les outils nécessaires à ces opérations complexes, planning de démantèlement du réacteur de Chinon A2, nécessité de disposer d'un retour d'expérience des opérations sur un premier réacteur.

En termes de calendrier, l'ASN demandait de retenir, dans les projets de décision mis en consultation publique en 2019, un calendrier anticipé par rapport à celui proposé par EDF, afin que le début des opérations de démantèlement des cinq réacteurs suivant Chinon A2 soit « au plus tard le 31 décembre 2055 ».

En 2019, la prise en compte de ce souhait de calendrier plus resserré a conduit globalement à augmenter les provisions nucléaires de 108 millions d'euros, dont 77 millions d'euros concernaient la provision pour déconstruction des centrales nucléaires et 31 millions d'euros concernaient la provision GLTD (déchets FAVL, TFA et FMA).

Les décisions de l'ASN relatives au démantèlement des réacteurs UNGG publiées en mars 2020, n'ont pas remis en cause les 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.

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) avait commandité en juin 2020 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation du démantèlement des installations nucléaires arrêtées d'EDF (installations 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.

Évolutions 2022

En 2022, en lien avec les recommandations de l'audit commandité par la DGEC visant à conforter l'évaluation des risques planning et des niveaux d'incertitudes sur les chiffrages, une méthodologie d'estimation analytique de risques et incertitudes planning (appliquées à la plupart des projets de déconstruction en cours), ainsi qu'un niveau supplémentaire d'incertitude pour les chiffrages « à dire d'expert » (mis en œuvre sur les provisions pour déconstruction et pour gestion à long terme des déchets radioactifs) ont été introduits, conduisant à une augmentation de provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées de 116 millions d'euros.

Il est par ailleurs à noter une augmentation de la provision pour déconstruction de Chooz A de 37 millions d'euros résultant de la prise en compte du retour d'expérience consolidé d'aléas et de décalages observés sur le chantier de démantèlement de la cuve (cadences de découpe plus faibles et indisponibilité du pont de manutention). Ce retour d'expérience conduit à prolonger de 18 mois le chantier de démantèlement de la cuve, et à identifier un risque de décalage supplémentaire de 14 mois sur le planning global.

Concernant les UNGG, la revue annuelle des devis a pris en compte un décalage d'obtention des décrets d'autorisation de démantèlement (attendus dorénavant fin 2026 contre fin 2025 auparavant), sans impact significatif sur les provisions.

Enfin, sur l'horizon court terme, il a été pris en compte un effet au titre de l'augmentation prévisible au-delà des prévisions d'inflation des prix de certaines matières premières, énergie et transport, en particulier en lien avec les typologies d'achat pour les dépenses de déconstruction, impactant les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées pour 33 millions d'euros.

Évolutions 2023

En 2023, la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées a pris en compte notamment des évolutions méthodologiques sur l'évaluation des besoins d'études et d'ingénierie, la prise en compte du risque d'obsolescence sur des matériels en place nécessaires au démantèlement (par exemple, matériels de manutention et de levage) ainsi que la généralisation de l'application de la méthodologie d'estimation analytique de risques et incertitudes planning déjà mise en œuvre en 2022 sur la plupart des projets de déconstruction en cours. L'ensemble de ces derniers éléments ont amené à une augmentation des provisions de 182 millions d'euros.

Il convient de noter par ailleurs une augmentation des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées de 41 millions d'euros, au titre des coûts immobiliers (couvrant le fonctionnement courant et la maintenance des parties non industrielles des installations) suite à la mise à jour de l'estimation de ces coûts.

Au 31 décembre 2023, 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 :

(en millions d'euros)	31/12/2023	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Réacteur à eau pressurisée - REP - Chooz A	340	297
Réacteur à eau pressurisée REP - Fessenheim ⁽¹⁾	994	825
Réacteurs Uranium Naturel - Graphite - Gaz - UNGG Bugey, Saint Laurent, Chinon	6 172	3 196
Réacteur à eau lourde - Brennilis	392	341
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium - Superphénix à Creys Malville	637	561

⁽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 1,0 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 téléopérés 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 7,3 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 téléopérés spécifiques ;
- environ quatre fois plus pour Superphénix (environ 2,1 milliards d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison du traitement du sodium, très délicat à éliminer, et de la taille des installations, en particulier celle du réacteur (sa cuve est 20 fois plus grande que celle d'un REP 1 300 MW).

L'état d'avancement des chantiers sur les installations définitivement arrêtées 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 suivie par le démantèlement de la cuve elle-même. Après des difficultés rencontrées sur le chantier jusqu'en 2022 (impact de la crise sanitaire, indisponibilités du pont de manutention), celui-ci a progressé avec la fin de la vidange de la piscine réacteur à l'été 2023. La découpe de la cuve elle-même aura lieu à partir de 2025, pour se terminer en 2026. Un accord de collaboration a été signé avec le CNRS le 7 septembre 2022 pour la réutilisation des cavernes à des fins de recherche fondamentale sur les Neutrinos. La fin de la reconfiguration de la caverne est prévue en 2033 en vue de son transfert au CNRS. Le déclassement de l'installation devrait être obtenu fin 2035 ;
- 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. Le dossier de démantèlement de la centrale a été déposé en décembre 2020 au ministre de la Transition écologique et à l'ASN. Début 2022, la Mission de la Sécurité Nucléaire et de la Radioprotection (MSNR) et l'ASN ont accusé réception d'une version complétée de ce dossier. L'IRSN a rendu son avis le 1^{er} juin 2023. Son rapport ne met pas en évidence de divergence technique ou d'approche ni dans la démonstration de sûreté, ni dans l'étude d'impact. Sur la base des engagements d'EDF et du rapport de l'IRSN, le Groupe Permanent (GP) qui s'est tenu le 22 juin 2023 a retenu une seule recommandation : « le GP recommande qu'EDF présente, en amont de la mise en œuvre des opérations de démantèlement des cuves et de leurs internes, un dossier justifiant les dispositions techniques et organisationnelles de conception et d'exploitation retenues pour maîtriser les risques de dissémination de substances radioactives et d'exposition des travailleurs aux rayonnements ionisants associés à ces opérations ». Selon le calendrier en cours, l'obtention du décret de démantèlement des installations de Fessenheim est attendue début 2026. L'obtention du décret prescrivant les opérations de démantèlement marquera alors le début de la phase de démantèlement. À fin 2023, la trajectoire des activités de préparation au démantèlement est conforme au planning prévisionnel avec notamment l'évacuation de l'ensemble du combustible et la décontamination chimique complète des deux tranches du circuit primaire ;

- Réacteurs graphites Gaz – UNGG : arrêtées entre 1973 et 1994, ces 6 installations ont obtenu 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 ont été remis pour tous ces réacteurs en décembre 2022 afin d'obtenir de nouveaux décrets (attendus au plus tôt fin 2026) 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 2034 ; les premières sorties des internes et briques de graphite sont prévues à partir de 2041 sur une période de 14 ans. En parallèle les autres sites UNGG finalisent leurs travaux et opérations de mise en configuration sécurisée (2037). Cet état de configuration sécurisée vise 80 % des surfaces déconstruites et des caissons réacteurs mis en sécurité, dans l'attente de recueillir l'intégralité du REX du démantèlement du caisson TTS de Chinon A2. Les ouvertures des caissons suivant la TTS se positionnent à partir de 2056 ;
- Superphénix : 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 (le déclassement de l'installation est prévu à horizon 2034) ;
- 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. Le 26 septembre 2023, la centrale de Brennilis a obtenu son décret de « démantèlement complet », ce qui permet d'engager le démantèlement du bloc réacteur, la démolition de l'enceinte et la réhabilitation du site attendue en 2040.

15.1.1.4 Provisions pour derniers cœurs

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

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires (dite « part amont ») ;
- le coût des opérations de traitement du combustible et 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 d'une 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 »). Par un arrêt du 31 mars 2023, la haute juridiction a confirmé définitivement la non-déductibilité fiscale de cette provision (voir note 17.3.1).

En 2022, les provisions pour derniers cœurs ont pris en compte la finalisation du retour d'expérience de Fessenheim sur la gestion des cœurs et de son optimisation, conduisant principalement à une mise à jour de l'évaluation des masses de métal lourd non usées dans le calcul des provisions derniers cœurs sur l'ensemble du parc, engendrant une diminution de (145) millions d'euros des provisions.

En 2023, les provisions pour derniers cœurs ont augmenté de 103 millions d'euros afin de tenir compte de la mise à jour des coûts des opérations de traitement (voir note 15.1.1.1).

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

Calcul du taux d'actualisation et taux d'inflation

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 (prenant en compte une inflation de 2 %) s'établit à 3,35 % pour 2023. 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 2023 fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux [2,2 % ; 3 %] ([2,7 % ; 3,3 %] à fin 2022) pour les flux entre 0 et 20 ans, de [3 % ; 3,2 %] ([3,3 % ; 3,4 %] à fin 2022) pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,35 % (3,43 % à fin 2022) 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 à des *spreads* d'obligations d'entreprises de notation A à BBB permettant de construire une courbe de *spread* robuste, dans un contexte d'obligations de notation AA peu nombreuses en particulier pour les maturités longues, contrairement aux obligations de notation BBB qui constituent la majorité des obligations « *Investment Grade* » et sont très majoritaires sur les maturités les plus longues.

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

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 4,5 % au 31 décembre 2023 (4,8 % au 31 décembre 2022), prenant en compte une hypothèse d'inflation de 2,0 % (2,3 % au 31 décembre 2022), soit un taux d'actualisation réel de 2,5 % au 31 décembre 2023 (2,5 % au 31 décembre 2022).

La baisse du taux d'actualisation reflète la baisse observée des taux des OAT en toute fin d'année 2023 ainsi que dans une moindre mesure celle des *spreads* des obligations d'entreprise depuis le 31 décembre 2022 due à une anticipation des marchés de la baisse de l'inflation qui s'amorce.

La baisse du taux d'inflation traduit la baisse des prévisions d'inflation en France, tout en conservant l'hypothèse d'inflation de 2 % à long terme correspondant au niveau cible de la BCE, et en cohérence avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (*Ultimate Forward Rate*).

Par ailleurs, avec une inflation 2023 très supérieure à l'inflation long terme, un ajustement de la mise aux conditions économiques 2023 des devis avec un impact global sur les provisions pour déconstruction, gestion du combustible usé et gestion à long terme des déchets radioactifs de 801 millions d'euros a été pris en compte pour tenir compte d'un taux d'inflation réalisé supérieur au taux prévisionnel initial correspondant à l'inflation long terme.

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Selon l'article D594-4 du Code de l'environnement 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. Conformément à l'arrêté du 27 décembre 2023 modifiant l'arrêté du 1^{er} juillet 2020, ce plafond est applicable à compter de l'année 2023 (avant cet arrêté, le plafond annuel était calculé avec une formule transitoire jusqu'en 2023 et la formule cible de calcul du plafond n'était applicable qu'à partir de 2024).
- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé selon l'arrêté en vigueur à partir du 27 décembre 2023, à partir de la référence UFR, s'établit à 2,85 % au 31 décembre 2023 (2,85 % au 31 décembre 2022).

Le taux d'actualisation réel retenu dans les états financiers au 31 décembre 2023 en application des modalités de calcul présentées ci-avant, est de 2,5 %.

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

	31/12/2023		31/12/2022	
(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion du combustible utilisé	18 998	12 657	16 194	10 184
- dont non liée au cycle d'exploitation	3 658	1 760	3 417	1 607
Gestion à long terme des déchets radioactifs	38 467	13 205	36 996	12 475
AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE	57 465	25 862	53 190	22 659
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	23 335	13 002	21 381	12 125
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	8 832	5 417	8 219	4 969
Derniers cœurs	4 668	2 720	4 189	2 434
DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	36 835	21 139	33 789	19 528
PROVISIONS LIEES A LA PRODUCTION NUCLEAIRE - Périmètre loi du 28 juin 2006	-	47 001	-	42 187

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

	31/12/2023		
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période		
(en millions d'euros)	dont le décaissement est prévu sous 10 ans	dont le décaissement est au-delà de 10 ans ⁽¹⁾	Total
Gestion du combustible utilisé	10 117	8 881	18 998
- dont non lié au cycle d'exploitation	611	3 047	3 658
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 633	32 834	38 467
AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE	15 750	41 715	57 465
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	483	22 852	23 335
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 503	5 329	8 832
Derniers cœurs	722	3 946	4 668
DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	4 708	32 127	36 835

⁽¹⁾Par ailleurs, à horizon de 20 ans et 50 ans les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période) respectivement à 22 % et à 43 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs et respectivement à 35 % et à 96 % pour la déconstruction.

En complément, le tableau ci-dessous fournit pour EDF l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs, d'une variation du taux d'actualisation de plus ou moins 20 points de base :

Pour l'exercice 2023 :

(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
Aval du cycle nucléaire :					
- gestion du combustible utilisé	13 876	(232)	246	194	(206)
- gestion à long terme des déchets radioactifs	13 205	(722)	810	565	(642)
Déconstruction et derniers cœurs :					
- déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 002	(571)	601	-	-
- déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 417	(163)	174	163	(174)
- derniers cœurs	2 720	(93)	99	-	-
TOTAL	48 220	(1 781)	1 930	922	(1 022)
<i>Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés</i>	<i>33 989</i>	<i>(1 571)</i>	<i>1 710</i>	<i>801</i>	<i>(895)</i>

L'estimation de l'impact sur la valeur actualisée des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs d'une variation du taux d'actualisation de + 10/- 10 points de base est de (908)/945 millions d'euros dont 473/(497) millions d'euros sur le résultat avant impôt.

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.

Le décret du 22 novembre 2023 actualise des règles d'investissements des actifs dédiés permettant de fixer certaines limites en fonction de l'échéancier des décaissements et de prévoir de nouvelles règles relatives au risque de concentration. En particulier, les 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), ne font plus dorénavant l'objet de limites spécifiques. Par ailleurs, le décret élargit les possibilités d'investissement dans des actifs non cotés et la dérogation ministérielle du 31 mai 2018 permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés dans les actifs dédiés de 10 % à 15 % est devenue sans objet.

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 détenus par l'intermédiaire de la société CTE) et en 2013, avec la mise en place d'un portefeuille d'actifs non cotés (infrastructures, immobiliers, 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.

EDF Invest gère des actifs de rendement mais, également, au travers de fonds d'investissement non cotés, des actifs de croissance et des actifs de taux.

Au total, au 31 décembre 2023, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 9 482 millions d'euros, dont 8 657 millions d'euros d'actifs de rendement.

Actifs de rendement

Les actifs de rendement sont composés d'actifs liés à des investissements dans les infrastructures et l'immobilier, réalisés soit en direct, soit en gestion déléguée *via* des fonds d'investissement.

Les actifs de rendement incluent notamment :

- les participations du Groupe dans CTE, Madrileña Red de Gas (MRG), Aéroports de la Côte d'Azur, Orange Concessions, 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, Clariane & Partenaires Immobilier, Issy Shift, 92 France, LF Memphis), 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, Géosel, Norlys Fiber, Databank, des parcs éoliens au Royaume-Uni, présentées au bilan consolidé au niveau des titres de dettes ou de capitaux propres.

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 14 579 millions d'euros au 31 décembre 2023 (12 192 millions d'euros au 31 décembre 2022). Ces FCPR sont constitués principalement de 18 fonds cotés pour 13 298 millions d'euros (au 31 décembre 2022, 17 FCPR cotés pour 11 000 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.

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).

15.1.2.3 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2023

L'année 2023 a été marquée par la hausse de valeur des actifs risqués, qui a partiellement compensé la baisse enregistrée en 2022. Ce mouvement reflète un environnement économique porteur : la croissance économique, notamment aux États-Unis, a fait preuve d'une grande résilience malgré le durcissement des conditions financières, et surtout la décue rapide de l'inflation a permis aux banques centrales de mettre fin au cycle de resserrement monétaire.

Malgré la baisse des taux observée en fin d'année, les performances des actions et des obligations ont été excellentes en 2023.

Le portefeuille actions cotées a ainsi progressé de 18,43 % en 2023. Dans le détail, la performance nette en euro s'est élevée à 22,69 % sur les actions d'Amérique du Nord, 14,38 % en Europe, 19,20 % au Japon, et 5,22 % dans les pays émergents.

Les obligations cotées ont progressé de 8,59 % en 2023, malgré des fluctuations importantes du niveau des taux. Le portefeuille a bénéficié de la gestion tactique de la sensibilité taux, ainsi que des bonnes performances du crédit en général. Le portefeuille obligataire Souverain a enregistré une performance de 8,02 %, le portefeuille Crédit EUR investment grade de 9,04 %, et le crédit high yield court terme de 6,54 %.

Des variations de juste valeur positives du portefeuille d'actifs dédiés (OPC, actions) ont été enregistrées sur l'exercice 2023 dans le résultat financier à hauteur de +2 220 millions d'euros (voir note 8.3) contre des variations de juste valeur négatives à hauteur de (3 096) millions d'euros en 2022. De même, des variations de juste valeur positives sur le portefeuille d'actifs dédiés obligations ont été enregistrées sur l'exercice 2023 en OCI à hauteur de +431 millions d'euros (voir note 18.1.2) contre des variations de juste valeur négatives à hauteur de (875) millions d'euros en 2022.

En 2023, EDF Invest a poursuivi le déploiement de son portefeuille d'actifs non cotés *via* des prises de participation minoritaires dans les infrastructures, l'immobilier (logistique, bureaux) et les fonds d'investissement de *private equity* et de *private debt*.

Au second semestre 2023, EDF Invest a pris une participation de 50 % dans l'immeuble de bureaux Memphis à Paris (voir communiqué de presse EDF Invest du 20 décembre 2023) et a finalisé l'acquisition à hauteur de 50 % d'entrepôts logistiques situés en Suède (Nordic Logistic) le 31 janvier 2024. En octobre 2023, EDF Invest a signé l'acquisition, dans le cadre d'un consortium, d'une participation dans l'opérateur norvégien de ferries électrifiés Fjord1. Cet investissement dans les infrastructures de transport a été finalisé le 8 février 2024.

Des retraits pour un montant de 465 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2023 (416 millions d'euros en 2022).

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 :

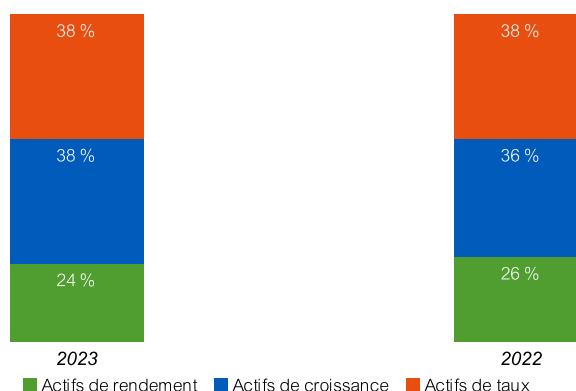
(en millions d'euros) Présentation au bilan consolidé		31/12/2023		31/12/2022	
		Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
ACTIFS DE RENDEMENT (EDF Invest) ⁽¹⁾		6 196	8 657	6 477	8 772
Entreprises associées (dont CTE)	Participations dans les entreprises associées ^{(1) et (2)}	3 834	6 287	4 034	6 286
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets ⁽³⁾	2 359	2 367	2 422	2 465
Dérivés	Juste valeur des dérivés	3	3	21	21
ACTIFS DE CROISSANCE		14 036	14 036	12 251	12 251
Actions	Titres de dettes	13 392	13 392	11 625	11 625
Fonds actions non cotées (EDF Invest)	Titres de dettes	589	589	553	553
Dérivés	Juste valeur des dérivés	55	55	73	73
ACTIFS DE TAUX		14 192	14 192	12 881	12 881
Obligations et TCN	Titres de dettes	12 488	12 488	11 101	11 101
Fonds de dette non cotés (EDF Invest)	Titres de dettes	236	236	215	215
Trésorerie	Titres de dettes	1 104	1 104	1 414	1 414
Fonds diversifiés de dettes	Titres de dettes	363	363	163	163
Dérivés	Juste valeur des dérivés	1	1	(12)	(12)
TOTAL DES ACTIFS DEDIES		34 424	36 885	31 609	33 904

⁽¹⁾dont participation du Groupe de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres de RTE (Cf note 12). La valeur de réalisation des entités EDF Invest présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant.

⁽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 2 238 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

La composition des actifs dédiés en 2023 et en 2022 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)	31/12/2023	31/12/2022
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 760	1 607
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	13 205	12 475
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	18 419	17 094
Provisions pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	605	473
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	33 989	31 649
VALEUR DE RÉALISATION ACTIFS DÉDIÉS	36 885	33 904
TAUX DE COUVERTURE RÉGLEMENTAIRE	108,5 %	107,1 %

Au 31 décembre 2023, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 108,5 %. 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 2023.

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 %, il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2023 et aucune dotation n'a été réalisée sur l'année.

Au 31 décembre 2022, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 107,1 %, (également en l'absence de plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation). Aucune dotation n'avait été réalisée en 2022.

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 14 365 millions d'euros au 31 décembre 2023 ;
- 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 13 104 millions d'euros au 31 décembre 2023 (14 000 millions d'euros au 31 décembre 2022).

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

(en millions d'euros)	31/12/2022	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements	31/12/2023
Provisions pour gestion du combustible usé	1 284	15	(137)	96	26	(46)	1 238
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	373	-	-	25	8	-	406
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	1 066	2	-	71	22	12	1 173
Provisions pour aval du cycle nucléaire	2 723	17	(137)	192	56	(34)	2 817
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	11 296	-	(659)	753	231	(1 344)	10 277
Provisions pour derniers cœurs	1 129	-	-	61	23	58	1 271
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	12 425	-	(659)	814	254	(1 286)	11 548
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	15 148	17	(796)	1 006	310	(1 320)	14 365

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 ainsi que la variation de la provision pour derniers cœurs ayant pour contrepartie les immobilisations.

La variation globale des « autres mouvements » s'explique principalement par :

- une mise à jour de l'estimation des coûts réalisée dans le cadre de l'*Integrated Plan 24* (IP 24), approuvée par la NLA (Non-Nuclear Liabilities Assurance team) en décembre 2023 et une reprise de provision au titre des coûts de l'année non dépensés (incluant les coûts directement liés aux prix de marchés, en baisse depuis l'IP 23), entraînant une baisse des provisions aval du cycle et déconstruction de (664) millions d'euros ;

- une hausse du taux d'actualisation réel au Royaume-Uni (en particulier + 20 points de base sur les provisions aval du cycle et déconstruction), soit une baisse des provisions de (406) millions d'euros ;
- les nouvelles hypothèses de fermeture des centrales AGR Heysham 1 et Hartlepool, planifiée en 2026 (précédemment en 2024), conduisant à une baisse des provisions aval du cycle et déconstruction, de (245) millions d'euros.

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 de restructuration ». Ces accords ont été conclus par British Energy le 14 janvier 2005 dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser sa situation financière. 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 substituée 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 82 millions d'euros au 31 décembre 2023 ;
- 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 de l'exploitation des centrales autres que Sizewell B, après le 15 janvier 2005, 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 2023.

Chaque année, les estimations des coûts qui constituent la base d'évaluation des provisions d'EDF Energy au titre de l'aval du cycle Nucléaire et de la déconstruction des centrales, sont mises à jour au travers d'un « *Integrated Plan* » (IP) . Cet *Integrated Plan* est soumis à l'approbation de la NLA (*Non-Nuclear Liabilities Assurance team*). L'IP23 et l'IP24 ont été approuvés par la NLA respectivement en décembre 2022 et en décembre 2023.

15.2.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Le combustible utilisé provenant de la centrale de Sizewell B (de type REP – réacteur à eau pressurisée) est entreposé sur le site de la centrale. Le combustible utilisé 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 utilisé, ainsi que de stockage de longue durée des déchets radioactifs, définies dans les réglementations existant au Royaume-Uni approuvées par la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA). Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, à défaut, sur les estimations techniques les plus récentes.

(en millions d'euros)	31/12/2023		31/12/2022	
	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
Gestion du combustible utilisé	3 790	1 238	3 695	1 284
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	2 071	406	1 867	373
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 784	1 173	5 158	1 066
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	11 645	2 817	10 720	2 723

⁽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. La décomptabilisation des passifs nucléaires de déconstruction et des actifs associés interviendra pendant la phase de mise en œuvre opérationnelle de l'accord.

(en millions d'euros)	31/12/2023		31/12/2022	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES	20 459	10 195	20 875	11 206

15.2.4 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire

Les modalités de calcul du taux d'actualisation sont les suivantes :

- comme pour les provisions nucléaires en France, 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 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 %).

En conséquence, le taux d'actualisation réel appliqué pour le calcul des provisions aval du cycle nucléaire et déconstruction des centrales nucléaires est de 3,1 % au 31 décembre 2023 (2,9 % au 31 décembre 2022).

15.3 Provisions nucléaires en Belgique

En Belgique, la loi du 11 avril 2003 attribue à Synatom (filiale du groupe ENGIE) la gestion des provisions des centrales nucléaires belges, ainsi que celle 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 provisions s'élevant à 352 millions d'euros au 31 décembre 2023 (377 millions d'euros au 31 décembre 2022) ;
- une créance représentative des versements anticipés réalisés auprès de Synatom et comptabilisée en actifs financiers en juste valeur (voir note 18.1.3) pour 298 millions d'euros au 31 décembre 2023 (253 millions d'euros au 31 décembre 2022). 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 provisions non intégrées aux mécanismes de financement décrits ci-dessus.

Au 31 décembre 2023, les provisions nucléaires en Belgique prennent en compte une augmentation de 367 millions d'euros traduisant principalement les effets pour Luminus et EDF Belgium de l'accord définitif signé par Engie avec l'État belge le 13 décembre 2023 sur l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires d'une part (fixation d'un montant forfaitaire pour les coûts futurs liés au traitement des déchets nucléaires) et sur la prolongation des réacteurs de Tihange 3 et Doel 4 d'autre part.

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 (médaillles 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 bénéfice d'avantages statutaires, dont, pour les salariés embauchés avant le 1^{er} septembre 2023, le régime spécial de retraite. Ces sociétés sont EDF, Enedis, Électricité de Strasbourg et EDF PEI.

À la suite de 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).

La loi du 14 avril 2023, portant réforme des retraites, prévoit la fermeture du régime spécial de retraite des IEG pour les salariés recrutés à compter du 1^{er} septembre 2023. Ces salariés bénéficieront des seuls régimes de retraite de droit commun (CNAV, AGIRC-ARRCO) mais continueront de bénéficier des autres avantages associés au statut des IEG (avantage en nature énergie, droits familiaux, ...) (voir note 16.1.2, pour plus de précisions sur cette réforme et ses effets sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2023).

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG (y compris aux inactifs recrutés à compter du 1^{er} septembre 2023). 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.

EDF Energy

En ce qui concerne les engagements de retraite au Royaume-Uni, les trois plans de retraite à prestations définies au sein d'EDF Energy (BEGG (*British Energy Generation Group*), EEGSG (*EDF Energy Generation and Supply Group*), et EEPS (*EDF Energy Pension Scheme*)) ont été fermés à compter du 31 décembre 2021 et remplacés par un nouveau régime à cotisations définies appelé « *myRetirement Plan* ». Cependant, les droits acquis dans ces régimes jusqu'à leur date de fermeture perdurent et les engagements correspondants sont mis à jour pour tenir compte de l'évolution des taux d'actualisation et d'inflation, mais ne sont plus sensibles aux nouveaux entrants, ni à l'évolution des salaires. En parallèle, ces plans ont été fusionnés dans un seul régime nommé « *EDF Group of the Electricity Supply Pension Scheme (ESPS)* » (EDFG).

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)	31/12/2023	31/12/2022
Provisions pour avantages du personnel – part courante	665	790
Provisions pour avantages du personnel – part non courante	15 895	16 231
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	16 560	17 021

16.1.1 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 31/12/2022	26 054	6 401	775	33 230
Charge nette de l'exercice 2023	1 850	222	54	2 126
Écarts actuariels	(509)	470	30	(9)
Cotisations salariales	-	1	-	1
Prestations versées	(1 208)	(315)	(39)	(1 562)
Mouvements de périmètre	-	-	6	6
Écarts de conversion	-	134	(2)	132
Autres variations	-	-	(2)	(2)
ENGAGEMENTS AU 31/12/2023	26 187	6 913	822	33 922

(en millions d'euros)	France ⁽¹⁾	Royaume-Uni	Autres	Total
Actifs de couverture au 31/12/2022	(9 398)	(7 039)	(447)	(16 884)
Charge nette de l'exercice 2023	(357)	(336)	(15)	(708)
Écarts actuariels	(652)	259	(11)	(404)
Cotisations versées aux fonds	(35)	(78)	(20)	(133)
Cotisations salariales	-	(1)	-	(1)
Prestations versées	441	315	16	772
Écarts de conversion	-	(153)	8	(145)
Mouvements de périmètre	-	-	(3)	(3)
Autres variations	-	-	2	2
ACTIFS DE COUVERTURE AU 31/12/2023	(10 001)	(7 033)	(470)	(17 504)

(en millions d'euros)	France ⁽¹⁾	Royaume-Uni	Autres	Total
Passif net au 31/12/2022⁽²⁾	16 656	(638)	328	16 346
Charge nette de l'exercice 2023	1 493	(114)	39	1 418
Écarts actuariels	(1 161)	729	19	(413)
Cotisations versées aux fonds	(35)	(78)	(20)	(133)
Prestations versées	(767)	-	(23)	(790)
Mouvement de périmètre	-	-	3	3
Écarts de conversion	-	(19)	6	(13)
Autres variations	-	-	-	-
PASSIF NET AU 31/12/2023	16 186	(120)	352	16 418
Dont :				
Provisions pour avantages du personnel				16 560
Actifs financiers non courants ⁽²⁾				(142)

⁽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 2022 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 17 021 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (675) millions d'euros soit un passif net de 16 346 millions d'euros.

Écarts actuariels sur engagements

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2023 s'élèvent à (9) millions d'euros :

- dont (509) millions d'euros en France en lien avec :
 - la variation du taux d'actualisation pour 2 037 millions d'euros,
 - la variation du taux d'inflation pour (1 165) millions d'euros,
 - la variation des écarts d'expérience pour (1 382) millions d'euros ; et
- dont 470 millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation pour 306 millions d'euros, aux hypothèses démographiques pour (119) millions d'euros et aux écarts d'expérience pour 284 millions d'euros (voir note 16.1.3).

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2022 s'élevaient à (12 789) millions d'euros :

- dont (9 260) millions d'euros en France en lien avec :
 - la variation du taux d'actualisation pour (16 997) millions d'euros,
 - la variation des hypothèses démographiques pour (145) millions d'euros,
 - la variation du taux d'inflation pour 5 045 millions d'euros,
 - l'impact des mesures de revalorisation des salaires décidées en 2022 et s'appliquant à partir de janvier 2023 pour 2 276 millions d'euros,
 - la variation des écarts d'expérience pour 561 millions d'euros ; et
- dont (3 386) millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation pour (4 475) millions d'euros et les écarts d'expérience pour 1 257 millions d'euros (voir note 16.1.3).

Écarts actuariels sur actifs de couverture sur l'exercice 2023

Les écarts actuariels sur actifs générés en 2023 s'élèvent à (404) millions d'euros. Ils résultent principalement d'une évolution de (652) millions d'euros en France (soit une surperformance de 6,9 % au-delà du rendement attendu des fonds) due à la baisse des taux en fin d'exercice et à la bonne performance des marchés actions et de 259 millions d'euros au Royaume-Uni, due à un rendement des actifs de couverture, principalement obligataires, plus faible que le taux d'actualisation.

Passif net au 31 décembre 2023

Le passif net au 31 décembre 2023 s'élève à 16 418 millions d'euros :

- dont 16 186 millions d'euros en France ;
- dont (120) millions d'euros au Royaume-Uni en lien avec la constatation par EDF Energy d'un surplus de financement sur son plan de retraite EDGF pour un montant global de 134 millions d'euros contre 638 millions d'euros au 31 décembre 2022. Ce surplus, dont la baisse est principalement due à la baisse des taux obligataires des sociétés privées au Royaume-Uni par rapport à leur niveau de fin 2022, est comptabilisée à l'actif du bilan dans la rubrique « Actifs financiers non courants ».

16.1.2 Réforme des retraites

La loi 2023-270 de financement rectificative de la sécurité sociale pour 2023, promulguée le 14 avril 2023, est venue modifier le régime général des retraites en France. Ses principales mesures concernent le recul progressif de l'âge légal de départ à la retraite de 62 à 64 ans et l'augmentation de la durée de cotisation requise pour bénéficier d'une retraite à taux plein.

Pour les salariés affiliés au régime spécial des Industries Electriques et Gazières (IEG), le décret d'application au régime IEG n°2023-692 a été publié le 28 juillet 2023. Les mesures paramétriques précisées dans ce décret seront applicables à partir du 1^{er} janvier 2025 et à compter de la génération 1963 (au lieu du 1^{er} septembre 2023 pour les mesures de la loi applicables aux salariés relevant du régime général, qui impactent la génération 1961).

La loi prévoit également la fermeture du régime spécial de retraite des IEG, pour les agents qui ont été recrutés à compter du 1^{er} septembre 2023. A noter que ces salariés ont vocation à bénéficier des dispositions réglementaires et conventionnelles, ainsi que des autres avantages associés au statut des IEG (tarif agent, droits familiaux, ...). Seul leur régime de retraite diffère.

Enfin, considérant la réforme des retraites de 2023 promulguée le 14 avril 2023, l'accord national interprofessionnel (ANI) du 5 octobre 2023 prend en compte les conséquences de cette réforme pour le régime complémentaire AGIRC-ARRCO en supprimant le bonus/malus temporaire de 10 %. Ce bonus/malus s'appliquait sur les pensions AGIRC-ARRCO en cas de départ en retraite après/avant l'atteinte du taux plein (coefficients de solidarité ou majorants). La suppression de la compensation de ce bonus/malus supportée jusque-là par le régime spécial des IEG a une incidence favorable sur le montant des engagements provisionnés dans les comptes du Groupe en 2023 au regard du mécanisme de l'adossement.

En accord avec les principes de la norme IAS 19, l'ensemble des impacts liés à la réforme, tels que décrits ci-avant, sont qualifiés de modifications de régime. Le coût des services passés en résultant s'élève à 338 millions d'euros et a été comptabilisé en charges au compte de résultat de l'exercice 2023 (autres produits et charges d'exploitation, voir note 7).

16.1.3 Hypothèses actuarielles et analyses de sensibilité

Les hypothèses actuarielles retenues sont les suivantes :

(en %)	France		Royaume-Uni	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs ⁽¹⁾	3,40 %	3,90 %	4,50 %	4,75 %
Taux d'inflation	2,00 %	2,30 %	2,90 %	2,90 %
Taux d'augmentation des salaires ⁽²⁾	3,10 %	3,70 %	2,75 %	2,65 %

⁽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 réel des actifs est comptabilisé en écarts actuariels en capitaux propres.

⁽²⁾ Taux moyen d'inflation inclus et pour une projection de carrière complète.

Le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel est déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur duration, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements. Pour les durations les plus longues, cette estimation prend également en compte les données d'un panier élargi d'obligations d'entreprises rendues comparables à celles des obligations de première catégorie, compte tenu du panel limité d'obligations d'entreprises sur ces durations.

Pour la France, l'évolution des paramètres économiques et de marché utilisés a conduit le Groupe à fixer le taux d'actualisation nominal à 3,40 % au 31 décembre 2023 (3,90 % au 31 décembre 2022). La baisse du taux d'actualisation est liée essentiellement à la baisse des taux sans risque constatée fin 2023.

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 2,00 % au 31 décembre 2023 (2,30 % au 31 décembre 2022).

Les lois de salaires projetées à partir de 2024 sont basées sur les évolutions moyennes constatées au sein de la branche sur les derniers exercices (retraitées des effets exceptionnels).

La loi de mortalité, utilisée pour le calcul des engagements est basée sur la table générationnelle INSEE 2013-2070 corrigée des différences de mortalité constatées entre la population française et la population du régime des IEG.

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

(en millions d'euros)	31/12/2023	
	France	Royaume-Uni
Impact d'une variation de +/- 25 points de base du taux d'actualisation	(1 091) / 1 172	(278) / 290
Impact d'une variation de +/- 25 points de base du taux d'inflation	1 146 / (1 071)	270 / (259)
Impact d'une variation de +/- 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	1 180 / (1 108)	n.a.

n.a. : non applicable.

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

	2023			
(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Autres	Total
Coût des services rendus	(402)	(16)	(18)	(436)
Coût des services passés	(338)	92	(5)	(251)
Écarts actuariels – avantages à long terme	(102)	-	-	(102)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(842)	76	(23)	(789)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(1 008)	(298)	(31)	(1 337)
Produit sur les actifs de couverture	357	336	15	708
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(651)	38	(16)	(629)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTREES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 493)	114	(39)	(1 418)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	509	(470)	(30)	9
Écarts actuariels sur actifs de couverture	652	(259)	11	404
Écarts actuariels	1 161	(729)	(19)	413
Écarts de conversion	-	19	(6)	13
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	1 161	(710)	(25)	426

	2022			
(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Autres	Total
Coût des services rendus	(779)	(32)	(52)	(863)
Coût des services passés	-	-	(2)	(2)
Écarts actuariels – avantages à long terme	131	-	-	131
Charges nettes en résultat d'exploitation	(648)	(32)	(54)	(734)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(462)	(190)	(11)	(663)
Produit sur les actifs de couverture	171	242	6	419
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(291)	52	(5)	(244)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTREES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(939)	20	(59)	(978)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	9 260	3 386	143	12 789
Écarts actuariels sur actifs de couverture	(3 737)	(5 505)	(53)	(9 295)
Écarts actuariels	5 523	(2 119)	90	3 494
Écarts de conversion	-	(79)	13	(66)
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	5 523	(2 198)	103	3 428

Les écarts actuariels sur engagements générés en France sont les suivants :

(en millions d'euros)	2023	2022
Variation liée aux écarts d'expérience	1 308	(767)
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	-	145
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières ⁽¹⁾	(901)	10 013
ECARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	407	9 391
Dont :		
Écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	509	9 260
Écarts actuariels sur autres avantages à long terme	(102)	131

⁽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

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
Participants en activité	12 673	12 831
Retraités	13 514	13 223
TOTAL ENGAGEMENTS	26 187	26 054

16.2.2 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2023 :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2023	24 727	(10 001)	14 726
Dont :			
Retraites	19 667	(9 367) ⁽¹⁾	10 300
Avantage en nature énergie	2 968	-	2 968
Indemnités de fin de carrière	781	(619)	162
Autres	1 311	(15)	1 296
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2023	1 460	-	1 460
Dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 214	-	1 214
Médailles du travail	221	-	221
Autres	25	-	25
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2023	26 187	(10 001)	16 186

⁽¹⁾ Constitués principalement des actifs de couverture d'EDF SA (couverture des engagements retraites à hauteur de 52 % au 31 décembre 2023).

Au 31 décembre 2022 :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2022	24 650	(9 398)	15 252
Dont :			
Retraites	19 564	(8 827) ⁽¹⁾	10 737
Avantage en nature énergie	3 129	-	3 129
Indemnités de fin de carrière	754	(557)	197
Autres	1 203	(14)	1 189
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2022	1 404	-	1 404
Dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 191	-	1 191
Médailles du travail	188	-	188
Autres	25	-	25
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2022	26 054	(9 398)	16 656

⁽¹⁾ Constitués principalement des actifs de couverture d'EDF SA (couverture des engagements retraites à hauteur de 49 % au 31 décembre 2022).

16.2.3 Actifs de couverture

Pour la France, les actifs de couverture, constitués dans le cadre d'une gestion actif/passif sont affectés à la couverture des droits spécifiques du régime spécial de retraite et des indemnités de fin de carrière. Ils s'élèvent à 10 001 millions d'euros au 31 décembre 2023 (9 398 millions d'euros au 31 décembre 2022).

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 ;
- 31 % dans une poche d'actifs de croissance, composée d'actions internationales ;
- 2 % dans des investissements immobiliers.

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

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
ACTIFS DE COUVERTURE	10 001	9 398
Actifs pour régime spécial de retraite	9 367	8 827
Dont en %		
Instruments de créances cotés (obligations)	67%	65 %
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	31 %	33 %
Biens immobiliers	2 %	2 %
Actifs pour indemnités de fin de carrière	619	557
Dont en %		
Instruments de créances cotés (obligations)	59 %	69 %
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	41 %	31 %
Autres actifs de couverture	15	14

Au 31 décembre 2023, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

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

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 60 % 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.

Au 31 décembre 2023, 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 stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2022.

La performance des actifs de couverture des retraites en France est de 11,1% en 2023.

16.2.4 Flux de trésorerie futurs

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

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	1 078	1 061
D'un à cinq ans	4 572	4 118
De cinq à dix ans	5 647	4 330
À plus de dix ans	48 132	16 678
FLUX DE TRESORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	59 429	26 187

Au 31 décembre 2023, la duration moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 17 ans.

16.3 Royaume-Uni

16.3.1 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
Participants en activité	2 916	2 603
Retraités	3 997	3 798
TOTAL ENGAGEMENTS	6 913	6 401

16.3.2 Actifs de couverture

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)	31/12/2023	31/12/2022
ACTIFS DE COUVERTURE	7 033	7 039
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	5 %	0 %
Instruments de créances cotés (obligations)	91 %	62 %
Biens immobiliers	9 %	10 %
Trésorerie et équivalent de trésorerie	4 %	3 %
Autres (dont <i>private equity</i>) ⁽¹⁾	-9 %	25 %

⁽¹⁾ Incluant la juste valeur des instruments dérivés de couverture sur instruments cotés.

Au 31 décembre 2023, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

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

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 79 % du total d'obligations souveraines émises principalement par le Royaume-Uni. Le solde est principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

16.3.3 Flux de trésorerie futurs

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

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	261	255
D'un à cinq ans	1 115	968
De cinq à dix ans	1 572	1 107
À plus de dix ans	11 654	4 583
FLUX DE TRESORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	14 602	6 913

La duration moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 17 ans au 31 décembre 2023.

Note 17 Autres provisions et passifs éventuels

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2023			31/12/2022		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Autres provisions pour déconstruction	17.1	116	1 943	2 059	127	2 006	2 133
Autres provisions	17.2	3 175	2 935	6 110	3 885	2 665	6 550
AUTRES PROVISIONS		3 291	4 878	8 169	4 012	4 671	8 683

17.1 Autres provisions pour déconstruction

La répartition des autres provisions pour déconstruction par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	Edison	Framatome	Autres	Total
31/12/2023	1 017	48	127	430	437	2 059
31/12/2022	987	108	192	418	428	2 133

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 2023 prend en compte les derniers éléments de devis connus intégrant la remise en état des sites de production.

Les provisions pour déconstruction intègrent notamment 154 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base en France (112 millions d'euros pour Framatome et 42 millions d'euros pour Cyclife France) pour lesquelles des actifs dédiés sont 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 104 millions d'euros pour Framatome et 60 millions d'euros pour Cyclife France, en valeur de réalisation avec un taux de couverture réglementaire de 93 % pour Framatome et de 142 % pour Cyclife France. S'agissant de Framatome, un plan est en cours d'élaboration conformément au décret 2020-830 du 1^{er} juillet 2020 pour viser un taux de couverture d'au moins 100 % dans un délai inférieur à 5 ans.

17.2 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements ⁽¹⁾	31/12/2023
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	605	70	(45)	-	-	8	638
Provisions pour risques fiscaux « hors IS »	49	5	(21)	(7)	-	4	30
Provisions pour litiges	321	122	(114)	(98)	-	2	233
Provisions pour contrats onéreux	638	167	(134)	-	11	(6)	676
Provisions liées aux dispositifs environnementaux	1 926	2 112	(2 350)	-	-	19	1 707
Autres provisions pour risques et charges	3 011	2 408	(2 641)	(89)	3	134	2 826
TOTAL	6 550	4 884	(5 305)	(194)	14	161	6 110

⁽¹⁾ Les autres mouvements correspondent principalement à la remise en état d'un terrain loué.

Provisions pour contrats onéreux

Les provisions pour contrats onéreux concernent principalement les activités gazières GNL du Groupe (contrat long-terme de regazéification avec Dunkerque LNG). Les pertes sur de tels contrats sont évaluées en comparant les coûts liés à leur exécution et les avantages économiques en découlant basés sur les hypothèses de marché et de commercialisation.

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 attendue est constatée immédiatement en résultat en contrepartie d'une provision, pour la part de la perte non encore comptabilisée à l'avancement.

Provisions liées aux dispositifs environnementaux

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour échanges de quotas d'émissions de gaz à effet de serre, pour Certificats d'énergie renouvelable et pour Certificats d'économies d'énergie, le cas échéant (voir notes 5.5.4, 10.2, 20.1 et 20.2.1).

Au 31 décembre 2023 une provision de 1 176 millions d'euros (1 117 millions d'euros en 2022) 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. Pour rappel, 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.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par ce dispositif européen sont : EDF, Edison, Dalkia, PEI et Luminus.

Au 31 décembre 2023, le volume des émissions s'élève à 14 millions de tonnes (18 millions de tonnes pour l'année 2022) se traduisant par des montants comptabilisés en provision pour 531 millions d'euros au 31 décembre 2023 (799 millions d'euros au 31 décembre 2022).

Le Groupe a restitué en 2023, 18 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif EU-ETS réalisées en 2022 (17 millions de tonnes restituées en 2022 au titre des émissions réalisées en 2021).

Le Royaume-Uni dispose de son propre système d'échange (UK ETS - *Emissions Trading Scheme*). Basé sur un mécanisme d'enchère, il couvre les mêmes secteurs que le EU-ETS et suit globalement les mêmes règles avec un traitement comptable similaire.

En 2023, le volume des émissions d'EDF Energy s'élève à 4 000 tonnes (0,1 million de tonnes pour 2022) se traduisant par des montants comptabilisés en provision pour 0,4 millions d'euros au 31 décembre 2023 (9 millions d'euros au 31 décembre 2022).

EDF Energy a restitué en 2023, 0,1 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif UK-ETS réalisées en 2022 (2 millions de tonnes restituées en 2022 au titre des émissions 2021).

Autres provisions pour risques et charges

Au 31 décembre 2022, une provision pour charges à hauteur de 854 millions d'euros avait été enregistrée au titre de négociations en cours avec Orano Recyclage dans le cadre de l'avenant à l'accord de traitement recyclage 2024-2026. Sur le 1^{er} semestre 2023, il a été procédé à la comptabilisation d'une dotation complémentaire de 1 026 millions d'euros au titre des négociations en cours sur ce contrat, pour atteindre 1 880 millions d'euros à fin juin 2023. La signature en septembre 2023, d'un accord sur les principes relatif au futur avenant 2024-2026 de l'accord-cadre 2008-2040 avec Orano recyclage sur le transport, le traitement des combustibles usés et leur recyclage, a donné lieu à une reprise intégrale de la provision pour autres charges soit 1 880 millions d'euros, ainsi que la comptabilisation d'une dotation aux provisions pour gestion des combustibles usés de 2 216 millions au titre de la valorisation des coûts associés au futur avenant 2024-2026, en lieu et place de la provision pour autres charges antérieurement comptabilisée (voir note 15.1.1.1).

Ces provisions couvrent par ailleurs 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 et actifs 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.

Un actif éventuel est un actif potentiel 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.

Les principaux passifs et actifs éventuels au 31 décembre 2023 sont les suivants :

17.3.1 Contrôles fiscaux

EDF

Pour la période 2008 à 2019, l'Administration fiscale a remis en cause la déductibilité fiscale de certains passifs nucléaires de long terme.

À l'issue des différents jugements et procédures, le Conseil d'État a confirmé définitivement leur non-déductibilité par un arrêt du 31 mars 2023. La Société avait tiré, dès 2020, les conséquences comptables et financières d'une première décision du Conseil d'État dans le même sens dans ses comptes.

Pour les exercices 2012 à 2019, l'Administration fiscale a, par ailleurs, remis en cause la déductibilité fiscale d'autres provisions nucléaires de long terme. Par un jugement du 29 août 2022, le Tribunal administratif de Montreuil a validé la position de la Société en ce qui concerne l'une des provisions contestées mais a confirmé le redressement s'agissant de l'autre. En exécution de ce jugement, la Société a fait appel de la partie défavorable de la décision à l'entreprise de la décision et a décaissé 297 millions d'euros en 2022. Par ailleurs, le Ministre a fait appel de la partie favorable.

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 a annulé les décisions de première instance invalidant ainsi les redressements notifiés. La Société s'est vu restituer début 2022 la totalité des montants antérieurement liquidés. Par un arrêt du 16 novembre 2022, le Conseil d'État a cassé l'arrêt de la Cour administrative d'appel favorable à la Société et a renvoyé l'affaire devant cette même Cour pour y être rejugée. En application de cette décision, l'entreprise a restitué la totalité des montants précédemment encaissés.

Le 28 novembre 2023, la Cour administrative d'appel de renvoi a rejeté les nouveaux arguments de la Société qui a formé fin janvier 2024 un pourvoi devant le Conseil d'État à l'encontre de cette décision.

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.

Par ailleurs, EDF et ses filiales en France font régulièrement l'objet de contrôles et vérifications de la part d'organismes sociaux tels que l'URSSAF.

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), l'adoption du décret du 9 décembre 2010 (« le décret moratoire ») suspendant la conclusion de nouveaux contrats sous obligation d'achat pour une durée de trois mois pour tous les dossiers n'ayant pas été acceptés avant le 2 décembre 2010 et l'adoption d'un nouvel arrêté tarifaire le 4 mars 2011 baissant significativement le prix de rachat PV, a eu pour effet de générer un afflux important d'assignations à l'encontre d'Enedis et d'EDF fin 2011, qui s'est poursuivi jusqu'en 2015.

A la suite de la décision de la Cour de justice de l'Union européenne du 15 mars 2017 qui a considéré que les arrêtés des 10 juillet 2006 et 12 janvier 2010 fixant les tarifs de rachat PV constituaient une aide d'État illégale, les juridictions nationales, dont la Cour de cassation (arrêt du 18 septembre 2019) ont toutes tiré les conséquences de cette illégalité en considérant le préjudice des producteurs comme n'étant pas repérable car établi sur la base de textes eux-mêmes illégaux.

A ce jour, les tribunaux administratifs, cours administratives d'appel et le Conseil d'État (dans plusieurs arrêts rendus le 27 octobre 2023) ont rejeté les recours des producteurs.

Une vingtaine d'assignations sont toujours pendantes devant les juridictions.

En parallèle des contentieux indemnitaires pendants devant les juridictions civiles, EDF et Enedis avaient souhaité faire application de leur police d'assurance responsabilité civile. Les assureurs ayant opposé un refus de garantie, Enedis et EDF les ont assigné en avril 2017 en vue de voir reconnaître par les tribunaux l'existence de deux sinistres sériels partiels. Une audience de procédure s'est tenue le 24 janvier 2024.

17.3.4 Contentieux ARENH – Force majeure

Dans le cadre de la crise sanitaire liée à la Covid-19, certains fournisseurs ont demandé 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.

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 s'est pourvu en cassation le 19 janvier 2022. La Cour de cassation, par un arrêt du 22 mars 2023 a cassé et annulé en toutes ses dispositions l'arrêt de la Cour d'appel de Paris, en se fondant sur un seul moyen de procédure et a renvoyé l'affaire au fond devant la Cour d'appel. Une nouvelle déclaration de saisine a été déposée par EDF devant la Cour d'appel. EDF a de nouveau fait appel et une nouvelle audience devant une nouvelle formation de la Cour d'appel est prévue le 26 février 2024.

Le 30 novembre 2021, le Tribunal de commerce de Paris a rendu deux jugements au fond dans les affaires TotalEnergies et Ekwateur condamnant EDF à verser d'une part, 53,9 millions d'euros à TotalEnergies et d'autre part, 1,8 millions d'euros à Ekwateur à titre de dommages et intérêts. EDF a fait appel de ces deux jugements.

Le 6 décembre 2022, le Tribunal de commerce de Paris a rendu deux nouveaux jugements au fond dans les dossiers Priméo Energie Grands Comptes et Priméo Energie Solutions condamnant EDF à verser à ces deux sociétés respectivement 1,7 million d'euros et 2,4 millions d'euros de dommages et intérêts. EDF a fait appel de ces deux jugements. La procédure est en cours.

Un jugement du Tribunal de commerce du 27 mars 2023 a confirmé le désistement de la société Plüm du contentieux contre EDF. En outre, le 24 mai 2023, le Tribunal de commerce a débouté Arcelor Mittal de ses demandes. Un certificat de non-appel a été obtenu le 8 novembre 2023. Ces deux contentieux sont clos.

Le 16 janvier 2024, le Tribunal de commerce de Paris a rendu un jugement au fond dans le dossier Vattenfall condamnant EDF à verser à cette société 5 millions d'euros de dommages et intérêts. EDF dispose d'un mois pour faire appel à compter de la signification du jugement.

17.3.5 Edison

Accord environnemental avec ENI

Le 31 juillet 2023 a été signé un accord entre Edison et ENI concernant les sites industriels soumis à contribution à Enimont en 1989. Une provision est enregistrée à ce titre au 31 décembre 2023 pour 430 millions d'euros (voir note 17.2). Les objectifs de l'accord sont notamment de : i) mettre fin à des litiges pendants devant la Cour d'appel de Milan et prévenir tout autre litige, pour des cas et sur des questions similaires qui pourraient survenir à l'avenir; ii) convenir du cadre de conduite mutuelle sur les questions environnementales liées à ces sites et résoudre les problèmes environnementaux résultant de la pollution historique sur une base 50/50.

L'accord représente un tournant d'une importance majeure dans les activités de régénération du territoire et de restauration de lieux, comme ceux en question, fortement impactés par les processus d'industrialisation survenus au siècle dernier.

Parmi les sites pour lesquels Edison et ENI ont conclu l'accord décrit ci-dessus, il y a le site industriel de Mantoue pour lequel certains litiges administratifs et pénaux sont en cours, dont la description est rapportée ci-dessous.

Mantoue – 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 et la première audience est prévue le 14 février 2024.

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 à la suite de l'arrêt du Conseil d'État susmentionné, Edison réalise un grand nombre de ces derniers.

Mantoue - Procédure environnementale

Au cours des dernières années, la province de Mantoue a notifié à Edison huit ordonnances de remise en état relatives à des terrains ainsi qu'à 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.

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.

Procédures administratives

La province de Pescara a communiqué, le 28 février 2018, à la société Solvay Specialty 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, considérée 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 celle devant la Cour de cassation ont été rejetées, celles devant la CEDH se poursuivent.

Edison a commencé des travaux de sécurisation du site en accord avec les Pouvoirs Publics.

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. La sentence est accompagnée d'une opinion dissidente de l'un des membres du Tribunal arbitral.

L'appel d'Edison contre la décision arbitrale devant le Tribunal fédéral suisse de Lausanne a été rejeté en janvier 2022. La procédure d'exécution de la sentence arbitrale devant la Cour d'appel de Milan s'est clôturée le 24 janvier 2023 avec le rejet de l'action d'Edison. L'arrêt arbitral est donc exécutoire. Edison a fait appel du jugement devant la Cour de cassation et la date de l'audience n'a pas encore été fixée.

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. Une audience a eu lieu en septembre 2023 et la décision du Tribunal est attendue entre fin 2024 et début 2025.

Deux procédures civiles :

- 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.
- en 2023, une action en justice similaire a été intentée par la municipalité de Bussi sul Tirino pour obtenir l'indemnisation des dommages prétendument subis en relation avec la pollution survenue dans la zone. Les débats en sont à leur phase introductive.

Arbitrage Venture Global

En 2017 Edison a signé avec la société américaine Venture Global LNG Inc un contrat pour l'exportation des États-Unis de gaz naturel liquéfié. Les premières livraisons étaient attendues pour l'année 2023.

À ce jour, en contradiction avec ses obligations contractuelles, Venture Global n'a toujours pas commencé la mise à disposition au profit d'Edison des volumes prévus et a plutôt choisi de vendre ce gaz à des tiers sur le marché de gros de court terme.

En réponse à cette décision, en mai 2023, Edison a engagé un arbitrage contre la société américaine. La demande d'indemnisation s'élève à environ 1 500 millions de dollars. L'audience devant le tribunal arbitral est fixée à octobre 2024.

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

Au 31 décembre 2022 le groupe EDF faisait l'objet de trois procédures (réseaux de chaleur, plainte Plüm, plainte Xélan) devant l'Autorité de la concurrence.

A la suite d'une saisine d'office en date du 4 novembre 2019 concernant la constitution d'un partenariat dans le domaine de l'exploitation de réseaux de chaleur visant EDF, Dalkia, Electricité de Strasbourg, ES Services Énergétiques et EDEV, l'ADLC a prononcé par décision en date du 7 décembre 2023, un non-lieu sur l'ensemble du dossier.

Il n'y a pas eu de développement significatif sur les autres procédures.

17.3.7 Contribution des rentes infra-marginales en Belgique

En Belgique, la contribution des rentes infra-marginales applicable du 1^{er} août 2022 au 30 juin 2023 fait actuellement l'objet d'un recours juridique notamment sur la possibilité de mettre en place un prélèvement antérieurement au 1^{er} décembre 2022. Cette contribution a été mise en place dans le cadre du Mécanisme européen de Captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI) adopté le 6 octobre 2022 par l'Union européenne (voir note 5.4). Ce recours est actuellement examiné par les instances européennes.

17.3.8 Contentieux E-Pango

La société E-pango a assigné EDF et également les sociétés RTE et ENEDIS devant le Tribunal de Commerce de Paris le 14 décembre 2023 aux fins d'obtenir la réparation intégrale du préjudice qui lui aurait été causé suite à la résiliation de l'Accord de Responsable d'Equilibre qu'elle avait conclu avec RTE ; cette résiliation ayant entraîné la suspension de son autorisation d'achat pour revente conduisant au basculement de ses clients en offre de secours dont EDF assure la fourniture à titre transitoire.

E-pango considère que la résiliation de son Accord avec RTE a été effectuée de manière abusive et relève par ailleurs d'une véritable stratégie d'éviction de RTE, avec le concours d'Enedis et ce au bénéfice d'EDF.

E-pango sollicite ainsi la réparation intégrale de son préjudice à hauteur d'environ 150 millions d'euros lié notamment à l'arrêt de son activité de fournisseur, la perte de valeur économique de son positionnement concurrentiel.

Compte tenu du peu d'arguments (et de leur faiblesse) développés par E-Pango à l'encontre d'EDF, les chances de voir EDF écartée de toute responsabilité sont jugées importantes.

L'affaire a été renvoyée au 12 février 2024.

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 ainsi que la trésorerie et équivalents de trésorerie.

Le classement et l'évaluation des actifs financiers dépendent du modèle de gestion et des caractéristiques contractuelles des instruments. Ils sont comptabilisés 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.

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 de résultat.

18.1 Actifs financiers

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les actifs financiers sont 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) ;
- 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)	31/12/2023			31/12/2022		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	18 014	5 894	23 908	17 014	4 982	21 996
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	30	268	298	36	207	243
Titres en juste valeur en résultat	1 845	25 629	27 474	1 409	23 490	24 899
Titres de dettes ou de capitaux propres	19 889	31 791	51 680	18 459	28 679	47 138
Dérivés de transaction – Juste valeur positive	14 519	-	14 519	30 566	-	30 566
Dérivés de couverture – Juste valeur positive	2 654	3 512	6 166	6 903	5 376	12 279
Prêts et créances financières ⁽¹⁾	2 380	13 024	15 404	2 105	14 457	16 562
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	39 442	48 327	87 769	58 033	48 512	106 545

⁽¹⁾ Dont dépréciation pour (353) millions d'euros au 31 décembre 2023 ((386) millions d'euros au 31 décembre 2022).

La diminution de la juste valeur positive des dérivés de transaction ((16) milliards d'euros) s'explique par la baisse 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 2023 et dans une moindre mesure avec la baisse 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 1 369 millions d'euros au 31 décembre 2023 (1 115 millions d'euros au 31 décembre 2022).

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

(en millions d'euros)	31/12/2023			31/12/2022	
	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	5 522	-	24 888	30 410	27 369
Actifs liquides	18 304	-	1 773	20 077	18 507
Autres actifs ⁽¹⁾	82	298	813	1 193	1 262
TOTAL	23 908	298	27 474	51 680	47 138

⁽¹⁾ Participations détenues dans des entreprises non consolidées.

Variation des titres de dettes ou de capitaux propres

(en millions d'euros)	31/12/2022	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2023
Titres en juste valeur en OCI recyclable	21 996	1 349	889	(72)	(153)	(101)	23 908
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	243	18	44	(19)	-	12	298
Titres en juste valeur en résultat	24 899	364	2 164	61	(8)	(6)	27 474
TITRES DE DETTES OU DE CAPITAUX PROPRES	47 138	1 731	3 097	(30)	(161)	(95)	51 680

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)	2023			2022		
	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	319	-	(112)	(1 081)	-	(206)
Actifs liquides	525	-	(14)	(850)	-	(65)
Autres titres	-	46	-	-	(16)	-
TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES⁽³⁾	844	46	(126)	(1 931)	(16)	(271)

⁽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 970 millions d'euros dont 431 millions d'euros au titre des actifs dédiés sur l'exercice 2023 et pour (1 660) millions d'euros dont (875) millions d'euros au titre des actifs dédiés sur l'exercice 2022.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2023.

18.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
Créances à recevoir du NLF	13 104	14 000
Autres prêts et créances financières	2 300	2 562
PRETS ET CREANCES FINANCIÈRES	15 404	16 562

Au 31 décembre 2023, les prêts et créances financières intègrent notamment :

- les montants représentatifs des remboursements à recevoir du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 13 104 millions d'euros au 31 décembre 2023 (14 000 millions d'euros au 31 décembre 2022) 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 (*EDF Group of the ESPS*) d'EDF Energy pour un montant de 134 millions d'euros au 31 décembre 2023 contre 658 millions d'euros au 31 décembre 2022 (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 298 millions d'euros au 31 décembre 2023 (253 millions d'euros au 31 décembre 2022) 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, à des sociétés mises en équivalence, principalement liés à des parcs en France, au Royaume-Uni et en Amérique du Nord, pour un montant de 903 millions d'euros au 31 décembre 2023 contre 823 millions d'euros au 31 décembre 2022.

Variation des prêts et créances financières

(en millions d'euros)	31/12/2022	Variations nettes	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2023
Prêts et créances financières	16 562	(461)	933	(45)	296	(1 881)	15 404

Les autres mouvements des prêts et créances financières correspondent principalement à la variation de 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 :

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
Disponibilités	8 861	10 261
Équivalents de trésorerie	1 914	687
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	10 775	10 948

Restrictions de trésorerie

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restrictions de 369 millions d'euros au 31 décembre 2023 (566 millions d'euros au 31 décembre 2022) (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)	31/12/2023			31/12/2022		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	67 769	18 878	86 647	67 340	28 713	96 053
Dérivés de transaction – Juste valeur négative ⁽¹⁾	-	14 418	14 418	-	28 884	28 884
Dérivés de couverture – Juste valeur négative ⁽¹⁾	1 955	4 807	6 762	3 718	14 247	17 965
PASSIFS FINANCIERS	69 724	38 103	107 827	71 058	71 844	142 902

⁽¹⁾ Voir note 18.7.

La diminution de la juste valeur négative des dérivés de transaction ((14,5) milliards d'euros) s'explique par la baisse des prix observée sur le marché des commodités sur l'exercice 2023 et dans une moindre mesure avec la baisse 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 31/12/2022	45 150	20 278	25 115	4 269	1 241	96 053
Augmentations	8 029	1 498	2 419	704	395	13 045
Diminutions	(2 003)	(3 567)	(15 489)	(752)	(110)	(21 921)
Écarts de conversion	66	(56)	19	(8)	(61)	(40)
Mouvements de périmètre	-	204	(11)	(1)	2	194
Variations de juste valeur	231	(24)	(37)	-	-	170
Autres mouvements ⁽¹⁾	(2 390)	(20)	1 431	106	19	(854)
SOLDES AU 31/12/2023	49 083	18 313	13 447	4 318	1 486	86 647

⁽¹⁾ Les autres mouvements comprennent le reclassement en Autres dettes financières des titres subordonnés à durée indéterminée pour un montant de 1 369 millions d'euros dont 546 millions d'euros qui feront l'objet d'un remboursement à la Première Date d'Appel le 22 janvier 2024 (voir note 14.3).

En 2023, EDF a lancé l'émission d'environ 8 milliards d'euros d'**obligations senior** sur divers marchés, notamment :

- le 19 janvier 2023 d'obligations senior en 4 tranches pour 2 milliards d'euros et 950 millions de livres sterling ;
- le 17 mai 2023 d'obligations senior en 5 tranches pour 3 milliards de dollars US et 500 millions de dollars canadiens ;
- le 28 novembre 2023 d'obligations seniors vertes pour 1,0 milliard d'euros (voir note 18.3.2.2).

EDF a remboursé en mars 2023 des obligations senior pour 2,0 milliards d'euros.

Les principales opérations réalisées en 2023 concernant les **emprunts auprès des établissements de crédit** sont relatives aux tirages de lignes de crédit pour 1,0 milliard d'euros (dont 0,9 milliard d'euros sur 4 lignes de crédit bilatérales conclues en 2023 et 0,1 milliard d'euros sur une ligne de crédit conclue en 2022) et au remboursement de plusieurs lignes de crédit bilatérales pour 3,1 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2023, les **autres dettes financières** incluent notamment des titres de créances négociables (TCN) pour un montant de 4 986 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 3 544 millions d'euros. Ces opérations sont réalisées dans le cadre de la gestion de sa liquidité courante et 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	31/12/2023
Émissions d'emprunts	8 029	1 498	2 419	-	1	11 947
Remboursements d'emprunts	(2 003)	(3 567)	(15 489)	(752)	99	(21 712)

18.3.2.2 Principaux emprunts du Groupe

Au 31 décembre 2023, les principaux emprunts (hors *green bonds*) 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	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Obligataire	EDF	10/2022	12/2026	750	EUR	3,88 %
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	05/2023	05/2028	1 000	USD	5,70 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2028	1 800	USD	4,50 %
Obligataire	EDF	10/2022	10/2029	1 000	EUR	4,38 %
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	01/2023	01/2032	1 000	EUR	4,25 %
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63 %
Obligataire	EDF	05/2023	05/2033	1 000	USD	6,25 %
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	5,6 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,5 %
Euro MTN	EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
Euro MTN	EDF	01/2023	01/2043	1 000	EUR	4,63 %
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 %
Obligataire	EDF	05/2023	05/2053	1 000	USD	6,90 %
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 2023, les principaux *green bonds* (voir note 20.3.1) sont les suivants :

Type d'emprunt Green Bonds (en millions de devises)	Date d'émission ⁽¹⁾	Echéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Obligataire	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00 %
Euro MTN	12/2023	06/2027	1 000	EUR	3,75 %
Euro MTN	08/2023	09/2027	200	CHF	2,30 %
Obligataire	01/2017	01/2029	19 600	JPY	1,28 %
Euro MTN	08/2023	09/2031	125	CHF	2,55 %
Obligataire	01/2017	01/2032	6 400	JPY	1,57 %
Euro MTN	11/2021	11/2033	1 850	EUR	1,00 %
Obligataire	10/2022	10/2034	1 250	EUR	4,75 %

⁽¹⁾ Date de réception des fonds.

Le 8 septembre 2020, EDF avait réalisé une émission d'obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (**OCEANES Vertes**) de 2 400 millions d'euros à 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.

En conséquence de l'Offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français le 23 novembre 2022, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,289 action EDF par OCEANE.

Le 8 février 2023, l'AMF a publié le résultat de l'offre public d'achat simplifiée initiée par l'État français sur les titres de capital d'EDF, à la suite de la clôture de l'Offre intervenue le 3 février 2023 (voir notes 2 et 14.1).

La mise en œuvre du retrait obligatoire le 8 juin 2023, a entraîné le transfert à l'État des 80 298 OCEANES restantes, non présentées à l'offre, converties intégralement, en date du 13 juin 2023, ainsi que la radiation des OCEANES EDF d'Euronext Access (voir note 14.4).

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	2 911	1 498	12 687	703	1 079	18 878
Entre un et cinq ans	10 888	14 860	480	2 006	119	28 353
À plus de cinq ans	35 284	1 955	280	1 609	288	39 416
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2023	49 083	18 313	13 447	4 318	1 486	86 647

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

(en millions d'euros)	31/12/2023				31/12/2022
	Échéances				Total
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
FLUX DE TRÉSORERIE CONTRACTUELS NON ACTUALISÉS	5 089	825	2 329	1 935	4 844

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 2023

(en millions d'euros)	31/12/2023					
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture		
	en montant	% de la dette		en montant	% de la dette	
Emprunts libellés en euro (EUR)	51 346	59 %	12 811	64 157	74 %	
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	20 860	24 %	(16 634)	4 226	5 %	
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	9 849	12 %	5 989	15 838	18 %	
Emprunts libellés dans d'autres devises	4 592	5 %	(2 166)	2 426	3 %	
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	86 647	100 %	-	86 647	100 %	

Au 31 décembre 2022

(en millions d'euros)	31/12/2022				
	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)	62 269	65 %	13 789	76 058	79 %
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	21 465	22 %	(15 813)	5 652	6 %
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	8 149	9 %	3 284	11 433	12 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	4 170	4 %	(1 260)	2 910	3 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	96 053	100 %	-	96 053	100 %

18.3.3.3 Ventilation des emprunts et dettes financières par taux

La répartition des emprunts et dettes financières par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IFRS 9.

Au 31 décembre 2023

(en millions d'euros)	31/12/2023				
	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	67 531	78 %	(16 197)	51 334	59 %
Emprunts à taux variable	19 116	22 %	16 197	35 313	41 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	86 647	100 %	-	86 647	100 %

Au 31 décembre 2022

(en millions d'euros)	31/12/2022				
	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	69 748	73 %	(13 784)	55 964	58 %
Emprunts à taux variable	26 305	27 %	13 784	40 089	42 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	96 053	100 %	-	96 053	100 %

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

18.3.4 Clauses de remboursement anticipé des emprunts

Les financements de projets souscrits auprès de tiers externes par les sociétés de projets (de type "SPV") détenus par EDF Renouvelables peuvent inclure des clauses d'exigibilité anticipée, principalement applicables en cas de non-respect de certains *covenants*, incluant en particulier un niveau minimum de couverture du service de la dette de la société de projet, 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*.

Onze emprunts d'un montant total de 2 330 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 2023 du fait du non-respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

18.4 Lignes de crédit non utilisées

En 2023, EDF a signé deux lignes de crédit pour un montant de 900 millions d'euros. Par ailleurs, une ligne est arrivée à échéance pour un montant de 300 millions d'euros.

En outre, Edison a contractualisé une ligne de crédit de 1 milliard d'euros auprès d'un pool de banques, qui est assortie d'une garantie de l'agence nationale de crédit à l'exportation (SACE) à 70 % de son montant.

Au 31 décembre 2023, le Groupe dispose ainsi de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 15 842 millions d'euros (14 051 millions d'euros au 31 décembre 2022) incluant 11 175 millions d'euros au titre des lignes indexées sur des critères ESG.

(en millions d'euros)	31/12/2023				31/12/2022
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
LIGNES DE CREDIT CONFIRMÉES	15 842	4 842	10 971	29	14 051

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 2023

(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	2 527	2 527	-	2 020	507
Titres de dettes	49 153	49 153	6 599	42 400	154
Dérivés de couverture	6 166	6 166	14	6 152	-
Dérivés de transaction	14 519	14 519	477	11 851	2 191
Equivalents de trésorerie	1 914	1 914	61	1 853	-
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	74 279	74 279	7 151	64 276	2 852
Créances à recevoir du NLF	13 104	13 104	-	13 104	-
Autres prêts et créances financières	2 300	2 300	-	2 300	-
ACTIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	15 404	15 404	-	15 404	-
Dérivés de couverture	6 762	6 762	37	6 725	-
Dérivés de transaction	14 418	14 418	487	12 921	1 010
PASSIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	21 180	21 180	524	19 646	1 010
Emprunts et dettes financières	86 647	84 736	-	84 736	-
PASSIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	86 647	84 736	-	84 736	-

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 2022

(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	2 597	2 597	-	2 093	504
Titres de dettes	44 541	44 541	2 849	41 542	150
Dérivés de couverture	12 279	12 279	188	12 091	-
Dérivés de transaction	30 566	30 566	882	28 378	1 306
Équivalents de trésorerie	687	687	64	623	-
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	90 670	90 670	3 983	84 727	1 960
Créances à recevoir du NLF	14 000	14 000	-	14 000	-
Autres prêts et créances financières	2 562	2 562	-	2 562	-
ACTIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	16 562	16 562	-	16 562	-
Dérivés de couverture	17 965	17 965	9	17 913	43
Dérivés de transaction	28 884	28 884	773	27 447	664
PASSIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	46 849	46 849	782	45 360	707
Emprunts et dettes financières	96 053	93 264	-	93 264	-
PASSIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	96 053	93 264	-	93 264	-

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 6 « Gestion et contrôle des risques marchés » du Rapport d'Activité 2023.

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, de commercialisation et de *trading*. 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 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.

TYPLOGIES 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.

Coûts de couverture relatifs à l'écart de base entre monnaies (*foreign currency basis spread*) sur les swaps de taux et de devises (*cross-currency swaps*)

Les coûts de couverture incluent l'écart de base entre monnaies (*foreign currency basis spread*) sur les swaps de taux et de devises (*cross-currency swaps*). Les variations de juste valeur sont enregistrées en capitaux propres recyclables. Ce recyclage s'effectue via les charges d'intérêts sur opérations de financement intégrées au compte de résultat dans le coût de l'endettement financier brut.

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	31/12/2023	31/12/2022
Juste valeur positive des dérivés de couverture	18.1.1	6 166	12 279
Juste valeur négative des dérivés de couverture	18.3.1	(6 762)	(17 965)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		(596)	(5 686)
Juste valeur positive des dérivés de transaction	18.1.1	14 519	30 566
Juste valeur négative des dérivés de transaction	18.3.1	(14 418)	(28 884)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		101	1 682

La juste valeur des dérivés de couverture et de transaction par nature de risque couvert se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2023	31/12/2022
Instruments dérivés de couverture de taux	18.7.2	997	1 138
Instruments dérivés de couverture de change	18.7.3	795	1 638
Instruments dérivés de couverture de matières premières	18.7.4	(2 388)	(8 462)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		(596)	(5 686)
Instruments dérivés de transaction de taux	18.7.2	(4)	(28)
Instruments dérivés de transaction de change	18.7.3	(72)	(217)
Instruments dérivés de transaction de matières premières	18.7.4	177	1 927
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		101	1 682

La juste valeur des dérivés de couverture par type de couverture et par objectif se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2023	31/12/2022
Couverture de juste valeur des emprunts et dettes		(1 006)	(1 385)
Couverture de flux de trésorerie des emprunts et dettes		2 385	3 409
Sous-total	19.2	1 379	2 024
Couverture de juste valeur de contrats de matières premières		220	(1 091)
Couverture de flux de trésorerie de contrats de matières premières		(2 478)	(6 959)
Sous-total		(2 258)	(8 050)
Couverture de situations nettes à l'étranger		191	173
Couverture de juste valeur des actifs dédiés		57	93
Couverture de juste valeur sur actifs liquides	19.2	35	74
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		(596)	(5 686)

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 31/12/2023			Notionnel au 31/12/2022		Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2023	31/12/2022
Achats de CAP	6	27	28	61	73	7	10
Opérations sur taux d'intérêts	6	27	28	61	73	7	10
Payeur fixe/receveur variable	2 197	4 890	6 293	13 380	11 278	1 448	1 807
Payeur variable/receveur fixe	915	6 584	17 260	24 759	22 047	(1 176)	(1 713)
Variable/variable	-	526	3 154	3 680	2 670	79	76
Fixe/fixe	525	4 806	5 497	10 828	9 192	639	958
Swaps de taux	3 637	16 806	32 204	52 647	45 187	990	1 128
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	3 643	16 833	32 232	52 708	45 260	997	1 138
Achats d'options	-	-	520	520	552	(11)	(22)
Swaps de taux	195	76	2 113	2 384	9 549	7	(6)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE TAUX	195	76	2 633	2 904	10 101	(4)	(28)

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. À 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 2023 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2023				Notionnel à livrer au 31/12/2023				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2023
Change à terme	4 644	639	-	5 283	4 641	629	-	5 270	10
Swaps	32 046	11 920	15 030	58 996	31 773	11 792	14 665	58 230	785
Options	3 371	-	-	3 371	3 426	-	-	3 426	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	40 061	12 559	15 030	67 650	39 840	12 421	14 665	66 926	795
Change à terme	5 854	3 310	-	9 164	5 815	3 275	-	9 090	54
Swaps	21 767	4 666	2 012	28 445	21 879	4 697	2 018	28 594	(126)
Options	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE CHANGE	27 621	7 976	2 012	37 609	27 694	7 972	2 018	37 684	(72)

Au 31 décembre 2022 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2022				Notionnel à livrer au 31/12/2022				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	12/31/2022
Change à terme	4 451	1 010	-	5 461	4 405	964	-	5 369	87
Swaps	25 682	9 303	15 647	50 632	25 257	8 992	14 720	48 969	1 531
Options	-	1 693	-	1 693	-	1 828	-	1 828	20
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	30 133	12 006	15 647	57 786	29 662	11 784	14 720	56 166	1 638
Change à terme	9 979	6 281	25	16 285	9 940	6 131	23	16 094	149
Swaps	22 274	7 457	231	29 962	22 484	7 694	225	30 403	(366)
Options	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE CHANGE	32 253	13 738	256	46 247	32 424	13 825	248	46 497	(217)

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	31/12/2023				31/12/2022		
		Notionnels nets				Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total			
Électricité	Térawattheures	8	9	-	17	(1 745)	16	(3 619)
Gaz	Millions de therms	420	230	-	650	(636)	273	(4 999)
Produits pétroliers	Milliers de barils	6 005	640	-	6 645	-	12 044	96
CO ₂	Milliers de tonnes	1 680	682	-	2 362	(7)	4 136	60
Autres matières premières								
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE LIÉS AUX MATIÈRES PREMIÈRES						(2 388)		(8 462)

Au 31 décembre 2023, la juste valeur négative des instruments dérivés de couverture sur les matières premières de (2,4) milliards d'euros s'explique principalement par l'évolution du *spread* prix de marché / prix d'exercice contractuel sur les instruments de couverture de gaz et d'électricité ainsi que par l'évolution des prix des commodités observée en 2023.

Les instruments dérivés de transaction liés aux matières premières se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2023		31/12/2022	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Électricité	Térawattheures	(18)	1 213	(13)	(1 090)
Gaz	Millions de therms	(3 623)	(1 071)	(2 497)	2 990
Produits pétroliers	Milliers de barils	(746)	(73)	4 065	46
CO ₂	Milliers de tonnes	(4 429)	21	(1 417)	(28)
Charbon et fret	Millions de tonnes	(1)	83	(1)	15
Autres matières premières		-	4	-	(6)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTIONS LIÉS AUX MATIÈRES PREMIÈRES			177		1 927

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 :

(en millions d'euros)	2023			2022		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité
Couverture de taux ⁽⁴⁾	(202)	-	6	392	-	(1)
Couverture de change	(1 069)	(335)	12	2 653	598	92
Couverture d'investissement net à l'étranger	(107)	-	-	308	-	-
Couverture de matières premières	4 833	(3 066)	(8)	(9 002)	(3 131)	(2)
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE⁽³⁾	3 455	(3 401)	10	(5 649)	(2 533)	89

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

⁽²⁾ +/ () : augmentation/ (diminution) du résultat part du Groupe.

⁽³⁾ Hors entreprises associées et coentreprises.

⁽⁴⁾ Au 31 décembre 2023, les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres incluent pour (126) millions d'euros de variations de juste valeur des coûts de couverture relatives à l'écart de base entre monnaies (*foreign currency basis spread*) sur les swaps de taux et de devises (*cross-currency swaps*). Ces variations de juste valeur sont recyclées en résultat, via les charges d'intérêts sur opérations de financement intégrées au compte de résultat dans le coût de l'endettement financier brut (voir note 8.1).

La variation brute de juste valeur des instruments financiers de couverture en capitaux propres part du Groupe, y compris effet du recyclage, est de +6 856 millions d'euros en 2023 (et de (3 116) millions d'euros en 2022).

Elle s'explique en 2023 par la variation brute de juste valeur des couvertures d'investissements nets à l'étranger pour un montant de (107) millions d'euros (montant de +308 millions d'euros en 2022), des autres couvertures de taux, change et matières premières pour un montant de +7 089 millions d'euros (montant de (3 579) millions d'euros en 2022) et des coûts de couverture relatifs à l'écart de base entre monnaies (*foreign currency basis spread*) sur les swaps de taux et de devises (*cross-currency basis spread*) sur les swaps de taux et de devises (*cross-currency swaps*) pour un montant de (126) millions d'euros en 2023 – voir l'état du résultat global consolidé.

Pour les couvertures de matières premières, le montant transféré en EBE (Excédent brut d'exploitation) en 2023 pour (3 066) millions d'euros concerne les contrats de couverture :

- de gaz pour (1 974) millions d'euros, sur le secteur France - Activités de production et commercialisation et Royaume-Uni ;
- d'électricité pour (1 034) millions d'euros, sur le secteur France - Activités de production et commercialisation et Royaume-Uni ;
- et les autres couvertures pour (58) 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 2023

(en millions d'euros)	Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32				
	Solde au bilan	Solde sans compensation	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	Montant net
Juste valeur des dérivés – actif	20 685	9 618	17 835	(6 768)	11 067	(1 504)	(2 718)	6 845
Juste valeur des dérivés – passif	(21 180)	(8 554)	(19 394)	6 768	(12 626)	1 504	3 974	(7 148)

Au 31 décembre 2022

(en millions d'euros)	Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32				
	Solde au bilan	Solde sans compensation	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	Montant net
Juste valeur des dérivés – actif	42 845	4 493	76 159	(37 807)	38 352	(3 548)	(7 289)	27 515
Juste valeur des dérivés – passif	(46 849)	(5 533)	(79 123)	37 807	(41 316)	3 548	7 503	(30 265)

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 2023

(en millions d'euros)	Notes	2023		
		Brut	Impôts	Part des minoritaires
Résultat net				Résultat net part du Groupe
				10 016
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres⁽¹⁾		(2 236)	577	6
				(1 653)
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	6	(363)	100	-
				(263)
Pertes de valeur		13 251	(2 238)	(2 763)
				8 250
- dont dépréciations des immobilisations corporelles et incorporelles ⁽²⁾	10.8.1 et 10.8.2	13 011	(2 230)	(2 762)
				8 019
- dont pertes de valeur au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises ⁽³⁾	12.3	240	(8)	(1)
				231
Autres éléments		2 955	(752)	(72)
				2 131
- dont autres produits et charges d'exploitation	7	2 944	(752)	(72)
				2 120
- autres		11	-	-
				11
RÉSULTAT NET COURANT				18 481

⁽¹⁾ Incluant la couverture de juste valeur des actifs dédiés.

⁽²⁾ Comprend essentiellement des pertes de valeur chez EDF Energy pour (12 871) millions d'euros

⁽³⁾ En 2023, les pertes de valeur liées aux titres de participations mis en équivalence concernent principalement les actifs dédiés pour (86) millions d'euros, sur la centrale thermique Fuzhou en Chine pour (79) millions d'euros, le projet Neart na Gaoithe (NNG) au Royaume-Uni pour (54) millions d'euros et des parcs éoliens au Mexique pour (16) millions d'euros.

Le résultat net courant s'établit à 18 481 millions d'euros à fin décembre 2023, en hausse de 31 143 millions d'euros par rapport à 2022.

Au 31 décembre 2022

		2022			Résultat net part du Groupe
(en millions d'euros)	Notes	Brut	Impôts	Part des minoritaires	
Résultat net					(17 940)
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres⁽¹⁾		3 160	(822)	(12)	2 326
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	6	849	(227)	-	622
Pertes de valeur		1 905	(132)	(478)	1 295
- dont dépréciations des immobilisations corporelles et incorporelles ⁽²⁾	10.8.1 et 10.8.2	1 762	(121)	(478)	1 163
- dont pertes de valeur au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises ⁽³⁾	12.3	143	(11)	-	132
Autres éléments		858	181	(4)	1 035
- dont autres produits et charges d'exploitation	7	687	(141)	(4)	542
- dont provisions sur risques financiers sur participation		187	-	-	187
- dont charges sur contentieux fiscaux		-	322	-	322
- autres		(16)	-	-	(16)
RÉSULTAT NET COURANT					(12 662)

⁽¹⁾ Incluant la couverture de juste valeur des actifs dédiés.

⁽²⁾ En 2022, les pertes de valeurs comprennent notamment une perte de valeur sur le goodwill EDF Energy pour (1 176) millions d'euros, la dépréciation de parcs éoliens aux États-Unis et au Mexique pour un montant total de (129) millions d'euros et la dépréciation d'un terrain au Royaume-Uni pour (120) millions d'euros.

⁽³⁾ En 2022, les pertes de valeur liées aux titres de participations mis en équivalence concernent principalement des parcs éoliens aux États-Unis pour (139) millions d'euros.

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	31/12/2023	31/12/2022
Emprunts et dettes financières	18.3.2	86 647	96 053
Dérivés de couvertures des dettes	18.7.1	(1 379)	(2 024)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18.2	(10 775)	(10 948)
Titres de dettes et de capitaux propres – Actifs liquides	18.1.2	(20 077)	(18 507)
Dérivés de couvertures des actifs liquides	18.7.1	(35)	(74)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		54 381	64 500

L'endettement financier net du Groupe s'élève à 54 381 millions d'euros à fin décembre 2023 (contre 64 500 millions d'euros à fin décembre 2022).

Note 20 Enjeux climatiques en lien avec les états financiers

Introduction et contexte

En cohérence avec sa **raison d'être**, « **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** », le Groupe a défini 16 engagements de Responsabilité Sociétale d'Entreprise (RSE). Ils sont construits autour de quatre enjeux : neutralité carbone et climat, préservation des ressources de la planète, bien-être et solidarités et développement responsable et sont déclinés dans les métiers ainsi que dans les projets d'investissement à l'aide d'une grille d'évaluation.

Ces engagements et leur mise en œuvre dans le Groupe sont également pilotés et suivis par plusieurs instances de gouvernance, sous l'égide du Conseil d'administration (voir section 3.5.2 du Document d'Enregistrement Universel 2022 Instances de gouvernance de la RSE).

L'Union européenne a adopté le 10 décembre 2021 l'article 8 du règlement européen 2020 - 852 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. Ce règlement a été complété par un acte délégué spécifique aux activités nucléaires et gaz publié le 2 février 2022. Les informations et indicateurs prévus par cette réglementation (part de chiffre d'affaires, des investissements et des dépenses opérationnelles associées, aux activités éligibles, alignées, à la Taxonomie européenne) sont détaillés dans la section 3.8.4 « Précisions sur la taxonomie » de la déclaration de la performance extra-financière du Groupe publiée dans le Document d'enregistrement universel 2022. La note 20.4 mentionne le montant des CAPEX alignés avec la Taxonomie.

Les comptes du Groupe intègrent les enjeux liés au climat et au développement durable, à différents niveaux, qui sont synthétisés ci-après. Cette prise en compte se réalise dans la mise en œuvre de sa stratégie d'investissement et de désinvestissement, la mise en place de financements durables, la réalisation de dépenses spécifiquement engagées pour répondre aux enjeux environnementaux, notamment dans le cadre des dispositifs réglementaires applicables, ou la mobilisation des dirigeants du Groupe aux enjeux climatiques ainsi qu'au travers des modalités d'évaluation des actifs et passifs du Groupe.

Thèmes	Notes	Contenu
Mécanismes réglementaires liés aux quotas de CO ₂ , CEE, CER - voir note 20.1	Note 5.5.4 « Autres produits et charges » Note 10.2 « Autres actifs incorporels » Note 17.2 « Autres provisions »	Les enjeux climatiques et environnementaux sont appréhendés dans le cadre des dispositifs réglementaires liés aux certificats d'émission de gaz à effet de serre, aux Certificats d'énergie renouvelables et aux Certificats d'économie d'énergie mis en place dans différents pays. Ces dispositifs impactent les comptes du Groupe à plusieurs niveaux : au compte de résultat et au bilan.
Provisions nucléaires et provisions pour risques et charges intégrant des enjeux environnementaux - voir note 20.2.1	Note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » Note 17 « Autres provisions et passifs éventuels »	Elles concernent les provisions liées : - à la production nucléaire comprenant les provisions pour aval du cycle (gestion du combustible usé et gestion à long terme des déchets radioactifs), provisions pour déconstruction des centrales et provisions pour derniers cœurs ; - aux dispositifs environnementaux ; - à des litiges environnementaux.
Évaluation des actifs - voir note 20.2.2	Note 10.8 « Pertes de valeur / reprises »	Les enjeux climatiques sont appréhendés dans les tests de dépréciation au travers notamment des scénarios à long terme retenus pour les prix d'électricité dans les différents pays qui s'inscrivent dans les trajectoires des objectifs européens de décarbonation.
Financement durable - voir note 20.3	Note 18.3.2 « Emprunts et dettes financières » Note 14.3 « Titres subordonnés à durée indéterminée » Note 18.4 « Lignes de crédit non utilisées »	Le Groupe a émis plusieurs financements indexés ou visant des projets RSE : green bonds, social bonds ainsi que des lignes de crédit indexées sur des critères ESG.
Dépenses en faveur de la préservation de l'environnement et du climat - voir notes 20.4, 20.5 et 20.6	Note 10.2 « Autres actifs incorporels »	Le Groupe consacre une part importante du budget de recherche et développement à la décarbonation et à la transition des systèmes énergétiques, et réalise d'autres dépenses en faveur de l'environnement ou de l'adaptation de ses installations aux changements climatiques. Les principes et méthodes comptables applicables aux frais de recherche et développement sont détaillés dans la note 10.2.

20.1 Dépenses réglementaires

20.1.1 Système d'échange de quotas 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 certificats 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 (100 € 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⁾.

Par ailleurs, dans le cadre du paquet législatif *Fit for 55*, la Commission européenne a adopté en avril 2023, les actes législatifs rehaussant l'objectif de diminution des émissions de CO₂ d'au-moins 62 % à l'horizon 2030 pour les secteurs concernés par les EU-ETS. Ces nouvelles règles introduisent également la réduction du nombre de quotas acquis automatiquement par chaque entreprise concernée par les ETS.

Le Groupe, après avoir diminué de 50 % ses émissions directes de CO₂ entre 2017 et 2022, a pris de nouveaux objectifs pour 2025, 2030 et 2035, en fixant une trajectoire ambitieuse à court et moyen terme pour la décarbonation de son mix électrique (cf. communiqué de presse Groupe du 28 novembre 2023) :

- Dès 2025, une réduction de 60 % des émissions de son scope 1 par rapport à ses émissions de 2017 ;
- En 2030, une réduction de 70 % de son scope 1 et une intensité carbone de 30 gCO₂/kWh ;
- En 2035, une réduction de 80 % de son scope 1 et une intensité carbone de 22 gCO₂/kWh.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de ce dispositif européen sont : EDF, Edison, Dalkia, PEI et Luminus.

Au 31 décembre 2023, le volume des émissions s'élève à 14 millions de tonnes (18 millions de tonnes pour l'année 2022).

Les émissions réelles de gaz s'élèvent à 531 millions d'euros au 31 décembre 2023 (799 millions d'euros au 31 décembre 2022) comptabilisées en provision.

Le Groupe a restitué en 2023 18 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif EU - ETS réalisées en 2022 (17 millions de tonnes restituées en 2022 au titre des émissions 2021).

Dispositif britannique (UK-ETS)

Le Royaume-Uni dispose de son propre système d'échange (UK ETS - *Emissions Trading Scheme*). Basé sur un mécanisme d'enchère, il couvre les mêmes secteurs que le EU-ETS et suit globalement les mêmes règles avec un traitement comptable similaire.

En 2023, le volume des émissions d'EDF Energy s'élève à 4 mille tonnes (0,1 million de tonnes pour 2022) se traduisant par des montants comptabilisés en provision pour 0,4 million d'euros au 31 décembre 2023 (9 millions d'euros au 31 décembre 2022).

EDF Energy a restitué en 2023, 0,1 million de tonnes au titre des émissions du dispositif UK-ETS réalisées en 2022 (2 millions de tonnes restituées en 2022 au titre des émissions 2021).

Traitement comptable applicable aux quotas de CO₂

Les certificats d'émission acquis pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre sont comptabilisés en immobilisations incorporelles.

À chaque clôture, une provision est constatée à hauteur des émissions de l'exercice. La provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des certificats acquis au comptant ou à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché. Elle est soldée lors de la restitution des certificats à l'État.

20.1.2 Certificats d'énergie renouvelables (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. Le Royaume-Uni a, pour sa part, un dispositif équivalent.

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 sites de production d'énergies renouvelables à 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'attribution d'un tarif de vente spécifique pour cette production d'origine renouvelable (cas en vigueur en France et en Italie) ;
- un dispositif de certificats d'énergie renouvelables à restituer par les fournisseurs d'énergie (cas en vigueur au Royaume-Uni et en Belgique).

(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*.

Le mécanisme des certificats d'énergie renouvelables 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 2023 une provision de 1 176 millions d'euros (1 117 millions d'euros en 2022) a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et Luminus (Belgique) au titre de leurs obligations de restitution de certificats d'énergie renouvelables à cette date. Pour rappel, une grande partie de ces obligations est couverte par les certificats acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles (voir note 10.2).

Traitement comptable applicable aux Certificats verts

Pour les entités productrices et commercialisatrices d'électricité :

- les certificats obtenus à hauteur 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 « Certificats d'émission de gaz à effet de serre – Certificats verts ».

Par ailleurs, 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 au 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.

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 législatives, sous l'égide de directives communautaires ou réglementations nationales.

En France, la loi du 13 juillet 2005, instaurant un système de certificats d'économie d'énergie (CEE), soumet les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburant 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 ».

La 5^e période du dispositif qui a débuté le 1^{er} janvier 2022 et s'achèvera le 31 décembre 2025, est particulièrement marquée par une hausse significative de l'obligation et par des modifications réglementaires importantes pour les ménages au 1^{er} janvier 2024, notamment pour les opérations de rénovation performante des logements.

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 2023 la réalisation de 234 000 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.

Traitement comptable des Certificats d'économie d'énergie

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. Les stocks de CEE ainsi constitués pourront être utilisés pour éteindre l'obligation des exercices ultérieurs.

Le cas échéant, une provision est comptabilisée si le volume des certificats d'économie d'énergie réalisés délivrés est inférieur 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.

20.2 Évaluation des actifs et passifs

20.2.1 Provisions liées à des enjeux environnementaux

Les provisions liées à des enjeux environnementaux concernent principalement, celles liées à la production nucléaire, qui comprennent les provisions pour aval du cycle (gestion du combustible usé et gestion à long terme 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 note 15 pour EDF SA et EDF Energy.

Elles concernent également les provisions liées aux dispositifs environnementaux qui incluent les provisions pour certificats d'émission de gaz à effet de serre, pour certificats d'énergie renouvelables et pour certificats d'économie d'énergie (CEE). Au 31 décembre 2023, ces provisions s'élèvent à 1 707 millions d'euros (1 926 millions d'euros au 31 décembre 2022), voir note 17.2.

Il existe, par ailleurs, des passifs éventuels relatifs à des litiges environnementaux détaillés en note 17.3.5 qui font notamment suite à la cession en 2002 par Edison de la société Ausimont (site de Bussi) à Solvay.

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 lesquels 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. Comme indiqué en note 10.8, lors de l'élaboration de ces prix à long terme, l'impact des aléas climatiques est pris en compte dans les hypothèses de la demande (notamment concernant les besoins d'énergie pour le chauffage et le confort d'été), de la production renouvelable (éolien terrestre, maritime et solaire) pour tous les pays européens, des apports hydrauliques et des abattements environnementaux pour la production nucléaire en France. Ces chroniques climatiques sont basées sur le modèle européen EUROCORDERX et intègrent l'impact du changement climatique. Cette prise en compte est volontairement prudente de façon à éviter tout biais à la sous-estimation des conséquences concrètes du changement climatique sur les grandeurs physiques telles que températures, nébulosité et vitesses de vent et donc *in fine* sur le système électrique européen entre 2028 et 2050. Par ailleurs, les scénarios prennent en compte les objectifs de politique publique énergie-climat, tel que le *Fit For 55* et *RepowerEU* à la maille européenne, ou la Stratégie Nationale Bas Carbone à la maille nationale en France. Les scénarios retenus intègrent ainsi en particulier des prix du CO₂ cohérents avec les trajectoires de décarbonation de la production électrique en Europe et plus globalement de l'économie avec une électrification des usages.

Ainsi les tests de pertes de valeur à fin décembre 2023 intègrent les prix du CO₂ à 130 €/t₂₀₂₂ pour 2030, 165 €/t₂₀₂₂ pour 2040, 200 €/t₂₀₂₂ pour 2050.

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, au Laos ou encore en Belgique et de façon désormais très marginale en Angleterre. La valeur nette comptable des actifs concernés est de 5,2 milliards d'euros au 31 décembre 2023 (5 milliards d'euros au 31 décembre 2022) dont 3,2 milliards d'euros en France et 1,4 milliard d'euros en Italie (3,6 milliards d'euros en France et 1,0 milliard d'euros en Italie au 31 décembre 2022). La durée d'exploitation de ces actifs tient compte des engagements actuels du Groupe en matière de réduction des émissions et de réglementations locales.

En **France continentale**, la production d'électricité générée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques (CCGT, TAC, charbon), d'une valeur nette comptable de 1,6 milliard d'euros au 31 décembre 2023 (1,8 milliard d'euros au 31 décembre 2022) a représenté en 2023 environ 1,86 % 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, ce qui avait été notamment le cas lors de l'hiver 2022.

En conséquence de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) qui prévoit la fin du fonctionnement des centrales charbon, la date de fin d'activité de la centrale de Cordemais est prévue pour 2026 au plus tard (prolongation imposée par l'État) et représente une valeur comptable nette de 0,1 milliard d'euros. Le décret du 14 septembre 2022 modifiant temporairement le plafond d'émission de gaz à effet de serre pour les installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles mentionne qu'en contrepartie d'un allongement des heures de fonctionnement, un fonds carbone doit être créé. Ce fonds est destiné à remplir l'obligation de compensation des émissions de CO₂ d'EDF générée par les heures de fonctionnement supplémentaires des tranches charbon de Cordemais et des TAC à hauteur de 40 €/t CO₂ pour les deux hivers prochains.

S'agissant des cycles combinés au gaz naturel (Blénod, Martigues, Bouchain), EDF met en œuvre une modernisation de son parc afin d'en réduire les émissions 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. Ces parcs représentent une valeur comptable nette de 1,1 milliard d'euros et dont la fin de durée d'exploitation s'étend de 2036 à fin 2041.

En France, dans les **territoires insulaires**, la production électrique est principalement assurée aujourd'hui par un parc thermique fonctionnant au fioul d'une valeur nette comptable de 1,6 milliard d'euros au 31 décembre 2023 (1,8 milliard d'euros au 31 décembre 2022), et dans une moindre mesure par de l'hydraulique et d'autres renouvelables. EDF a annoncé le 4 octobre 2023 la décarbonation d'ici 2033 de la production d'électricité de l'ensemble des territoires insulaires dont il a la charge, en convertissant les centrales thermiques présentes sur ces territoires à la production d'électricité à partir de bioliquide, au lieu de sources d'énergies fossiles (conversion de la centrale de Port Est à la biomasse liquide le 4 décembre 2023).

En **Belgique**, Luminus dispose d'un parc thermique composé de plusieurs centrales (cycles combinés et cycles ouverts). Le projet de construction de la nouvelle centrale CCGT à Seraing, a été sélectionné dans le cadre du CRM (*Capacity Remuneration Mechanism*) et sera de type Turbine-Gaz-Vapeur (TGV) d'une puissance totale d'environ 870 MW. Les travaux ont démarré à l'automne 2022 et la mise en service de la nouvelle unité est prévue pour le second semestre 2025.

En **Italie**, le parc thermique d'Edison est constitué de 14 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 mis en service en juillet 2023 le premier CCG de nouvelle génération sur le site de la centrale de Marghera Levante (780 MW) et en novembre 2023, la centrale *greenfield* de 760 MW de Presenzano, utilisant la même technologie, et à impact environnemental plus modéré (émissions de carbone inférieures de 40 % à la moyenne nationale et réduction de 70 % des émissions d'oxyde d'azote). La valeur nette comptable des centrales s'élève à 1,4 milliard d'euros, ces deux usines en représentant environ 65 % et leur durée d'exploitation étant actuellement prévue pour 25 ans. Les autres centrales CCG ont, à date, une durée d'exploitation qui se termine avant 2037.

20.3 Financement durable

20.3.1 Green bonds

Depuis 2013, le Groupe a procédé à onze émissions d'obligations vertes (*green bonds*) pour l'équivalent de 11,3 milliards d'euros. Neuf émissions pour 7,5 milliards d'euros sont en circulation au 31 décembre 2023 (voir note 18.3.2.2). Le cadre de financement des *green bonds* (*Green Bond Framework*) couvre les projets d'investissements éoliens et solaires, de rénovation et de modernisation des actifs hydroélectriques en France métropolitaine et à l'international, des projets d'efficacité énergétique et des projets de préservation de la biodiversité.

En juillet 2022, il a été renommé *Green Financing Framework*, car il couvre l'intégralité des financements « verts » d'EDF. De plus, son champ d'application s'est élargi avec l'ajout de deux nouvelles catégories : les réseaux de distribution et les actifs de production nucléaire. Les projets éligibles respectent les critères de la Taxonomie européenne. Le *Green Financing Framework* a fait l'objet d'une revue par un tiers indépendant confirmant son respect des meilleures pratiques du marché des *Green Loans* (*Green Loan Principles* de la *Loan Syndications and Trading Association*).

EDF a émis plusieurs *green bonds* pour le financement des réseaux de distribution et sa première obligation « verte » dédiée au financement du parc nucléaire existant, le 28 novembre 2023 pour un montant de 1 milliard d'euros.

L'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes émises par EDF fait l'objet d'une attestation de l'un des Commissaires aux comptes (voir section 6.7 du Document d'enregistrement universel 2022). Elle est disponible dans la page dédiée à la finance durable sur le site internet d'EDF.

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.

Les fonds levés ont financé des projets éligibles tels que définis dans le *Social Bond Framework* du groupe EDF. Il s'agit de 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.

La conformité du *Social Bond Framework* aux *Social Bond Principles* de l'International Capital Markets Association (ICMA) a été validée par un tiers indépendant.

20.3.3 Prêt bilatéral vert

Le 18 novembre 2022, EDF a signé un prêt bilatéral vert d'un milliard d'euros en cohérence avec le *Green Financing Framework* d'EDF avec CACIB. Il s'inscrit dans le programme industriel majeur du Grand Carénage qui vise à améliorer la sûreté et à poursuivre le fonctionnement des réacteurs du parc nucléaire français au-delà de 40 ans. Ses fonds seront dédiés au financement de la maintenance du parc permettant la poursuite d'une production d'une électricité très faiblement carbonée, à savoir 4 g équivalent CO₂ par kWh sur le cycle de vie⁽¹⁾.

20.3.4 Lignes de crédit indexées sur des critères ESG

Le groupe EDF dispose de 23 lignes de crédit indexées sur les performances du Groupe en matière de développement durable, qui intègrent un mécanisme d'ajustement du coût du financement :

- un crédit syndiqué « vert » de 4 milliards d'euros avec plus de 20 banques d'une maturité de 5 ans. La marge est ajustée en fonction de la performance de trois KPIs environnementaux ;
- un crédit renouvelable « social » de 1,5 milliard d'euros avec 9 banques d'une maturité de 5 ans. La marge est ajustée en fonction de la performance de quatre KPI axés sur une transition juste et inclusive d'EDF ;
- 21 lignes de crédit bilatérales renouvelables indexées sur des critères ESG. Les marges sont ajustées en fonction de la performance des différents KPIs retenus avec les banques.

Au 31 décembre 2023, les lignes de crédit renouvelables indexées sur des critères ESG non tirées (y compris les crédits syndiqués) représentent plus de 11,2 milliards d'euros, soit 71 % des lignes de crédit non tirées du groupe EDF (voir note 18.4). En 2023, le Groupe respecte les indicateurs fixés.

20.4 Investissements décarbonés

En 2023, le Groupe a poursuivi son programme d'investissements opérationnels bruts pour un montant de 21,4 milliards d'euros (19,2 milliards d'euros en 2022) composé pour 21 milliards d'euros d'investissements incorporels et corporels (18,3 milliards d'euros en 2022) (voir notes 4 et 10.7) et pour 0,4 milliard d'investissements financiers bruts (0,9 milliard d'euros en 2022).

En 2023, près de 95 % des investissements du Groupe sont réalisés en conformité avec sa trajectoire de neutralité carbone (94 % en 2022), dont 53 % d'investissements dans le secteur nucléaire (50 % en 2022). Par ailleurs, les investissements du Groupe alignés avec la Taxonomie environnementale européenne en vigueur au 31 décembre 2023 sont de 64 % (contre 66 % au 31 décembre 2022), incluant notamment les investissements dans le nucléaire dans l'Union européenne dans les réseaux, les installations de production d'énergies renouvelables (solaire, éolien), les installations hydrauliques et dans certains services énergétiques.

⁽¹⁾ Selon l'étude Analyse Cycle de Vie du kWh nucléaire d'EDF publiée par EDF en 2022 et revue par des experts indépendants, <https://www.edf.fr/groupe-edf/produire-une-energie-respectueuse-du-climat/energie-nucleaire/notre-vision/analyse-cycle-de-vie-du-kwh-nucleaire-dedf>

EDF promeut l'innovation pour contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone, au travers d'investissements 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). Plusieurs filiales ont ainsi été créées par le Groupe, à l'instar d'Hynamics, 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 (36,9 milliards d'euros en valeur de réalisation au 31 décembre 2023), dans le cadre de la charte d'investisseur responsable mise en place en 2020, 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.

En 2023, en particulier, un bilan du respect des principes d'investisseur responsable selon l'ONU et des grandes conventions internationales par les sociétés de gestion délégataires a été dressé et, s'agissant du risque climatique, un bilan des émissions carbone a été établi portant sur les actifs cotés ou non cotés. Des analyses de scénarios climatiques, intégrées désormais aux études de rendement et de risque des actifs dédiés, ont été réalisées, conformément aux recommandations du réseau NGFS (*Network for Greening the Financial System*), visant à évaluer le risque de sous-couverture des provisions nucléaires en cas de scénario de stress climatique susceptible d'affecter la valeur des actifs de couverture en fonction des horizons de temps.

En ce qui concerne les actifs non cotés, EDF Invest s'engage à ce que ses décisions d'investissement et de gestion des participations intègrent au mieux les enjeux environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG), notamment en incitant ses partenaires et le management des actifs détenus en direct à mettre en place un bilan carbone, à définir des objectifs de « zéro émission nette » d'ici à 2050 et des plans d'actions pour y parvenir, ainsi qu'à engager une revue des risques climatiques.

20.5 Dépenses en faveur de la préservation de l'environnement et du climat, de l'adaptation des installations au changement climatique

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 2023, le budget total du groupe EDF en R&D s'élève à 706 millions d'euros. Il se compose de la R&D d'EDF pour 512 millions d'euros ainsi que de la R&D conduite par certaines filiales en propre principalement Framatome, EDF Energy et Edison.

En France, 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 électrique, 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.

Par ailleurs, le Chantier Thermique décarboné, lancé en mars 2021, a pour objectif de proposer pour chaque parc thermique du Groupe une stratégie de décarbonation des actifs existants et de développement pour les nouveaux actifs décarbonés avec une feuille de route pour garantir la mise à disposition de tels moyens de production thermique décarbonés au moment voulu, et donc la maîtrise des technologies et compétences afférentes. Dans ce cadre l'ensemble des activités gazières du groupe EDF s'intègre dans les trajectoires carbone (couvrant les émissions directes et indirectes) fixées pour chacune des entités en cohérence avec les objectifs 2030, 2035 et 2050 du Groupe.

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 dotations aux **provisions pour risques environnementaux** dès lors que l'obligation existe à la clôture de l'exercice et qu'il est probable ou certain à la date d'établissement des comptes qu'elle provoquera une sortie de ressources ;
- en charges de l'exercice pour les **dépenses de fonctionnement** des structures en charge de l'environnement, la surveillance de l'environnement, les redevances et taxes environnementales, le traitement des effluents liquides et gazeux et des déchets non radioactifs, les études et recherches non liées à un investissement.

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 2023 plus de 70 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 »), qui représentent un montant d'investissements cumulés de 107 millions d'euros (subventions incluses). Il s'agit d'équipements de franchissement des barrages (telles les « passes à poissons ») et de démantèlement de seuils en rivière.

20.5.3 Dépenses pour l'adaptation des actifs du Groupe aux changements climatiques

Concernant l'adaptation du parc nucléaire actuel et futur en France, outre les travaux relatifs à la sûreté et la sécurité notamment réglementaires ou en lien avec des prescriptions de l'autorité de sûreté, EDF a mis en place un plan d'adaptation des installations et de leurs activités. Le projet ADAPT s'inscrit dans une approche systémique qui vise à analyser la résilience de l'ensemble des écosystèmes qu'ils soient naturels ou socioéconomiques et dont dépend la capacité à produire des installations.

Ce plan intègre en particulier le caractère systémique et évolutif du dérèglement climatique. Ces travaux permettent, entre autres :

- d'imaginer les futurs climatiques des territoires à divers horizons temporels ;
- d'améliorer le niveau de protection de nos installations contre les aléas naturels en quantifiant mieux les niveaux extrêmes de ces derniers ;
- de réduire l'impact environnemental de nos installations ;
- d'identifier des solutions innovantes permettant par exemple de récupérer l'eau évaporée au sein de tours aéroréfrigérantes et, dans un futur proche, de tester les plus prometteuses in situ.

L'accélération du dérèglement climatique conduit également le Groupe à renforcer ses capacités en matière de R&D et d'ingénierie en augmentant le recrutement de compétences clés dans tous les domaines associés : climatologie, hydrogéologie, environnement, et bien sûr dans la filière de l'ingénierie technique.

20.6 Mobilisation des dirigeants du Groupe aux enjeux climatiques

Rémunérations des dirigeants liées à des objectifs climatiques

En cohérence avec la volonté d'EDF de promouvoir une performance intégrée fondée à la fois sur la finance et sur la RSE, la rémunération variable annuelle des cadres dirigeants du Groupe se fonde également sur des critères financiers et des critères RSE. Les critères RSE peuvent représenter jusqu'à 15 % de la rémunération variable des cadres-dirigeants, et se composent d'un critère climat (basé sur l'intensité carbone) et de deux critères sociaux (Le LTIR global et l'indice d'engagement).

La rémunération à long terme (plan de 3 ans) de certains dirigeants est également basée, au-delà des critères financiers, sur des critères RSE, à savoir : notation obtenue auprès de l'agence CDP (climat et eau) ainsi que le taux de féminisation des comités de direction et des cadres au niveau du Groupe. Ces deux critères représentent 20 % de cette rémunération variable.

Électrification de la flotte de véhicules

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 2023, sa flotte de véhicules légers, actuellement de plus de 47 000 véhicules au niveau mondial (principalement en Europe), est déjà électrique à 29,3 % (plus de 13 700 véhicules électriques, soit plus de 3 400 véhicules électriques de plus qu'à fin 2022). 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 2022, l'indicateur de déploiement de la flotte de véhicules électriques représente, pour leurs flottes respectives, 10 % des critères d'intéressement d'EDF SA et d'Enedis.

Note 21 Engagements hors bilan

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2023. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

21.1 Engagements donnés

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan donnés du Groupe qui sont valorisés. Il est complété par des engagements décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2023	31/12/2022
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	21.1.1	64 201	61 990
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	21.1.2	17 605	16 900
Engagements donnés liés aux opérations de financement	21.1.3	6 043	6 345
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		87 849	85 235

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir au Groupe des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

21.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations d'exploitation sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
Engagements d'achats de combustible et d'énergie ⁽¹⁾	43 548	43 863
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	20 103	17 456
Engagements de location en tant que preneur	550	671
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	64 201	61 990

⁽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 2023, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023					31/12/2022
	Total	Échéances				Total
		< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	
Achats d'électricité et services associés	29 142	4 396	8 715	6 407	9 624	30 085
Achats d'autres énergies et de matières premières ⁽¹⁾	390	115	177	98	-	362
Achats de combustible nucléaire	14 016	1 755	5 858	4 648	1 755	13 416
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	43 548	6 266	14 750	11 153	11 379	43 863

⁽¹⁾ 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 2023 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 est due principalement à une baisse des prix de l'électricité projetés compensée partiellement par une augmentation des volumes d'engagements d'achats chez EDF Energy du fait de nouveaux contrats.

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 se sont élevées à 50 TWh pour l'exercice 2023 (50 TWh pour 2022), dont 5 TWh au titre de la cogénération (6 TWh pour 2022), 23 TWh au titre de l'éolien (22 TWh pour 2022), 14 TWh au titre du photovoltaïque (13 TWh pour 2022) et 2 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2022).

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, utilisées 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 2023, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités.

(en milliards de mètres cubes)	31/12/2023				31/12/2022
	Échéances				Total
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Edison	112	12	46	54	124
EDF	52	2	11	39	56

Contrats d'achat de gaz

Edison a conclu des contrats d'importation de gaz naturel en provenance de Libye, d'Algérie, d'Azerbaïdjan et du Qatar, pour un volume maximal de 11,9 milliards de mètres cubes par an et avec des durées résiduelles entre 4 et 21 ans selon les contrats.

En 2020, EDF a conclu un contrat d'achat de gaz en provenance de Norvège sur une durée de 5 ans pour un volume de 0,5 milliard de mètres cubes par an.

Edison a conclu en 2017 un contrat d'achat de GNL en provenance des États-Unis (1 million de tonnes par an, soit 1,4 milliard de mètres cubes de gaz naturel, pendant 20 ans) dont la livraison était prévue à partir de 2023. Suite à l'absence de livraisons de GNL, Edison a initié une procédure d'arbitrage à l'encontre de Venture Global auprès de la Cour d'arbitrage international de Londres (LCIA) (voir note 17.3.5).

EDF a conclu en 2014 un contrat d'importation de GNL en provenance des États-Unis, pour une fourniture de 0,8 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. EDF a également signé en 2020 un contrat d'achat de GNL en provenance des États-Unis pour 1 million de tonnes (soit 1,4 milliard de mètres cubes de gaz naturel) pendant 20 ans, dont la livraison est prévue à partir de 2026.

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 est comptabilisée (voir note 17.2).

21.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 31 décembre 2023, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023				31/12/2022
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Garanties données liées aux activités opérationnelles	11 805	4 064	4 411	3 330	9 648
Engagements sur achats d'exploitation ⁽¹⁾	8 116	4 674	2 692	750	7 611
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	182	71	94	17	197
ENGAGEMENTS DONNES LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION⁽²⁾	20 103	8 809	7 197	4 097	17 456

⁽¹⁾ Hors énergies et combustibles.

⁽²⁾ Y compris les engagements relatifs aux coentreprises pour un montant de 2 186 millions d'euros au 31 décembre 2023 (1 912 millions d'euros au 31 décembre 2022).

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 2023, 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 les nouveaux projets en développement d'EDF Renouvelables (notamment aux États-Unis).

21.1.1.2.1 Garanties données liées aux activités opérationnelles

Les garanties liées aux activités opérationnelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
EDF Renouvelables	4 912	3 252
Edison	2 228	2 373
EDF	1 413	1 314
Framatome	977	1 111
EDF Energy	847	622
Autres entités	1 428	976
TOTAL	11 805	9 648

21.1.1.2.2 Engagements sur achats d'exploitation

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
EDF	3 294	3 399
Framatome	1 724	1 493
Enedis	1 029	896
EDF Renouvelables	673	450
EDF Energy	380	317
Autres entités	1 016	1 056
TOTAL	8 116	7 611

21.1.1.2.3 Engagements de location en tant que preneur

Au 31 décembre 2023, les éléments constitutifs des engagements de location en tant que preneur sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2023				31/12/2022
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS DE LOCATION EN TANT QUE PRENEUR	550	31	250	269	671

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 2023 s'établit à 108 millions d'euros (83 millions d'euros au 31 décembre 2022) ;
- 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 2023 s'établit à 442 millions d'euros (588 millions d'euros au 31 décembre 2022) en baisse du fait notamment de la réception par Edison d'un navire de transport de GNL.

21.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2023, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2023				31/12/2022
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	16 065	11 086	4 570	409	15 867
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	1 247	510	685	52	864
Autres engagements donnés liés aux investissements	293	256	35	2	169
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT⁽¹⁾	17 605	11 852	5 290	463	16 900

⁽¹⁾ Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 161 millions d'euros au 31 décembre 2023 (183 millions d'euros au 31 décembre 2022).

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)	31/12/2023	31/12/2022
EDF	4 820	4 041
EDF Energy	4 662	5 179
Enedis	3 089	2 956
EDF Renouvelables	1 995	2 050
Framatome	572	666
Autres entités	927	975
TOTAL	16 065	15 867

Les engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels concernent principalement EDF SA (dont engagements relatifs au projet Grand Carénage, visites décennales et, pour un montant limité, au projet EPR2), EDF Energy (principalement engagements liés à HPC), Enedis et EDF Renouvelables (projets notamment aux États-Unis).

S'agissant d'EPR2, dans l'attente de la décision finale d'investissement, les montants portés en engagements hors bilan correspondent à l'engagement inévitable pour EDF et non au montant global des contrats signés.

L'augmentation des engagements donnés sur acquisitions d'actifs corporels et incorporels s'explique principalement par une hausse des engagements d'EDF SA dans le cadre de la maintenance de son parc nucléaire, partiellement compensée par une baisse des engagements d'EDF Energy (avancement du projet HPC).

21.1.2.2 Engagements sur acquisition d'actifs financiers

L'augmentation des engagements sur acquisition d'actifs financiers est principalement due à l'engagement d'EDF SA d'investir dans les entrepôts logistiques de Nordic en Suède ainsi que dans l'opérateur de ferries Fjord1 en Norvège dans le cadre de la gestion des actifs dédiés à la sécurisation du financement de ses obligations nucléaires à long terme.

D'autres engagements relatifs aux titres de participations sont non valorisables. Ils concernent principalement la Belgique : Luminus a signé le 26 octobre 2015 un avenant à la convention d'actionnaires, qui prévoit 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) dispose d'une promesse unilatérale de vente des titres EIG détenus par NBI (Natixis Belgique Investissement, filiale du groupe Natixis) 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 2026.

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 2023 la juste valeur de ce dérivé de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est limitée.

Par ailleurs, le 4 novembre 2022, EDF et GE ont signé un accord définitif pour l'acquisition par EDF des activités de GE Steam Power portant sur l'îlot conventionnel des centrales nucléaires (voir note 3.1.3).

21.1.2.3 Autres engagements donnés liés aux investissements

Les autres engagements donnés liés aux investissements comprennent notamment au 31 décembre 2023 des garanties octroyées par EDF Norte Fluminense dans le cadre de sa participation à hauteur de 51 % dans Sinop Energia ainsi qu'une garantie donnée par Dalkia suite à la cession de sa filiale Suir.

21.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 31 décembre 2023 sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2023				31/12/2022
	Échéances				Total
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	3 760	1 187	514	2 059	3 616
Garanties financières données	1 216	24	650	542	1 587
Autres engagements donnés liés au financement	1 067	998	51	18	1 142
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT⁽¹⁾	6 043	2 209	1 215	2 619	6 345

⁽¹⁾ Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 2 113 millions d'euros au 31 décembre 2023 (2 609 millions d'euros au 31 décembre 2022). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent principalement EDF Renouvelables et EDF Trading.

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.

La diminution des engagements donnés liés aux opérations de financement est principalement liée à la mainlevée chez EDF Renouvelables de la garantie financière en France sur le projet Offshore de Saint-Nazaire.

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	31/12/2023	31/12/2022
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation ⁽¹⁾	21.2.1	9 466	8 916
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	21.2.2	206	317
Engagements reçus liés aux opérations de financement ⁽²⁾	21.2.3	13	22
TOTAL DES ENGAGEMENTS RECUS		9 685	9 255

⁽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 2023 sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2023				31/12/2022
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements de location simple en tant que bailleur	429	110	143	176	509
Engagements sur ventes d'exploitation	7 098	1 787	3 357	1 954	6 348
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 895	1 295	196	404	1 998
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	44	17	22	5	61
ENGAGEMENTS RECUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	9 466	3 209	3 718	2 539	8 916

21.2.1.1 Engagements de location simple en tant que bailleur

En 2023, le Groupe bénéficie, à hauteur de 429 millions d'euros, d'engagements de location simple en tant que bailleur. Ils portent principalement 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 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 120 TWh depuis la loi du 16 août 2022 (voir note 5.1.1).

21.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

(en millions d'euros)	31/12/2023				31/12/2022
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS RECUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	206	30	12	164	317

La diminution des engagements reçus sur opérations d'investissement et/ou de désinvestissement est principalement liée à la cession par Dalkia de sa filiale SUIR.

21.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

(en millions d'euros)	31/12/2023				31/12/2022
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS RECUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	13	2	11	-	22

Note 22 Parties liées

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les parties liées comprennent l'État français, les sociétés détenues majoritairement par l'État et certaines de leurs filiales, et les sociétés sur lesquelles le groupe EDF exerce un contrôle conjoint ou une influence notable, ainsi que les membres des instances de direction et d'administration du Groupe.

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

(en millions d'euros)	Entreprises associées et coentreprises		Activités conjointes		État ou participations de l'État ⁽¹⁾		Total Groupe	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Chiffre d'affaires	1 112	933	-	-	3 514	2 709	4 626	3 642
Achats d'énergie	4 218	2 279	2	2	2 893	2 895	7 113	5 176
Achats externes	11	13	7	7	126	206	144	226
Actifs financiers	180	135	-	-	-	-	180	135
Autres actifs	952	2 195	-	-	672	560	1 624	2 755
Autres passifs non financiers	1 495	441	1	1	754	558	2 250	1 000

⁽¹⁾ Ne comprend pas les dettes fiscales et sociales ainsi que la dette 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 de participations de l'État

22.2.1 Relations avec l'État

Suite à la mise en œuvre du retrait obligatoire le 8 juin 2023 et au rachat des actions propres, l'État détient 100 % du capital d'EDF au 31 décembre 2023. 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, n'est pas doté de la personnalité morale. Enedis et GRDF sont liés par une convention définissant leurs relations dans ce service commun, les compétences de ce dernier et le partage des coûts en résultant. Conclue pour une durée indéterminée, celle-ci peut être résiliée à tout moment moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à la renégocier. Elle est régulièrement mise à jour. En 2019, les accords de gouvernance entre Enedis et GRDF ont été entièrement revus.

Par ailleurs, en ce qui concerne le service commun relatif aux activités de distribution et de fourniture de Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL) sur les villes d'Ajaccio et de Bastia en Corse, et suite à l'adoption de l'article 96 de la loi de finances pour 2022, le décret n°2023-554 du 30 juin 2023 portant modification simplifiée de la programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse fixe la fin d'exploitation des réseaux de gaz de pétrole liquéfié au 31 décembre 2038 et organise la fin progressive des usages à partir de 2024.

Par ailleurs un décret n° 2023-872 du 12 septembre 2023 acte les modalités de prise en charge partielle par l'État des coûts associés à la conversion des usages de gaz pétrole liquéfié à l'électricité ou aux énergies renouvelables. Les appels d'offre des concessions des villes d'Ajaccio et de Bastia sont toujours en cours. La CRE examine actuellement les offres d'ENGIE en vue d'une attribution d'ici l'été 2024.

À ce stade, ces évolutions sont sans impact pour EDF mais une fois le renouvellement des concessions acté, EDF sera sollicitée pour travailler sur quelques secteurs tests afin de déterminer le planning d'abandon progressif du GPL sur les 15 prochaines années. À terme, la perspective d'une fin d'exploitation de la distribution du GPL et de conversion à l'électricité des usages nécessiteront des investissements de renforcement des 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 Orano.

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.

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et Orano Recyclage relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 15.1.1.1.

22.3 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 2023 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 14,6 millions d'euros en 2023 (12,5 millions d'euros en 2022). 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

Le 25 janvier 2024, EDF a acquis les 5% détenus par Assystem, actionnaire minoritaire dans Framatome pour 205 millions d'euros (voir note 14.5).

Début 2024, EDF a finalisé l'acquisition des participations dans Fjord1 et Nordic Logistic (voir note 15.1.2.3).

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 2023 :

(en milliers d'euros)	Réseau PWC		Réseau KPMG		Réseau Deloitte	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit – Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés						
EDF	2 628	15,3	2 523	11,7	-	-
Entités contrôlées ⁽¹⁾	5 362	31,3	16 920	78,3	1 758	83,7
Sous-total	7 990	46,6	19 443	89,9	1 758	83,7
Services autres que la certification des comptes (SACC)⁽²⁾						
EDF	1 302	7,6	1 181	5,5	-	-
Entités contrôlées ⁽¹⁾	7 849	45,8	996	4,6	343	16,3
Sous-total	9 151	53,4	2 176	10,1	343	16,3
TOTAL	17 141	100,0	21 620	100,0	2 101	100,0

⁽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 Services Autres que la Certification des Comptes (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 d'acquisitions ou cessions d'entités (iii) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (iv) des services d'apport d'expertise dans la revue de processus opérationnels et l'implémentation de systèmes d'information sans lien avec la production de l'information comptable et financière.

Rappel des informations relatives à l'exercice 2022

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 2022 :

(en milliers d'euros)	Réseau KPMG		Réseau Deloitte	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit – Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	2 928	14,2	3 022	26,7
Entités contrôlées ⁽¹⁾	15 464	75,2	6 531	57,7
Sous-total	18 392	89,4	9 553	84,4
Services autres que la certification des comptes (SACC)				
EDF	678	3,3	1 480	13
Entités contrôlées ⁽¹⁾	1 508	7,3	292	2,6
Sous-total	2 187	10,6	1 772	15,6
TOTAL	20 579	100	11 325	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.