

**COMPTES CONSOLIDÉS  
AU 31 DÉCEMBRE 2024**

## Compte de résultat consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2024	2023
Chiffre d'affaires	5.1	118 690	139 715
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(54 217)	(80 989)
Autres consommations externes <sup>(1)</sup>		(10 798)	(10 493)
Charges de personnel	5.3	(16 916)	(15 470)
Impôts et taxes	5.4	(4 142)	(4 064)
Autres produits et charges opérationnels	5.5	3 906	11 228
<b>Excédent brut d'exploitation</b>	<b>5</b>	<b>36 523</b>	<b>39 927</b>
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de <i>trading</i>	6	443	363
Dotations aux amortissements		(11 970)	(11 161)
(Pertes de valeur)/reprises	10.7	(1 835)	(13 011)
Autres produits et charges d'exploitation	7	(4 834)	(2 944)
<b>Résultat d'exploitation</b>		<b>18 327</b>	<b>13 174</b>
Coût de l'endettement financier brut	8.1	(4 094)	(3 830)
Effet de l'actualisation	8.2	(3 190)	(3 988)
Autres produits et charges financiers	8.3	6 352	4 469
<b>Résultat financier</b>	<b>8</b>	<b>(932)</b>	<b>(3 349)</b>
<b>Résultat avant impôts des sociétés intégrées</b>		<b>17 395</b>	<b>9 825</b>
Impôts sur les résultats	9	(4 887)	(2 470)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	12	(683)	257
Résultat net des activités en cours de cession		29	-
<b>RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ</b>		<b>11 854</b>	<b>7 612</b>
<b>Dont résultat net - part du Groupe</b>		<b>11 406</b>	<b>10 016</b>
Résultat net des activités poursuivies		11 378	10 016
Résultat net des activités en cours de cession		28	-
<b>Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</b>		<b>448</b>	<b>(2 404)</b>
Activités poursuivies		447	(2 404)
Activités en cours de cession		1	-

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

## État du résultat global consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2024			2023		
		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
<b>Résultat net consolidé</b>		<b>11 406</b>	<b>448</b>	<b>11 854</b>	<b>10 016</b>	<b>(2 404)</b>	<b>7 612</b>
<b>Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie</b>							
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - variation brute	18.7.5	2 146	(7)	2 139	7 089	77	7 166
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - effets d'impôt		(534)	1	(533)	(1 844)	(18)	(1 862)
<b>Juste valeur des couvertures sur les investissements nets</b>							
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - variation brute	18.7.5	(666)	-	(666)	(107)	-	(107)
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - effets d'impôt		10	-	10	23	-	23
<b>Juste valeur des titres de dettes</b>							
Juste valeur des titres de dettes - variation brute	18.1.2	539	-	539	970	-	970
Juste valeur des titres de dettes - effets d'impôt		(139)	-	(139)	(247)	-	(247)
<b>Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies)</b>							
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies) - variation brute	18.7.5	133	-	133	(126)	-	(126)
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies) - effets d'impôt		(34)	-	(34)	32	-	32
<b>Écarts de conversion des entités contrôlées</b>		<b>1 356</b>	<b>385</b>	<b>1 741</b>	<b>326</b>	<b>204</b>	<b>530</b>
<b>Quote part des éléments recyclables en résultat des entreprises associés et des coentreprises</b>		<b>166</b>	<b>(7)</b>	<b>159</b>	<b>(244)</b>	<b>(12)</b>	<b>(256)</b>
<b>Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat</b>		<b>2 977</b>	<b>372</b>	<b>3 349</b>	<b>5 872</b>	<b>251</b>	<b>6 123</b>
<b>Juste valeur des titres de capitaux propres</b>							
Juste valeur des titres de capitaux propres - variation brute	18.1.2	8	-	8	46	1	47
Juste valeur des titres de capitaux propres - effets d'impôt		-	-	-	-	-	-
<b>Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi</b>							
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - variation brute	16.1.3	(791)	67	(724)	564	(151)	413
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - effets d'impôt		7	(19)	(12)	164	35	199
<b>Quote part des éléments non recyclables en résultat des entreprises associés et des coentreprises</b>		<b>149</b>	<b>-</b>	<b>149</b>	<b>(19)</b>	<b>-</b>	<b>(19)</b>
<b>Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat</b>		<b>(627)</b>	<b>48</b>	<b>(579)</b>	<b>755</b>	<b>(115)</b>	<b>640</b>
<b>Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres</b>		<b>2 350</b>	<b>420</b>	<b>2 770</b>	<b>6 627</b>	<b>136</b>	<b>6 763</b>
<b>RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ</b>		<b>13 756</b>	<b>868</b>	<b>14 624</b>	<b>16 643</b>	<b>(2 268)</b>	<b>14 375</b>
<i>Dont résultat global des activités poursuivies</i>		<i>13 727</i>	<i>868</i>	<i>14 595</i>	<i>16 643</i>	<i>(2 268)</i>	<i>14 375</i>
<i>Dont résultat global des activités en cours de cession</i>		<i>29</i>	<i>-</i>	<i>29</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>

## Bilan consolidé

ACTIF	Notes	31/12/2024	31/12/2023
(en millions d'euros)			
Goodwill	10.1	7 108	7 895
Autres actifs incorporels	10.2	12 567	11 300
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	10.3	108 100	100 587
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	11.1	68 663	66 128
Immobilisations en concessions des autres activités	10.5	6 616	6 544
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	12	10 167	9 037
Actifs financiers non courants	18.1	55 951	48 327
Autres débiteurs non courants	13.4	1 979	2 110
Impôts différés actifs	9.3	4 553	7 403
<b>Actif non courant</b>		<b>275 704</b>	<b>259 331</b>
Stocks	13.2	19 248	18 092
Clients et comptes rattachés	13.3	24 139	26 833
Actifs financiers courants	18.1	26 739	39 442
Actifs d'impôts courants		834	669
Autres débiteurs courants	13.4	10 355	9 074
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18.2	7 597	10 775
<b>Actif courant</b>		<b>88 912</b>	<b>104 885</b>
Actifs détenus en vue de leur vente	3.2	589	596
<b>TOTAL DE L'ACTIF</b>		<b>365 205</b>	<b>364 812</b>
<b>CAPITAUX PROPRES ET PASSIF</b>			
	Notes	31/12/2024	31/12/2023
(en millions d'euros)			
Capital	14	2 084	2 084
Réserves et résultats consolidés		60 771	50 084
<b>Capitaux propres - part du Groupe</b>		<b>62 855</b>	<b>52 168</b>
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	14.4	11 029	11 951
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>14</b>	<b>73 884</b>	<b>64 119</b>
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	15	68 829	60 206
Provisions pour avantages du personnel	16	17 284	15 895
Autres provisions	17	6 022	4 878
<b>Provisions non courantes</b>		<b>92 135</b>	<b>80 979</b>
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	11.2	50 603	50 010
Passifs financiers non courants	18.3	71 096	69 724
Autres créditeurs non courants	13.6	6 039	5 685
Impôts différés passifs	9.3	1 070	978
<b>Passif non courant</b>		<b>220 943</b>	<b>207 376</b>
Provisions courantes	15, 16.1 et 17	6 920	7 294
Fournisseurs et comptes rattachés	13.5	19 466	19 687
Passifs financiers courants	18.3	18 888	38 103
Dettes d'impôts courants		351	1 111
Autres créditeurs courants	13.6	24 631	26 975
<b>Passif courant</b>		<b>70 256</b>	<b>93 170</b>
Passifs détenus en vue de leur vente	3.2	122	147
<b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF</b>		<b>365 205</b>	<b>364 812</b>

## Tableau de flux de trésorerie consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2024	2023
<b>Opérations d'exploitation :</b>			
<b>Résultat net consolidé</b>		<b>11 854</b>	<b>7 612</b>
<b>Résultat net des activités en cours de cession</b>		<b>29</b>	<b>-</b>
<b>Résultat net des activités poursuivies</b>		<b>11 825</b>	<b>7 612</b>
Pertes de valeur / (reprises)	10.7.1	1 835	13 011
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		14 027	18 116
Produits et charges financiers		1 076	1 934
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		582	702
Plus ou moins-values de cession		141	234
Impôt sur les résultats	9	4 887	2 470
Quote-part du résultat net des entreprises associées et des coentreprises	12	683	(257)
Variation du besoin en fonds de roulement	13.1	(1 452)	(7 785)
<b>Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation</b>		<b>33 604</b>	<b>36 037</b>
Frais financiers nets décaissés <sup>(1)</sup>		(2 362)	(2 241)
Impôts sur le résultat payés		(3 384)	(3 695)
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies</b>		<b>27 858</b>	<b>30 101</b>
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession</b>		<b>29</b>	<b>-</b>
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation</b>		<b>27 887</b>	<b>30 101</b>
<b>Opérations d'investissement :</b>			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(557)	(181)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée		88	227
Investissements incorporels et corporels	10.6	(24 779)	(21 021)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		148	126
Variations d'actifs financiers		1 140	(2 196)
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies</b>		<b>(23 960)</b>	<b>(23 045)</b>
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession</b>		<b>(29)</b>	<b>-</b>
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement</b>		<b>(23 989)</b>	<b>(23 045)</b>
<b>Opérations de financement :</b>			
Augmentation de capital EDF		-	-
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle <sup>(2)</sup>		2 840	1 746
Dividendes versés par EDF		-	-
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(670)	(482)
<b>Flux de trésorerie avec les actionnaires</b>		<b>2 170</b>	<b>1 264</b>
Émissions d'emprunts	18.3.2.1	15 385	11 947
Remboursements d'emprunts <sup>(3)</sup>	18.3.2.1	(26 564)	(21 712)
Emissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	14.3	1 728	1 377
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	14.3	(582)	(630)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues		676	496
<b>Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement</b>		<b>(9 357)</b>	<b>(8 522)</b>
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies</b>		<b>(7 187)</b>	<b>(7 258)</b>
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession</b>		<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement</b>		<b>(7 187)</b>	<b>(7 258)</b>
Flux de trésorerie des activités poursuivies		(3 289)	(202)
Flux de trésorerie des activités en cours de cession		-	-
<b>Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>		<b>(3 289)</b>	<b>(202)</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture</b>			
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(3 289)	(202)
Variations de change		174	(53)
Autres variations non monétaires		(63)	82
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLOTURE</b>	<b>18.2</b>	<b>7 597</b>	<b>10 775</b>

(1) Au 31 décembre 2024, les « produits financiers sur disponibilité et équivalents de trésorerie » qui étaient présentés de façon distincte dans les éléments en rapprochement sont reclassés au sein des « frais financiers nets décaissés » pour un montant de 351 millions d'euros (293 millions d'euros au 31 décembre 2023). L'information comparative de l'exercice 2023 a été retraitée en conséquence.

(2) Comprenant notamment en 2024, l'augmentation de capital du gouvernement britannique dans le projet Sizewell C pour 2 359 millions d'euros (485 millions d'euros en 2023), l'augmentation de capital Natixis Belgique Investissements dans EDF Investissements Groupe pour 500 millions d'euros, ainsi que le rachat des parts minoritaires de Framatome détenues par Assystem pour (205) millions d'euros.

(3) Dont (3 031) millions d'euros au titre du rachat des TSDI en 2024 ((2 789) millions d'euros en 2023).

## Variation des capitaux propres consolidés

La variation des capitaux propres du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2024 se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Capital	Actions propres	Écarts de conversion	Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable) <sup>(1)</sup>	Autres réserves consolidées et résultat <sup>(2)</sup>	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
<b>CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2022</b>	<b>1 944</b>	<b>(7)</b>	<b>(175)</b>	<b>(7 451)</b>	<b>40 029</b>	<b>34 340</b>	<b>12 272</b>	<b>46 612</b>
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
<b>Résultat global consolidé</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>156</b>	<b>5 716</b>	<b>10 771</b>	<b>16 643</b>	<b>(2 268)</b>	<b>14 375</b>
Rémunération des TSDI	-	-	-	-	(630)	(630)	-	(630)
Emissions / rachats TSDI et OCEANES	140	-	-	-	2 523	2 663	-	2 663
Dividendes distribués	-	-	-	-	-	-	(482)	(482)
Achats/ventes d'actions propres	-	7	-	-	-	7	-	7
Autres variations <sup>(3)</sup>	-	-	-	3	(858)	(855)	2 429	1 574
<b>CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2023</b>	<b>2 084</b>	<b>-</b>	<b>(19)</b>	<b>(1 732)</b>	<b>51 835</b>	<b>52 168</b>	<b>11 951</b>	<b>64 119</b>
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	1 598	1 379	(627)	2 350	420	2 770
Résultat net	-	-	-	-	11 406	11 406	448	11 854
<b>Résultat global consolidé</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 598</b>	<b>1 379</b>	<b>10 779</b>	<b>13 756</b>	<b>868</b>	<b>14 624</b>
Rémunération des TSDI	-	-	-	-	(582)	(582)	-	(582)
Emissions / rachats TSDI (voir note 14.3)	-	-	-	-	(1 962)	(1 962)	-	(1 962)
Dividendes distribués	-	-	-	-	-	-	(672)	(672)
Autres variations <sup>(3)</sup>	-	-	-	(4)	(521)	(525)	(1 118)	(1 642)
<b>CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2024</b>	<b>2 084</b>	<b>-</b>	<b>1 579</b>	<b>(357)</b>	<b>59 549</b>	<b>62 855</b>	<b>11 029</b>	<b>73 884</b>

(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 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 2024, au Royaume-Uni, l'augmentation du pourcentage de détention du gouvernement britannique dans le projet Sizewell C pour 2 971 millions d'euros (485 millions d'euros en 2023) dont 2 359 millions d'euros par augmentations de capital, l'augmentation de capital Natixis Belgique Investissements dans EDF Investissements Groupe pour 500 millions d'euros et la perte de contrôle de Sizewell C (Holding) Ltd pour (4 486) millions d'euros (voir note 3.1.3).

## Sommaire de l'annexe aux comptes consolidés

<b>NOTE 1</b>	<b>Référentiel comptable du Groupe</b>	<b>9</b>	<b>NOTE 10</b>	<b>Actifs immobilisés hors concessions de distribution publique d'électricité en France</b>	<b>41</b>
1.1	Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe	9	10.1	Goodwill	41
1.2	Évolutions du référentiel comptable	9	10.2	Autres actifs incorporels	42
1.3	Bases de préparation des états financiers	10	10.3	Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles	45
<b>NOTE 2</b>	<b>Synthèse des faits marquants</b>	<b>14</b>	10.4	Actifs au titre du droit d'utilisation	48
<b>NOTE 3</b>	<b>Périmètre de consolidation</b>	<b>15</b>	10.5	Immobilisations en concessions des autres activités (hors concessions de distribution publique d'électricité en France)	50
3.1	Évolutions du périmètre de consolidation	16	10.6	Investissements incorporels et corporels	51
3.2	Actifs et passifs détenus en vue de leur vente	19	10.7	Pertes de valeur / reprises	52
3.3	Périmètre de consolidation au 31 décembre 2024	19	<b>NOTE 11</b>	<b>Concessions de distribution publique d'électricité en France</b>	<b>59</b>
<b>NOTE 4</b>	<b>Informations sectorielles</b>	<b>23</b>	11.1	Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	60
4.1	Informations par secteur opérationnel	23	11.2	Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	61
4.2	Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par zone géographique	24	<b>NOTE 12</b>	<b>Participations dans les entreprises associées et les coentreprises</b>	<b>62</b>
<b>NOTE 5</b>	<b>Excédent brut d'exploitation</b>	<b>25</b>	12.1	Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE)	62
5.1	Chiffre d'affaires	25	12.2	Taishan	63
5.2	Achats de combustible et d'énergie	32	12.3	Autres participations	64
5.3	Charges de personnel	32	<b>NOTE 13</b>	<b>Besoin en fonds de roulement (BFR)</b>	<b>65</b>
5.4	Impôts et taxes	33	13.1	Composition et variation du besoin en fonds de roulement	65
5.5	Autres produits et charges opérationnels	33	13.2	Stocks	65
<b>NOTE 6</b>	<b>Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading</b>	<b>36</b>	13.3	Clients et comptes rattachés	66
<b>NOTE 7</b>	<b>Autres produits et charges d'exploitation</b>	<b>36</b>	13.4	Autres débiteurs	68
<b>NOTE 8</b>	<b>Résultat financier</b>	<b>37</b>	13.5	Fournisseurs et comptes rattachés	68
8.1	Cout de l'endettement financier brut	37	13.6	Autres créiteurs	69
8.2	Effet de l'actualisation	37	<b>NOTE 14</b>	<b>Capitaux propres</b>	<b>71</b>
8.3	Autres produits et charges financiers	37	14.1	Capital social	71
<b>NOTE 9</b>	<b>Impôts sur les résultats</b>	<b>38</b>	14.2	Distributions de dividendes	71
9.1	Ventilation de la charge d'impôt	38	14.3	Titres subordonnés à durée indéterminée	71
9.2	Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)	39	14.4	Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)	72
9.3	Variation des actifs et passifs d'impôts différés	40			
9.4	Ventilation d'impôts différés par nature	40			

<b>NOTE 15 Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés</b>	<b>73</b>	<b>NOTE 20 Enjeux de durabilité dans les états financiers</b>	<b>124</b>
15.1 Provisions nucléaires et actifs dédiés en France	75	20.1 Dépenses réglementaires	125
15.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy	91	20.2 Évaluation des actifs et passifs	127
15.3 Provisions nucléaires en Belgique	94	20.3 Financement durable	128
<b>NOTE 16 Provisions pour avantages du personnel</b>	<b>95</b>	20.4 Investissements bas carbone	128
16.1 Provisions pour avantages du personnel du Groupe	97	20.5 Dépenses en faveur des enjeux de durabilité	129
16.2 France (Activités de production et commercialisation et Activités régulées)	100	20.6 EDF, un investisseur responsable	130
16.3 Royaume-Uni	102	20.7 Mobilisation des dirigeants et des salariés du Groupe aux enjeux de durabilité	130
<b>NOTE 17 Autres provisions</b>	<b>103</b>	<b>NOTE 21 Passifs et actifs éventuels</b>	<b>131</b>
17.1 Autres provisions pour déconstruction	103	21.1 Contrôles fiscaux	131
17.2 Autres provisions	104	21.2 Contentieux ARENH - Force majeure	131
<b>NOTE 18 Actifs et passifs financiers</b>	<b>105</b>	21.3 Edison	132
18.1 Actifs financiers	105	21.4 Enquêtes de l'Autorité de la concurrence (ADLC) en France	133
18.2 Trésorerie et équivalents de trésorerie	109	21.5 Contribution des rentes infra-marginales en Belgique	133
18.3 Passifs financiers	109	21.6 Contentieux E-Pango	133
18.4 Lignes de crédit non utilisées	114	21.7 Contentieux indemnitaire ENGIE	133
18.5 Juste valeur des instruments financiers	114	21.8 Contrats de consultants - Enquête pénale	134
18.6 Risques marchés et de contrepartie	115	21.9 Litiges en matière sociale	134
18.7 Instruments dérivés et comptabilité de couverture	116	21.10 Arbitrage Venture Global	134
<b>NOTE 19 Indicateurs financiers</b>	<b>123</b>	21.11 Litiges relatifs à des défauts constatés sur certains compteurs	134
19.1 Résultat net courant	123	<b>NOTE 22 Engagements hors bilan</b>	<b>135</b>
19.2 Endettement financier net	123	22.1 Engagements donnés	135
		22.2 Engagements reçus	139
		<b>NOTE 23 Parties liées</b>	<b>141</b>
		23.1 Transactions avec les entreprises associées du périmètre de consolidation	141
		23.2 Relations avec l'État et les sociétés de participations de l'État	141
		23.3 Rémunération des organes d'administration et de direction	142
		<b>NOTE 24 Événements postérieurs à la clôture</b>	<b>143</b>
		<b>NOTE 25 Honoraires des Commissaires aux comptes</b>	<b>143</b>



## 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 2024.

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 et la fourniture 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 2024 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 20 février 2025.

### 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 2024 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 2024. 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. 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.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2024 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2023 à l'exception des changements des notes 1.2.1 à 1.2.3 ci-après. Sont également précisés les textes publiés par l'IASB, qui s'appliqueront au Groupe à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2025 et dont la première application n'a pas été anticipée dans les comptes au 31 décembre 2024, ainsi que ceux qui le seront postérieurement à cette date, sous réserve de leur adoption par l'Union européenne le cas échéant (note 1.2.3).

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

##### 1.2.1 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 13.5 des informations en la matière. L'application de ces amendements n'entraîne pas d'impacts significatifs sur les comptes du Groupe.

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

Les amendements suivants, applicables depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2024, n'ont pas d'impact sur les comptes du Groupe :

- 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.

##### 1.2.3 Textes publiés par l'IASB et applicables à compter ou postérieurement au 1<sup>er</sup> janvier 2025

###### Norme IFRS 18 : Présentation et informations à fournir dans les états financiers

La norme IFRS 18, publiée le 9 avril 2024, est d'application obligatoire pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2027. Elle énonce des exigences en matière de présentation et d'informations à fournir dans les états financiers et remplacera IAS 1, Présentation des états financiers.

Des travaux sont en cours pour identifier les principaux enjeux et impacts pour le Groupe.

## Autres textes

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

### Applicables à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2025 :

- Amendement d'IAS 21 - Les effets des variations des taux de change - Absence de convertibilité : Cet amendement apporte des indications qui aideront les entités à déterminer si une monnaie est échangeable contre une autre monnaie ainsi que le taux de change à retenir lorsqu'elle ne l'est pas et précise les informations supplémentaires à communiquer dans ce contexte.

### Applicables à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2026 :

- Améliorations annuelles - Volume 11 : Le projet annuel d'améliorations de l'IASB prévoit une série de modifications sur certaines normes IFRS qui vise notamment à clarifier certains libellés et corriger des conséquences imprévues, des conflits ou des oublis relativement mineurs.
- Amendements d'IFRS 9 et d'IFRS 7 : Instruments financiers - Classement et évaluation : Le 30 mai 2024, l'IASB a publié des modifications relatives aux exigences en matière de classement et d'évaluation d'IFRS 9 afin de tenir compte de la diversité des pratiques comptables en rendant les exigences plus compréhensibles et plus cohérentes.

## 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 arrêtés comptables, les actifs et passifs monétaires exprimés en devises sont convertis au taux de clôture à cette même date. Les différences de change correspondantes sont comptabilisées dans le compte de résultat.

Toutefois, lors du versement ou de la réception d'une avance en devises ayant un caractère non monétaire, celle-ci 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 Durées 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<sup>er</sup> 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, 21 réacteurs sur 32 ont terminé leur 4<sup>e</sup> visite décennale dont Bugey 3, Gravelines 2, Dampierre 3, Blayais 2, Chinon B1, Tricastin 4, Gravelines 4, Dampierre 4 et Blayais 3 en 2024. Une VD4 est en cours de réalisation (Cruas 3).

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.

S'agissant de la poursuite de l'exploitation des centrales au-delà de 50 ans, deux instructions sont en cours :

- 5<sup>e</sup> réexamen périodique du palier 900 MW : EDF a transmis son dossier d'orientation du réexamen périodique à l'ASN en juin 2023 et l'ASN a transmis sa position sur ce dossier en novembre 2024. La note d'EDF de réponse aux objectifs du réexamen sera transmise fin 2026. A l'issue de l'instruction, l'ASN prendra position mi-2028 sur la poursuite d'exploitation des réacteurs de 900 MW pour 10 années supplémentaires, au vu des conclusions de la phase générique de ce 5<sup>e</sup> réexamen.
- Instruction durée de fonctionnement : une réflexion « long terme » sur l'exploitation au-delà de 60 ans a été engagée en 2023 pour tous les paliers. Elle s'inscrit dans le calendrier fixé par l'ASN qui prendra position fin 2026 après une phase d'expertise et d'instruction respectivement en 2025 et 2026.

### 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 2024 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 des combustibles usés 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 2024 sont détaillées en note 16. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2024 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 10.7.

### 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 de durabilité

Le Groupe est notamment concerné par des enjeux climatiques, de biodiversité, de gestion des ressources et des déchets. Les effets liés à ces enjeux environnementaux 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.

Le Groupe détient via EDF Energy, une participation de 16,23 % (49,44 % au 31 décembre 2023) dans la société Sizewell C (Holding) Limited, holding de la société portant le projet Sizewell C. Le Groupe exerce une influence notable sur cette société notamment en raison de sa représentation au sein du Conseil d'administration de cette entité, de la fourniture d'informations techniques et d'équipements essentiels au développement du projet. Cette société, qui était consolidée en intégration globale, est désormais mise en équivalence dans les comptes du Groupe depuis le 31 décembre 2024 (voir note 3.1.3).

### 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 2024 du Groupe sont les suivants (les renvois de notes sont vers l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2024) :

### • Développements dans le nucléaire :

- EPR de Flamanville 3 : à la suite de l'autorisation de mise en service par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) délivrée le 8 mai 2024, les équipes d'EDF ont effectué du 8 au 15 mai le chargement des 241 assemblages du combustible dans la cuve du réacteur. Le 2 septembre 2024, l'ASN a donné son accord pour procéder aux opérations de divergence du réacteur de Flamanville 3. EDF a procédé à de nombreux essais techniques et a mis l'installation dans les conditions exigées permettant le lancement de la fission nucléaire. Depuis, les équipes d'EDF ont mené un programme d'essais et de contrôles pour monter progressivement le réacteur en puissance. Le réacteur de Flamanville 3 a été connecté au réseau électrique national le 21 décembre 2024. Après ce premier couplage, les phases d'essais et de connexion et de déconnexion au réseau électrique se poursuivront pendant plusieurs mois, sous le contrôle de l'ASN, jusqu'à ce que le réacteur atteigne 100 % de puissance (cf. communiqués de presse du Groupe du 8 mai 2024, du 2 septembre 2024, du 21 décembre 2024 et voir note 10.3) ;
- La production nucléaire réalisée en France s'est élevée à 361,7 TWh, confirmant la révision à la hausse de l'estimation de production nucléaire initiale (passant d'une fourchette comprise entre 340 et 360 TWh à une fourchette de 358 - 364 TWh) annoncée par le Groupe le 11 décembre 2024 (cf. communiqué de presse du Groupe du 11 décembre 2024) ;
- EDF a finalisé l'acquisition des activités nucléaires de GE Steam Power (désormais appelées Arabelle Solutions) le 31 mai 2024 (cf. communiqué de presse du Groupe du 31 mai 2024 et voir note 3.1.2).

### • Énergies renouvelables :

- EDF Renouvelables et ses partenaires ont inauguré le parc éolien en mer de Fécamp d'une capacité d'environ 500 MW (cf. communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 15 mai 2024) ;
- EDF Renouvelables a annoncé la construction de 1,2 GW de capacités de production d'électricité renouvelable en Afrique du Sud, dont 763 MW d'éolien, 355 MW de solaire et 75 MW de stockage pour 1,65 milliard d'euros. Les différentes installations seront progressivement mises en service entre 2024 et 2026 (cf. communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 21 mai 2024) ;
- CEME 1 : le 8 juillet 2024, la plus grande centrale solaire du Chili d'une capacité de 480 MW a été inaugurée. Elle sera exploitée par Generadora Metropolitana, une coentreprise entre EDF et l'entreprise chilienne AME (cf. communiqué de presse du Groupe du 9 juillet 2024) ;
- EDF Renouvelables a annoncé la mise en service de son plus grand parc éolien en Amérique du Sud, le parc de Serra do Seridó (Nord-Est du Brésil) qui est composé de 85 éoliennes pour une capacité installée de 480 MW (cf. communiqué de presse du Groupe du 18 juillet 2024) ;
- EDF Renouvelables a fait l'acquisition de son premier projet éolien en mer en Corée du Sud, dans la province de Yeonggwang. À la suite de cette acquisition, l'entreprise continuera à développer le projet, avec une capacité maximale de 1,5 GW (cf. communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 3 septembre 2024) ;
- EDF lance le chantier de construction de la centrale bioénergie du Ricanto (Corse) composée de 8 moteurs nouvelle génération pour une puissance totale de 130 MW. Cette centrale fonctionnera avec de la biomasse liquide et viendra remplacer la centrale thermique au fioul du Vazzino (cf. communiqué de presse du Groupe du 22 novembre 2024) ;
- EDF Renouvelables a annoncé la mise en service du parc solaire de Morris Ridge aux États-Unis, d'une capacité de 177 MW (cf. communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 20 décembre 2024) .

### • Opérations de financement :

Le Groupe a réalisé plusieurs émissions d'obligations sur l'exercice 2024 pour un montant total de 6 672 millions d'euros dont 3 329 millions d'euros d'émissions vertes (voir note 18.3.2). EDF a remboursé le 5 juillet 2024 des obligations hybrides émises le 4 octobre 2018 pour un montant nominal de 1 250 millions d'euros. Le 10 septembre 2024, EDF a annoncé son intention d'exercer son option de remboursement le 29 janvier 2025 des obligations hybrides émises le 29 janvier 2013 pour 1 250 millions d'euros. Ce remboursement d'un montant nominal de 1 250 millions d'euros a été réalisé le 29 janvier 2025 (voir note 14.3).

### • Projet d'entreprise :

Le Groupe a présenté à son Conseil d'administration « Ambitions 2035 », le projet d'entreprise du groupe EDF : son objectif est de bâtir le système électrique du futur au service des clients. La part de l'électricité doit doubler dans le mix énergétique mondial d'ici 2050 pour tenir les objectifs de décarbonation en développant des solutions de flexibilité permettant de faire face à l'intermittence des énergies renouvelables et aux besoins de consommation des clients. Avec ce projet, au service de la décarbonation de la France et des pays dans lesquels le Groupe opère, EDF confirme sa position de leader du secteur énergétique européen à horizon 2035 et souhaite mener la nouvelle révolution électrique et bâtir le système électrique de demain, pour offrir une électricité décarbonée, disponible et compétitive à ses clients.

## 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 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. 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

Sur l'exercice 2024, le Groupe connaît les variations de périmètre de consolidation suivantes :

- l'acquisition le 25 janvier 2024 des 5 % détenus par Assystem, actionnaire minoritaire dans Framatome, portant la participation d'EDF dans le groupe Framatome à 80,5 % et dans Edvance à 96,1 % ;
- l'acquisition le 31 janvier 2024 à hauteur de 50 % de Nordic Logistics, portefeuille d'entrepôts logistiques situés en Suède, dans le cadre de la gestion des actifs dédiés du Groupe. Cette participation est mise en équivalence dans les comptes du Groupe ;
- l'acquisition le 8 février 2024, dans le cadre d'un consortium, d'une participation de 40,05 % dans l'opérateur norvégien de ferries électrifiés Fjord1, dans le cadre de la gestion des actifs dédiés du Groupe. Cette participation est mise en équivalence dans les comptes du Groupe ;
- l'acquisition le 31 mai 2024 des activités nucléaires de GE Steam Power. Ce sous-groupe est consolidé par intégration globale sous la dénomination Arabelle Solutions au sein du secteur « Industrie et Services » (voir note 3.1.2) ;
- l'acquisition le 23 septembre 2024 de 50 % des parts de l'OPPCI Parcolog Invest, un portefeuille d'entrepôts logistiques situés en France, dans le cadre de la gestion des actifs dédiés du Groupe. Cette participation est mise en équivalence dans les comptes du Groupe ;
- l'acquisition le 6 décembre 2024 de 49 % des parts de la SCI Encore+ Bergère, propriétaire d'un immeuble de bureau à Paris, dans le cadre de la gestion des actifs dédiés du Groupe. Cette participation est mise en équivalence dans les comptes du Groupe ;
- l'acquisition le 19 décembre 2024, dans le cadre d'un consortium, d'une participation de 40,1 % dans l'opérateur de tours télécom autrichien OnTower renommé par la suite Optimus Tower, dans le cadre de la gestion des actifs dédiés du Groupe. Cette participation est mise en équivalence dans les comptes du Groupe.

Au 31 décembre 2023, Sizewell C (Holding) Ltd, détenue à 49,4 % par le Groupe, était contrôlée et consolidée en intégration globale. Certains événements intervenus sur le second semestre 2024 ont conduit le Groupe à modifier au 31 décembre 2024 la méthode de consolidation de Sizewell C qui est mise en équivalence à compter de cette date (voir note 3.1.3).

En 2023, le Groupe n'a pas connu d'évolution de périmètre ayant eu un impact significatif. Les évolutions ont porté sur les cessions suivantes :

- la cession de la participation à hauteur de 50 % dans la centrale CCGT de Sloe aux Pays-Bas le 25 janvier 2023 ;
- la cession de 100 % de Suir Engineering par Imtech, filiale de Dalkia au Royaume-Uni, le 1<sup>er</sup> février 2023 ;
- la cession de la participation d'Edison de 11,25 % dans Reggane-Nord en Algérie le 12 octobre 2023.

### Évolutions attendues postérieures au 31 décembre 2024

Le 25 juillet 2024, Edison a signé un accord concernant la vente des actifs de stockage de gaz (Stoccaggio) avec Snam SpA. Depuis le 31 décembre 2023, les actifs et passifs correspondants sont classés en actifs et passifs détenus en vue de la vente (voir note 3.2).

Le 9 décembre 2024, Edison qui détient 50 % de la société Elpedison BV, mise en équivalence dans les comptes du Groupe, a accepté l'offre de rachat de la société HELLENiQ Energy Holdings S.A.. Elpedison exploite deux centrales au gaz naturel à Thisvi et Thessalonique d'une capacité totale de 820 MW. La cession sera définitive à la signature du contrat d'acquisition par les deux parties (cf. communiqué de presse d'Edison du 9 décembre 2024). Au 31 décembre 2024, les titres de la société Elpedison BV restent mis en équivalence dans les comptes du Groupe.

### 3.1.2 Acquisition du sous-groupe Arabelle Solutions

Suite à la signature le 4 novembre 2022 d'un protocole d'accord avec General Electric et à la levée de l'ensemble des conditions suspensives, en particulier l'obtention des autorisations réglementaires requises, l'acquisition des activités de GE Vernova portant sur l'îlot conventionnel des centrales nucléaires (anciennement GE Steam Power et désormais Arabelle Solutions) a été réalisée le 31 mai 2024.

Ces activités ont pour objet notamment la fourniture d'équipements pour l'îlot conventionnel des nouvelles centrales nucléaires, dont les turbines Arabelle, ainsi que la maintenance et les mises à niveau des équipements des centrales nucléaires existantes hors Amériques. Ces turbines à vapeur peuvent notamment équiper les réacteurs de technologie EPR et EPR 2 (*European Pressurized Reactor*) ainsi que les SMR (*Small Modular Reactor*). Cette transaction permet 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 et de s'enrichir de technologies et de compétences clés pour la filière nucléaire et la sécurité énergétique européenne. Arabelle Solutions emploie environ 3 300 collaborateurs situés essentiellement en France, au Royaume-Uni et en Inde. Ce sous-groupe est consolidé en intégration globale, depuis le 31 mai 2024 au sein du segment « Industrie et Services ».

Dans les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2024, la contribution d'Arabelle Solutions représente 255 millions d'euros dans le chiffre d'affaires, (120) millions d'euros dans l'EBE, (117) millions d'euros dans le résultat net et (266) millions d'euros dans l'endettement financier net.

Le Groupe a réalisé l'allocation provisoire du prix d'acquisition en procédant à l'évaluation à la juste valeur des actifs acquis et passifs repris identifiables à la date de prise de contrôle sur la base des travaux d'un évaluateur indépendant. Ces travaux et l'élaboration des comptes de réalisation devraient être finalisés sur le premier semestre 2025. Ainsi la comptabilisation de l'opération au 31 décembre 2024 reste provisoire. Conformément à la norme IFRS 3, le Groupe dispose d'un délai de 12 mois après la date d'acquisition pour réaliser cette évaluation définitive.

Le prix d'acquisition provisoire s'élève à 904 millions d'euros dont 309 millions d'euros correspondant à la trésorerie acquise. Il sera ajusté sur la base des comptes de réalisation audités et des clauses contractuelles d'ajustements de prix.

Le bilan d'acquisition provisoire à la date de la transaction est détaillé ci-après. Ce bilan est présenté avant éliminations des positions avec les sociétés du Groupe. Ces éliminations concernent principalement les créances clients, les produits constatés d'avance et les avances reçues.



ACTIF (en millions d'euros)	Valeur d'ouverture provisoire	CAPITAUX PROPRES ET PASSIF (en millions d'euros)	Valeur d'ouverture provisoire
Immobilisations corporelles et incorporelles	722	Capitaux propres - part du Groupe	391
Participations dans les entreprises associées	43	Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	1
Actifs financiers et autres actifs non courants	38	<b>Capitaux propres</b>	<b>392</b>
Impôts différés actifs	151	Provisions non courantes	112
<b>Actif non courant</b>	<b>954</b>	Passifs financiers et autres passifs non courants <sup>(1)</sup>	172
Stocks	176	Impôts différés passifs	182
Clients et comptes rattachés	340	<b>Passif non courant</b>	<b>466</b>
Actifs financiers et autres actifs courants	254	Provisions courantes	27
Actifs d'impôts courants	23	Fournisseurs et comptes rattachés	209
Trésorerie et équivalents de trésorerie	309	Passifs financiers et autres passifs courants <sup>(1)</sup>	956
<b>Actif courant</b>	<b>1 102</b>	Dettes d'impôts courants	6
<b>TOTAL DE L'ACTIF</b>	<b>2 056</b>	<b>Passif courant</b>	<b>1 198</b>
		<b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF</b>	<b>2 056</b>

(1) Comprenant 827 millions d'euros de passif sur contrats (dont 684 millions d'euros de part courante).

Les principaux ajustements résultant de la mise à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris portent sur les éléments suivants :

- Immobilisations incorporelles pour 390 millions d'euros dont :
  - > 38 millions d'euros pour la marque Arabelle Solutions, valorisée par la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires. La durée d'utilité de cette marque a été considérée comme indéfinie,
  - > 255 millions d'euros pour les relations clients, valorisées par la méthode des surprofits. La durée d'utilité de ces relations clients a été appréciée pour chaque business unit, conduisant à une durée d'amortissement moyenne d'environ 10 ans,
  - > 97 millions d'euros pour la technologie évaluée par la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires. La durée d'utilité de cette technologie a été déterminée pour chaque business unit, conduisant à une durée d'amortissement moyenne d'environ 15 ans.
- Immobilisations corporelles pour 176 millions d'euros, principalement sur les sites de Belfort en France et de Sanand en Inde :
  - > 94 millions d'euros pour les terrains et constructions valorisés sur la base des prix de marché,
  - > 82 millions d'euros pour les autres installations, matériels et autres immobilisations évalués selon la méthode du coût de remplacement.
- Impôts différés passifs nets pour 160 millions d'euros : les impôts différés comptabilisés correspondent principalement aux effets d'impôts associés aux ajustements de juste valeur opérés dans le cadre du bilan d'ouverture (566 millions d'euros avant impôts).

Le goodwill provisoire déterminé s'élève à 513 millions d'euros et correspond à l'estimation des avantages économiques futurs attendus suite à cette acquisition, notamment :

- aux relations clients préexistantes et futures d'Arabelle Solutions avec le groupe EDF ;
- aux relations clients externes futures ;
- au potentiel technologique futur des activités acquises ;
- au capital humain d'Arabelle Solutions.

Le calcul du goodwill provisoire se détaille comme suit :

(en millions d'euros)	
Actifs nets acquis	391
Prix d'acquisition provisoire	904
<b>GOODWILL PROVISOIRE</b>	<b>513</b>

### 3.1.3 Perte de contrôle de Sizewell C (Holding) Limited

Sizewell C est le projet de construction d'une centrale nucléaire dans le Suffolk (Angleterre) comprenant deux réacteurs EPR d'une capacité totale de 3,3 GW. Ce projet repose sur une stratégie de réplique d'Hinkley Point C.

Le projet Sizewell C a été désigné en novembre 2022 comme éligible au modèle de financement de Base d'Actifs régulés (RAB). Cependant la décision de construire la centrale reste soumise à la décision finale d'investissement (FID - *Final Investment Decision*).

Depuis le 29 novembre 2022, le gouvernement britannique (His Majesty's Government, HMG) est actionnaire du projet. L'engagement d'EDF de financer le projet jusqu'à la FID est soumis à un plafond qui a été atteint fin 2023, en conséquence l'État britannique finance seul le projet depuis cette date.

À fin décembre 2024, l'État britannique détient 83,77 % du projet (50,56 % à fin décembre 2023) et EDF les 16,23 % restants (49,44 % à fin décembre 2023).

Au 31 décembre 2024, EDF a perdu le contrôle de Sizewell C compte tenu notamment des éléments suivants :

- la diminution progressive du pourcentage de détention a conduit à la perte des droits d'EDF dans la gouvernance de Sizewell C. Le pourcentage atteint un niveau proche de l'objectif de participation du Groupe visé à la date de décision finale d'investissement ;
- la sécurisation par l'État britannique du financement du projet jusqu'à mi-2026 qui démontre la volonté de HMG de soutenir le développement du projet ;
- la mise en place de l'équipe dirigeante de Sizewell C, indépendante d'EDF et ayant les compétences requises pour prendre les décisions et mener le projet de construction.

À compter du 31 décembre 2024, la société Sizewell C (Holding) Ltd est mise en équivalence du fait de l'influence notable désormais exercée par le Groupe sur cette entité (voir note 1.3.4.10).

Le bilan de sortie du périmètre de consolidation de Sizewell C (Holding) Ltd détaillé ci-dessous :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024
Goodwill	10.1	1 417
Immobilisations corporelles et autres actifs	10.3	3 686
<b>TOTAL ACTIF</b>		<b>5 103</b>
Capitaux propres	14	4 487
<i>Dont intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle</i>	14	4 486
Autres passifs		616
<b>TOTAL PASSIF</b>		<b>5 103</b>

La participation du Groupe dans la société Sizewell C (Holding) Ltd est mise en équivalence au 31 décembre 2024 pour une valeur de 652 millions d'euros (voir note 12).

L'impact de la sortie de périmètre de Sizewell C (Holding) Ltd sur le résultat d'exploitation est présenté en « Autres produits et charges d'exploitation » pour (63) millions d'euros (voir note 7). Elle a également conduit à une augmentation des engagements hors bilan reçus sur les ventes d'exploitation compte tenu de l'entrée en vigueur des contrats conclus au titre du projet pour un montant de 1 591 millions d'euros (voir note 22.2.1.1).

## 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 2024, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente concernent principalement les actifs de stockage gaz au sein d'Edison en Italie (Stoccaggio). Le 25 juillet 2024, Edison a signé un accord concernant la vente des actifs de stockage de gaz avec Snam SpA (cf. communiqué de presse d'Edison du 25 juillet 2024).

La cession des actifs de stockage d'EDF Energy au Royaume-Uni, classés en actifs et passifs détenus en vue de leur vente au 31 décembre 2023, a été réalisée en mars 2024, sans impact significatif sur le compte de résultat, ni sur l'endettement net du Groupe.

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

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
<b>ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE</b>	<b>589</b>	<b>596</b>
Immobilisations corporelles et incorporelles	417	440
Autres actifs courants <sup>(1)</sup>	172	156
<b>PASSIFS LIÉS AUX ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE</b>	<b>122</b>	<b>147</b>
Provisions et autres passifs non courants	100	137
Autres passifs courants <sup>(1)</sup>	22	10

(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 2024

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 ;
- « **Distribution** » (**D**) : gestion de réseaux publics de distribution d'électricité transport basse et moyenne tension. Cette activité regroupe les activités de distribution d'Enedis et d'Électricité de Strasbourg ainsi que les activités insulaires d'EDF ;
- « **Services** » (**S**) : services et fabrication d'équipements et de combustibles pour les réacteurs nucléaires ainsi que les activités de services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques...) aux entreprises et aux collectivités. Cette activité comprend les activités de Framatome, d'Arabelle Solutions et de Dalkia ;
- « **Autres activités** » (**A**) : cette activité comprend les autres services énergiques, les holdings et entités d'EDF Invest qualifiées d'actifs dédiés ainsi que les activités réalisées par EDF Trading.

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 31/12/2024	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2023	Activité
<b>France - Activités de production et commercialisation</b>				
Électricité de France - Société mère		100,00	100,00	P, D, A
Group Support Services (G2S)		100,00	100,00	A
Edvance		96,10	95,10	A
NUWARD		100,00	100,00	A
Cyclife		100,00	100,00	A
IZI Confort		100,00	100,00	A
Sowee <sup>(1)</sup>		-	100,00	A
IZI Solutions Durables (ex IZI Solutions)		100,00	100,00	A
IZI Solutions Renov <sup>(2)</sup>		-	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		100,00	100,00	A
Energy2Market (E2M)		100,00	100,00	A
EDF Solutions Solaires (ex EDF ENR)		100,00	100,00	A
Immo C47		51,00	51,00	A
Autres holdings (EDF Invest)		100,00	100,00	A
<b>France - Activités régulées</b>				
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
<b>Industrie et Services</b>				
Framatome	France	80,50	75,50	S
Arabelle Solutions <sup>(3)</sup>	France	100,00	n.a.	S
Arabelle Solutions SAS (ex Société C109)	France	100,00	n.a.	S
Arabelle Solutions Holding UK	Royaume-Uni	100,00	n.a.	S
<b>Royaume-Uni</b>				
EDF Energy Holdings Limited (EDF Energy)		100,00	100,00	P, A
EDF Energy UK Ltd.		100,00	100,00	A
<b>Italie</b>				
Edison SpA (Edison)		97,17	97,17	P, A
Transalpina di Energia SpA (TdE SpA)		100,00	100,00	A
<b>Autre international</b>				
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 Brasil Holding <sup>(4)</sup>	Brésil	100,00	n.a.	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) La société Sowee a été fusionnée dans EDF SA le 31 octobre 2024.

(2) La société IZI Solutions Renov a été fusionnée dans la société IZI Solutions Durables le 31 mai 2024.

(3) Arabelle Solutions correspond à l'acquisition des activités nucléaires de GE Steam Power le 31 mai 2024.

(4) Certaines filiales auparavant détenues par EDF Norte Fluminense (dont la Compagnie Énergétique de Sinop, société détenue à 51 % et mise en équivalence) sont désormais détenues par EDF Brasil Holding.

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2024	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2023	Activité
<b>EDF Renouvelables</b>				
EDF Renouvelables	France	100,00	100,00	P, A
<b>Dalkia</b>				
Dalkia	France	99,94	99,94	S
<b>Autres métiers</b>				
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	A
Wagram Insurance Company DAC	Irlande	100,00	100,00	A
EDF Investissements Groupe SA	Belgique	86,22	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 31/12/2024	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2023	Activité
<b>Autres métiers</b>				
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

### 3.3.3 Sociétés consolidées par mise en équivalence

France - Activités de production et commercialisation		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2024	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2023	Activité
Domofinance	France	45,00	45,00	A
CTE (EDF Invest) <sup>(1)</sup>	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
Thyssengas (EDF Invest)	Allemagne	-	50,00	A
Aéroports Côte d'Azur (EDF Invest)	France	19,40	19,40	A
Ecowest (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Fallago Rig (EDF Invest)	Royaume-Uni	20,00	20,00	P
Fenland Wind Farm (EDF Invest)	Royaume-Uni	20,00	20,00	P
Catalina Solar (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Switch (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
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
Clariane & Partenaires Immobilier 1 & 2 (EDF Invest)	France	24,50	24,50	A
Issy Shift (EDF Invest)	France	33,33	33,33	A
Holding d'Infrastructures Numériques	France	33,33	n.a.	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	50,00	A
Nordic Logistic (EDF Invest)	Suède	50,00	n.a.	A
Fjord1 (EDF Invest)	Norvège	40,05	n.a.	A
Parcolog Invest (EDF Invest)	France	50,00	n.a.	A
Encore + Bergère (EDF Invest)	France	49,00	n.a.	A
Optimus Tower Holding (EDF Invest)	Autriche	40,10	n.a.	A
<b>Autre international</b>				
Shandong Zhonghua Power Company, Ltd.	Chine	19,60	19,60	P
Datang Sanmenxia Power Generation Co, Ltd.	Chine	35,00	35,00	P
Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd. (TNPJVC)	Chine	30,00	30,00	P
Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.	Chine	49,00	49,00	P
Nam Theun 2 Power Company (NTPC) (EDF Invest)	Laos	40,00	40,00	P
Generadora Metropolitana (GM)	Chili	50,00	50,00	P
Nachtigal Hydro Power Company	Cameroun	40,00	40,00	P

(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 31/12/2024	Pourcentage de droits de votes détenu au 31/12/2024
Edison SpA	97,17	100,00
EDF Investissements Groupe SA	86,22	50,00

## Note 4 Informations sectorielles

### 4.1 Informations par secteur opérationnel

#### PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ».

Les données sectorielles s'entendent avant éliminations intersecteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

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

Les secteurs retenus par le Groupe sont les suivants :

- « **France - Activités de production et commercialisation** » qui regroupe les activités de production et commercialisation d'EDF SA. Ce segment intègre également des entités présentes sur des secteurs à l'aval (B2B et B2C, agrégation) ainsi que toutes les participations d'EDF Invest ;
- « **France - Activités régulées** » qui regroupe les activités de distribution d'Enedis et d'Électricité de Strasbourg ainsi que les activités insulaires d'EDF ;
- « **Industrie et Services** » qui désigne les entités des sous-groupes Framatome et Arabelle Solutions ;
- « **Royaume-Uni** » qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy ;
- « **Italie** » qui désigne les entités du sous-groupe 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.

Suite à l'acquisition par le Groupe d'Arabelle Solutions le 31 mai 2024 (voir note 3.1.2), le secteur intitulé « Framatome » a été renommé « Industrie et Services ». Ce secteur intègre ainsi les activités industrielles en lien avec la production d'équipements et la fourniture de services pour les activités nucléaires portées par les entités Framatome et Arabelle Solutions.

Aucun regroupement de secteurs n'a été effectué.

#### 4.1.1 Au 31 décembre 2024

(en millions d'euros)	France - Activités de production et commercialisation	France - Activités régulées	Industrie et Services <sup>(1)</sup>	Royaume-Uni	Italie	Autre international	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers <sup>(2)</sup>	Éliminations intersecteurs	Total
<b>Compte de résultat :</b>											
Chiffre d'affaires externe	47 991	20 037	2 525	17 477	15 197	4 280	1 534	5 323	4 326	-	118 690
Chiffre d'affaires intersecteurs	2 975	34	2 648	21	26	316	620	695	522	(7 857)	-
Chiffre d'affaires	50 966	20 071	5 173	17 498	15 223	4 596	2 154	6 018	4 848	(7 857)	118 690
Autres consommations externes et charges de personnel	(10 250)	(5 413)	(4 131)	(1 943)	(1 433)	(1 005)	(1 392)	(3 603)	(239)	1 695	(27 714)
Excédent brut d'exploitation	20 950	5 576	499	3 485	1 762	835	1 387	425	1 985	(381)	36 523
Résultat d'exploitation	11 698	1 823	92	1 283	531	557	506	45	2 149	(357)	18 327
<b>Bilan :</b>											
Goodwill	127	223	2 023	3 596	142	56	195	634	112	-	7 108
Immobilisations incorporelles et corporelles	67 128	74 265	3 917	25 829	5 699	2 542	13 368	2 644	554	-	195 946
Investissements corporels et incorporels	7 709	5 803	522	7 152	596	413	2 068	478	38	-	24 779
Total actif	214 091	76 443	7 296	18 781	4 577	20 345	14 852	5 429	3 391	-	365 205
Emprunts et dettes financières	91 049	7 280	928	8 115	1 417	23 031	13 515	2 157	1 150	(66 840)	81 802

(1) Le secteur Industrie et Services inclut les activités des sous-groupes Framatome et Arabelle Solutions. Concernant Arabelle Solutions, les flux sur le résultat du Groupe correspondent à 7 mois d'activité depuis son entrée dans le périmètre de consolidation au 31 mai 2024 (voir note 3.1.2).

(2) Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres métiers » inclut la marge de trading réalisée par EDF Trading pour 1 908 millions d'euros.

#### 4.1.2 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 <sup>(1)</sup>	Éliminations intersecteurs	Total
<b>Compte de résultat :</b>											
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
Autres consommations externes et charges de personnel	(9 589)	(5 181)	(3 259)	(1 767)	(1 416)	(967)	(1 292)	(3 595)	(365)	1 468	(25 963)
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
<b>Bilan :</b>											
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
Investissements corporels et incorporels	6 584	5 217	341	5 529	520	315	2 124	366	25	-	21 021
Total actif	164 285	76 381	7 280	46 240	10 067	6 917	18 942	6 197	28 503	-	364 812
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

(1) Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres métiers » inclut la marge de trading réalisée par EDF Trading pour 3 666 millions d'euros.

#### 4.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par zone géographique

(en millions d'euros)	2024	2023
France	70 346	81 153
Royaume-Uni	22 261	28 987
Italie	13 129	15 463
Belgique	3 659	4 589
Autres	9 295	9 523
dont Europe	5 462	6 042
dont Amériques	2 626	2 438
dont Asie	911	833
dont Afrique	282	204
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>118 690</b>	<b>139 715</b>



## Note 5 Excédent brut d'exploitation

(en millions d'euros)	Notes	2024	2023
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>5.1</b>	<b>118 690</b>	<b>139 715</b>
<b>Achats de combustible et d'énergie</b>	<b>5.2</b>	<b>(54 217)</b>	<b>(80 989)</b>
Services extérieurs		(19 754)	(17 281)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)		(4 958)	(4 550)
Production stockée et immobilisée		13 579	11 041
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes		335	297
<b>Autres consommations externes<sup>(1)</sup></b>		<b>(10 798)</b>	<b>(10 493)</b>
<b>Charges de personnel</b>	<b>5.3</b>	<b>(16 916)</b>	<b>(15 470)</b>
<b>Impôts et taxes</b>	<b>5.4</b>	<b>(4 142)</b>	<b>(4 064)</b>
<b>Autres produits et charges opérationnels</b>	<b>5.5</b>	<b>3 906</b>	<b>11 228</b>
<b>EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION</b>		<b>36 523</b>	<b>39 927</b>

(1) Retraitées des effets de change et périmètre, les autres consommations externes augmentent de 0,5 % par rapport à 2023.

Retraité des effets change et périmètre, l'EBE du Groupe connaît une variation organique de (3 354) millions d'euros, soit -8,4 %. Cette évolution s'explique principalement par une diminution sur les secteurs **France - Activités de production et commercialisation** ((3 727) millions d'euros), **Autres métiers** ((1 269) millions d'euros) et **Royaume-Uni** ((595) millions d'euros), a contrario, une croissance sur le secteur **France - Activités régulées** (1 869 millions d'euros) et **EDF Renouvelables** (456 millions d'euros).

L'EBE du secteur **France - Activités de production et commercialisation** connaît une baisse organique de (3 727) millions d'euros malgré une hausse de la production nucléaire (+41,3 TWh) et hydraulique (+11,8 TWh) dans un contexte de baisse des prix de marché.

La baisse de l'excédent brut d'exploitation du secteur **Autres métiers** pour (1 269) millions d'euros s'explique principalement par l'activité de Trading pour (1 621) millions, dans un contexte de recul de la volatilité et des prix de marché. L'EBE des activités gazières est en hausse de +341 millions d'euros, en raison principalement de la réalisation de marges plus importantes sur l'activité de stockage.

La baisse organique de l'EBE du secteur **Royaume-Uni** de (595) millions d'euros s'explique en particulier par une baisse des marges dans les segments des clients résidentiels et petites entreprises, ainsi que l'impact des baisses des prix de marché.

Concernant le secteur **France - Activités régulées**, la hausse organique de l'EBE de 1 869 millions d'euros s'explique principalement par un effet prix positif, en raison d'achats de pertes réseaux effectués à des prix de marché moins élevés qu'en 2023 et à l'effet favorable de la hausse du TURPE au 1<sup>er</sup> novembre 2024.

Arabelle Solutions, consolidé depuis le 31 mai 2024, génère un excédent brut d'exploitation de (120) millions d'euros au sein du secteur **Industries et Services**.

### 5.1 Chiffre d'affaires

#### PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Cela s'applique notamment à certaines activités de conception, de livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants conçus spécifiquement pour un client (en particulier ceux fabriqués par Framatome et Arabelle Solutions).

#### **ACTIVITÉ TRADING**

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

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

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

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

- d'électricité et de combustibles (principalement gaz) ;
- de permis d'émission de CO<sub>2</sub>, 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 contreprise) sont réalisées au travers de sa participation dans JERA Global Markets, codétenue par JERA.

#### **MÉCANISME DE CAPACITÉ**

Les opérations relatives aux mécanismes de capacité 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'arrêt, si la valeur de réalisation de ce stock de certificats de capacité est inférieure à sa valeur nette comptable, une dépréciation est enregistrée.

## 5.1.1 Évolutions réglementaires

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

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.

La loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 a autorisé le maintien des TRVE pour les sites dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, au bénéfice des consommateurs, qu'ils soient résidentiels, ou professionnels à condition, conformément à la directive 2019/944 concernant le marché intérieur de l'électricité, 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 (les tarifs bleus). Le seuil lié à la puissance a été supprimé à compter du 1<sup>er</sup> février 2025 en application de la loi 2024-330 du 11 avril 2024 et du décret 2025-49 du 15 janvier 2025. Ainsi, ces mêmes consommateurs pourront bénéficier des TRVE pour leurs sites ayant une puissance strictement supérieure à 36 kVA (les tarifs jaunes).

### 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	Évolution des tarifs bleus résidentiels en TTC et HT	Évolution des tarifs bleus non-résidentiels en TTC et HT	Date de la décision tarifaire	Date de mise en œuvre
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
15/01/2025	- 15 % TTC (-22,61 % HT)	- 15,06 % TTC (- 22,67 % HT)	28/01/2025	01/02/2025

Dans une délibération du 15 janvier 2025, la CRE a proposé une baisse moyenne HT de 22,61 % des tarifs bleus résidentiels et une baisse moyenne de 22,67 % des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1<sup>er</sup> février 2025. Cette proposition a été suivie par la décision tarifaire du 28 janvier 2025. Par ailleurs, un arrêté du 20 décembre 2024 a précisé les niveaux d'accise applicables à partir du 1<sup>er</sup> février 2025. Le cumul de ces évolutions a conduit à une baisse moyenne TTC de 15 % des tarifs bleus résidentiels et de 15,06 % des tarifs bleus non résidentiels.

Dans une délibération du 16 janvier 2025, la CRE a proposé les barèmes de prix des tarifs jaunes et verts applicables aux souscriptions pour des sites de puissance souscrite supérieure à 36 kVA. Ces barèmes sont construits, comme pour les sites de puissances inférieures, par application de la méthode de construction "par empilement" des coûts, dont les principes sont décrits aux articles L.337-6 et R.337-19 du Code de l'énergie.

### Dispositif amortisseur électricité

L'article 225 de la loi de finances 2023-1322 du 29 décembre 2023 a prolongé et modifié pour l'année 2024 le dispositif d'« amortisseur électricité » institué initialement par l'article 181 de la loi de finances du 30 décembre 2022 dans le but d'accompagner, en 2023, les entreprises et les collectivités locales non éligibles au bouclier tarifaire.

Les décrets 2023-1421 et 2023-1422 du 30 décembre 2023 précisent les modalités d'application de l'amortisseur électricité pour 2024 : les clients éligibles bénéficient d'une réduction de prix de 75 % (100 % pour les Très Petites Entreprises) sur les volumes consommés sur le mois considéré (dans la limite de 90 % de leur consommation historique), calculée par différence entre le prix moyen de la part variable hors taxes et hors TURPE de leur contrat sur l'année 2024 et le prix d'exercice fixé à 250 €/MWh (230 €/MWh pour les Très Petites Entreprises).

### 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<sup>er</sup> août 2021 pour une durée d'environ 4 ans.

Dans sa délibération n°2024-122 du 26 juin 2024, la CRE a proposé une hausse du niveau moyen du TURPE Distribution de + 4,81 % au 1<sup>er</sup> août 2024. Pour rappel, l'évolution était de + 6,51 % au 1<sup>er</sup> août 2023 et de + 2,26 % au 1<sup>er</sup> août 2022, la CRE ayant fixé la marge sur actif à 2,5 % et la rémunération additionnelle des capitaux propres régulés à 2,3 % dans sa délibération 2021-13 du 21 janvier 2021.

Dans sa délibération n°2024-121 du 26 juin 2024, la CRE a proposé une hausse du niveau moyen du TURPE Transport de + 4,99 % au 1<sup>er</sup> août 2024. Pour rappel, l'évolution était de + 6,69 % au 1<sup>er</sup> août 2023 et de -0,01 % au 1<sup>er</sup> août 2022, la CRE ayant fixé un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 4,6 % nominal avant impôt dans sa délibération 2021-12 du 21 janvier 2021.

Par une lettre du 29 août 2024, publiée au Journal Officiel de la République Française le 31 août 2024, le ministre délégué auprès du ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, chargé de l'industrie et de l'énergie, a demandé à la CRE une nouvelle délibération relative à l'évolution du TURPE, prenant mieux en compte les orientations de politique énergétique du gouvernement notamment en termes de stabilité tarifaire, compte tenu de la baisse attendue des TRVE au 1<sup>er</sup> février 2025. La CRE a publié le 10 septembre 2024 la délibération n°2024-158 dans laquelle elle considère que ses délibérations précédentes ne méconnaissent pas les orientations de politique énergétique et demande leur publication au Journal Officiel de la République Française par l'autorité administrative, en précisant que la date d'entrée en vigueur de ses nouvelles délibérations serait fixée au 1<sup>er</sup> novembre 2024, ce qui a été fait.

Dans sa délibération 2025-08 du 15 janvier 2025 la CRE a proposé une hausse exceptionnelle du niveau moyen du TURPE Distribution de + 7,7 % au 1<sup>er</sup> février 2025. Cette évolution vise à anticiper l'apurement du CRCP (Compte de Régularisation des Charges et Produits) d'Enedis constitué lors des premières années de TURPE 6. Cette anticipation a vocation à ne pas faire évoluer le niveau du TURPE 7 Distribution lors de son entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> août 2025.

De même pour le TURPE Transport, la CRE a proposé un mouvement exceptionnel de + 9,61 % au 1<sup>er</sup> février 2025 dans sa délibération 2025-09 du 15 janvier 2025.

Par ailleurs, les utilisateurs du réseau public de transport, dont Enedis, ont bénéficié d'un versement anticipé exceptionnel de RTE en février 2023 (restitution anticipée d'une partie du solde du compte de régularisation des charges et produits de RTE). Le Groupe avait à ce titre reconnu un avoir à recevoir de la part de RTE de 1 723 millions d'euros au 31 décembre 2022.

### **TURPE 7 Distribution et Transport**

La CRE a publié le 4 février 2025 sa délibération n°2025-40 portant projet de décision sur le TURPE 7 Distribution. La CRE y fixe un niveau de marge sur actif de 2,5 %, une rémunération complémentaire des capitaux propres de 2,9 % et une rémunération des emprunts financiers de 2,1 % pour la période TURPE 7. Compte tenu des charges à couvrir, la CRE indique que l'évolution exceptionnelle de 7,7 % au 1<sup>er</sup> février 2025 doit permettre de couvrir les charges prévisionnelles de la période tarifaire sans évolution au 1<sup>er</sup> août 2025 et avec des évolutions proches de l'inflation pour les 1<sup>ers</sup> août 2026, 2027 et 2028, sur la base des éléments connus à date. Dans l'hypothèse d'un transfert du FACÉ (Fonds d'Amortissements des Charges d'Électrification) des charges du TURPE au budget de l'État au 1<sup>er</sup> août 2025, le TURPE Distribution serait diminué de 1,92 %.

La CRE a publié le 4 février 2025 sa délibération n°2025-39 portant projet de décision sur le TURPE 7 Transport. La CRE y fixe un taux de rémunération de la Base d'Actifs Régulés de 5 % avant impôts. Elle retient en outre une prime de rémunération complémentaire spécifique de 0,5 % pour les actifs constitutifs de raccordement des parcs éoliens en mer du fait d'une complexité et de risques supérieurs au reste de l'activité de RTE. Compte tenu des charges à couvrir, la CRE indique que l'évolution exceptionnelle de 9,6 % au 1<sup>er</sup> février 2025 doit permettre de couvrir les charges prévisionnelles de la période tarifaire sans évolution au 1<sup>er</sup> août 2025 et avec des évolutions proches de l'inflation pour les 1<sup>ers</sup> août 2026, 2027 et 2028, sur la base des éléments connus à date.

### **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.

Aux fins de péréquation des charges de distribution d'électricité entre les gestionnaires de réseaux, 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 tout ou partie de ces charges résultant de l'hétérogénéité des conditions d'exploitation de ces réseaux et qui ne sont pas pris en compte dans le tarif. Deux mécanismes de péréquation sont prévus : l'un forfaitaire, l'autre établi par la CRE, si le gestionnaire de réseau en fait la demande à partir de l'analyse de ses comptes. Un décret et un arrêté ministériels définissent le mécanisme forfaitaire de calcul de cette péréquation. Au sein du groupe EDF, le FPE concerne Enedis, Électricité de Strasbourg et SEI.

Dans sa délibération n° 2024-97 du 13 juin 2024, 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 252 millions d'euros au titre de 2024.

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 Électricité 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).

### **Accès régulé à l'énergie nucléaire historique (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.

## Contentieux des 20 TWh supplémentaires d'électricité pour la période avril-décembre 2022

Aux termes d'un 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 supplémentaires d'électricité pour la période allant du 1<sup>er</sup> 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.

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.

## 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).

La délibération précise que les filiales contrôlées par EDF seront écrites intégralement (à l'exception des gestionnaires de réseau qui ne le sont pas, comme précisé dans l'arrêté du 28 avril 2011) 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, par sa délibération 2023-333, 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 dissuasive la pénalité associée aux demandes excédentaires 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. La CRE a, par ailleurs, procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur dans la limite du volume global de 100 TWh. Le taux d'attribution s'élève *in fine* après écrêtement 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).

Au cours de l'année 2024, 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), et une au titre de la transmission universelle de patrimoine de Soweé à EDF SA. Au cumul, ces interruptions ont représenté un ruban de 7,3 MW dont un ruban de 1,1 MW au titre des décisions CoRDIS.

Le décret 2024-556 publié le 18 juin 2024 a modifié la partie réglementaire du Code de l'énergie pour la mettre en cohérence avec les évolutions législatives introduites par la loi de finances 2024 concernant le complément de prix ARENH. Le montant du complément de prix CP1 collecté au titre des volumes d'ARENH livrés à compter de l'année 2023 ne sera plus réparti entre les fournisseurs alternatifs mais versé à EDF en déduction des charges de service public. Cette modification est sans impact dans le compte de résultat du Groupe.

La CRE a publié le 26 juin 2024 sa délibération 2024-125 portant décision sur les compléments de prix ARENH qui s'élèvent à 555,1 millions d'euros au titre du CP1 et 0,5 million d'euros au titre du CP2.

Enfin, concernant le guichet de novembre 2024, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF et gestionnaires de réseau) pour livraison 2025 s'est élevée à 135,04 TWh. La CRE a ajusté certaines demandes à la baisse pour 4 fournisseurs, pour un total de - 0,11 TWh ce qui fixe le niveau de demande validé par la CRE à 134,93 TWh. La CRE a, par ailleurs, procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur dans la limite du volume global de 100 TWh. Le taux d'attribution s'élève *in fine* après écrêtement à 74,12 %. 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 (22,7 TWh).

Un arrêté du 29 novembre 2024 a été publié au Journal Officiel de la République Française le 5 décembre modifiant l'accord cadre ARENH. Il rétablit notamment des éléments des annexes de l'arrêté précédent.

## Cadre de marché post ARENH

Afin d'assurer une protection complémentaire aux clients en cas de prix élevés, le nouveau cadre, tel qu'il est désormais défini par l'article 17 de la loi de finances pour 2025, prévoit également le versement par EDF d'une contribution correspondant à une quote-part des revenus énergie annuels nets des centrales nucléaires historiques imputables à l'utilisation du combustible nucléaire, lorsque ceux-ci viendraient à excéder un certain niveau. Plus précisément, le dispositif est articulé autour de deux seuils à partir desquels s'opèrent les contributions sur les revenus du parc nucléaire : un seuil de taxation et un seuil d'écrêtement, donnant lieu respectivement à deux taux de contribution de 50 % et 90 %. Ces seuils seront fixés par arrêtés ministériels tous les trois ans, à partir des coûts complets de production d'électricité du parc historique évalués par la CRE, majorés d'un montant compris entre 5 €/MWh et 25 €/MWh pour le seuil de taxation et, entre 35 €/MWh et 55 €/MWh pour le seuil d'écrêtement. EDF restera vigilante au respect du niveau des seuils conformément à l'accord de novembre 2023, à savoir 78 €<sub>2022</sub>/MWh et de 110 €<sub>2022</sub>/MWh.

## Mécanisme de capacité

Des mécanismes de capacité ont été mis en place en France, au Royaume-Uni, en Belgique 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 depuis le 1<sup>er</sup> 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.

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).

Une mise à jour des règles du mécanisme intervenue en octobre 2023 fournit des cadres pour la résiliation anticipée de contrats d'obligation d'achat et pour la restriction de la participation, à partir de 2025, des capacités utilisant des combustibles fossiles.

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 d'un nouveau mécanisme de capacité à partir de novembre 2026. Ainsi, l'année de livraison 2026 du mécanisme actuel a été « réduite », et s'étendra du 1<sup>er</sup> janvier au 31 mars 2026.

Le futur mécanisme de capacité fait l'objet d'une concertation et aurait pour caractéristique principale de centraliser l'achat de la sécurité d'approvisionnement, sous la forme d'acquisition d'engagements de disponibilité, par un acteur unique qui serait RTE. Cette centralisation, accompagnée d'une réduction du nombre d'enchères, devrait permettre une meilleure lisibilité des fondamentaux de ce marché par l'ensemble des acteurs. Ce changement de mécanisme nécessite l'approbation du Parlement français et de la Commission européenne (au titre des aides d'État).

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

Année de livraison	2023	2024	2025
Prix (€/kW)	45,6	27,1	14,7

Pour l'année de livraison 2026, quatre sessions de marché se sont tenues avec les résultats suivants : 15,5 €/kW en avril, 6,1 €/kW en septembre, 3,5 €/kW en octobre et 2,5 €/kW en décembre.

**Dispositif britannique** : le mécanisme, instauré en 2014, repose sur un système d'enchères organisé par le gestionnaire du système électrique « National Grid ESO » 4 ans avant l'année de livraison. Les fournisseurs de capacité, qui ont été retenus aux enchères sont rémunérés l'année de livraison (qui couvre la période du 1<sup>er</sup> octobre au 30 septembre) 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.

Le gouvernement étudie actuellement les options de réforme du marché de la capacité afin de renforcer la sécurité d'approvisionnement en électricité et de soutenir son engagement à fournir un système électrique décarboné d'ici 2035. L'éventuelle évolution 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 au titre des accords existants.

**Dispositif italien** : le mécanisme de capacité, mis en place en 2019, 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 ont l'obligation de mettre à disposition leurs capacités sur les marchés et 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.

Si le prix de vente sur les marchés est supérieur au prix cible défini par l'autorité de régulation pour l'énergie (ARERA), la différence positive doit être reversée par l'opérateur à Terna.

Pour 2024, 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 reversements à Terna ou en cas d'indisponibilité de l'installation.

## 5.1.2 Composition du chiffre d'affaires

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

(en millions d'euros)	2024	2023
Production - Commercialisation	87 086	108 015
Distribution	18 978	18 046
Services	8 289	7 743
Autres activités	4 337	5 911
<i>dont Trading</i>	1 908	3 666
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>118 690</b>	<b>139 715</b>

Retraité des effets de change et périmètre, le chiffre d'affaires de 2024 est en baisse de -15,7 % soit (21,9) milliards d'euros. Cette évolution concerne principalement les secteurs France - Activités de production et commercialisation ((12,3) milliards d'euros, soit -20,4 %), Royaume-Uni ((4,2) milliards d'euros, -19,8 %), Autres métiers ((2,6) milliards d'euros, soit -37,7 %) et Italie ((2,5) milliards d'euros, soit -14,3 %).

En 2024, le chiffre d'affaires lié aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz représente 3 855 millions d'euros (5 330 millions d'euros en 2023). 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 2024 comme en 2023, les principaux secteurs opérationnels vendeurs nets en euros sur les marchés sont **Autres métiers** (gaz), l'**Italie** (électricité) et **Dalkia** (électricité).

### Production et commercialisation

Le chiffre d'affaires du secteur **France - Activités de production et commercialisation** est en baisse organique de (12,3) milliards d'euros. Cette diminution s'explique principalement par la baisse des prix pour les clients en offre de marché atténuée par la hausse de la production nucléaire (+41,3 TWh) et hydraulique (+11,8 TWh).

Au **Royaume-Uni**, le chiffre d'affaires est en baisse organique de (4,2) milliards d'euros, du fait principalement de l'impact de la baisse des prix de l'énergie sur les tarifs de vente aux clients et ce, malgré une production nucléaire stable par rapport à 2023.

La diminution organique du chiffre d'affaires de l'**Italie** atteint (2,5) milliards d'euros et s'explique essentiellement par une baisse des prix sur le gaz.

### Distribution

Cette hausse est portée par l'augmentation du chiffre d'affaires d'Enedis (secteur **France - Activités régulées**) de 746 millions d'euros, en lien principalement avec l'indexation du TURPE 6 (+4,81 % HT au 1<sup>er</sup> novembre 2024).

Les prestations d'acheminement, incluses dans la ligne « Distribution », sont relatives aux gestionnaires de réseau de distribution Enedis, Électricité de Strasbourg et EDF SA pour les zones non interconnectées. En revanche, celles relatives à EDF Energy et Edison apparaissent au sein de la ligne « Production - Commercialisation » 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 également incluses dans le poste « charges de transport et d'acheminement » en note 5.2.

### Services

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** s'élève à 5 323 millions d'euros, en baisse organique de (379) millions d'euros (-6,6 %) par rapport à 2023. Cette évolution est principalement liée à la baisse du prix du moyen du gaz ainsi qu'aux ventes ponctuelles d'actifs de production en 2023 sans équivalent en 2024.

Le chiffre d'affaires de **Framatome** s'élève à 2 270 millions d'euros, en hausse organique de 140 millions d'euros (+7 %) par rapport à 2023 du fait d'une accélération des livraisons de combustible aux USA et en Europe.

Le chiffre d'affaires de **Arabelle Solutions** s'élève à 255 millions d'euros pour les 7 mois depuis son entrée dans le périmètre du groupe EDF depuis le 31 mai 2024.

### Autres activités

La diminution organique du chiffre d'affaires du segment **Autres métiers** de (2 618) millions d'euros provient de la baisse de la marge de *trading* à hauteur de (1 758) millions d'euros en raison du recul de la volatilité et des prix de marché des énergies et, des activités gazières pour (851) millions d'euros dans un contexte de baisse des prix de marché de gros du gaz.

## 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)	2024	2023
Achats consommés de combustible – production d'énergie <sup>(1)</sup>	(17 598)	(21 497)
Achats d'énergie <sup>(1)</sup>	(27 823)	(51 600)
Charges de transport et d'acheminement	(9 602)	(8 509)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	218	(257)
(Dotations)/reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	588	874
<b>ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE</b>	<b>(54 217)</b>	<b>(80 989)</b>

(1) Incluent en 2024, en lien avec les opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz, 126 millions d'euros dans les achats consommés de combustibles et 6 636 millions d'euros dans les achats d'énergie (respectivement 1 867 et 26 792 millions d'euros en 2023). En 2024, les principaux secteurs opérationnels acheteurs nets en euros sur les marchés sont la France - Activités de production et commercialisation (gaz et électricité), le Royaume-Uni (gaz et électricité), Autre international (Luminus - gaz et électricité) et Dalkia (gaz). En 2023, il s'agissait des mêmes secteurs.

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire, gaz, et matières fossiles, et en proportion peu significative charbon et fioul), les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire ainsi que les coûts relatifs aux mécanismes environnementaux (principalement droits d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable).

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

Retraités des effets de change et périmètre, les achats de combustible et d'énergie diminuent de 27,1 milliards d'euros par rapport à 2023, principalement sur les secteurs **France - Activités de production et de commercialisation** pour 17,2 milliards d'euros (essentiellement des achats d'électricité), **Royaume-Uni** pour 3,6 milliards d'euros (essentiellement des achats de gaz et d'électricité) et **Italie** pour 2,4 milliards d'euros (principalement des achats de gaz). En France, la diminution des achats d'électricité s'explique principalement par la baisse des prix de marché, et dans une moindre mesure par un effet volume lié à une meilleure disponibilité du parc de production.

## 5.3 Charges de personnel

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2024	2023
Rémunérations	(11 140)	(10 428)
Charges de sécurité sociale	(2 606)	(2 247)
Intéressement et participation	(500)	(386)
Autres contributions liées au personnel	(389)	(365)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(263)	(222)
<b>Avantages à court terme</b>	<b>(14 898)</b>	<b>(13 648)</b>
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(1 335)	(1 258)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(506)	(423)
<b>Avantages postérieurs à l'emploi</b>	<b>(1 841)</b>	<b>(1 681)</b>
Autres avantages à long terme	(154)	(120)
Indemnités de fin de contrat	(23)	(21)
<b>Autres charges de personnel</b>	<b>(177)</b>	<b>(141)</b>
<b>CHARGES DE PERSONNEL</b>	<b>(16 916)</b>	<b>(15 470)</b>

Retraitées des effets de change et périmètre, les charges de personnel sont en augmentation de +7,6 % par rapport à 2023. L'augmentation des rémunérations est notamment liée aux effets de mesures salariales mises en place dans les différentes entités du Groupe en lien avec le contexte inflationniste et la hausse des effectifs moyens par rapport à 2023 (+5,8 %).

Les effectifs moyens sont les suivants :

(en équivalent temps plein)	2024	2023
Statut IEG	98 549	96 093
Autres	83 301	75 769
<b>EFFECTIFS MOYENS</b>	<b>181 850</b>	<b>171 862</b>



## 5.4 Impôts et taxes

Les différentes composantes des impôts et taxes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2024	2023
Impôts et taxes sur rémunérations	(375)	(347)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 589)	(1 556)
Autres impôts et taxes	(2 178)	(2 161)
<b>IMPÔTS ET TAXES</b>	<b>(4 142)</b>	<b>(4 064)</b>

Retraités des effets de change et périmètre, les impôts et taxes augmentent de (68) millions d'euros, soit +1,7 % principalement sur le secteur **France - Activités de production et commercialisation** pour (141) millions d'euros (hausse des taxes locales), et le secteur **Royaume-Uni** pour (91) millions d'euros dus à la taxe sur les revenus de la réglementation *Electricity Generator Levy* qui atteint (491) millions d'euros en 2024 contre (400) millions d'euros en 2023. Ces augmentations sont compensées par une baisse des impôts et taxes sur le secteur **Autre international** pour 172 millions d'euros suite à l'absence de prorogation de la CRI en 2024 en **Belgique** ((146) millions d'euros en 2023 comptabilisée en « Autres impôts et taxes »).

### 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<sup>er</sup> décembre 2022 au 30 juin 2023 avec un seuil de reversement de 180 €/MWh, certains 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 et au Royaume-Uni, la mesure n'ayant pas été reconduite en 2024 en Belgique.

En **France**, le dispositif a été prorogé pour la période comprise entre le 1<sup>er</sup> janvier 2024 et le 31 décembre 2024 par l'article 80 de la loi de finances pour 2024 avec des amendements sur les seuils de déclenchement et les modalités de calcul. Ce dispositif, prévoit désormais une taxation à hauteur de 50 % (contre 90 % sur les périodes précédentes) des revenus, avec le maintien de la possibilité de reporter en avant une quote-part des déficits éventuellement dégagés au titre d'une période sur les périodes ultérieures.

Par conséquent, au sein du groupe EDF en **France**, sont concernées par la CRI, EDF SA (aucune taxation au titre de 2024 en raison du report des déficits des périodes précédentes) ainsi que les entités françaises de Dalkia (0,1 million en 2024 et 9 millions d'euros en 2023) et EDF Renouvelables (9 millions d'euros 2024 et 12 millions d'euros en 2023) au titre de la production d'énergie renouvelable ou à partir de cogénération.

Le **Royaume-Uni** a mis en place depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2023 une taxation à hauteur de 45 % des revenus de la production d'électricité excédant 75€/MWh (*Electricity Generator Levy*). Depuis le 1<sup>er</sup> avril 2024, ce seuil a été réévalué à 77,95€/MWh. 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 491 millions d'euros en 2024 pour EDF Energy (400 millions d'euros en 2023).

## 5.5 Autres produits et charges opérationnels

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

(en millions d'euros)	Notes	2024	2023
Subventions d'exploitation (dont CSPE)	5.5.1	7 127	14 493
Résultat de déconsolidation	5.5.2	470	55
Résultat de cession d'immobilisations	5.5.2	(201)	(228)
Dépréciations/reprises nettes aux provisions sur actifs courants	5.5.3	(164)	(702)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation <sup>(1)</sup>		(492)	(77)
Autres produits et charges	5.5.4	(2 834)	(2 313)
<b>AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS</b>		<b>3 906</b>	<b>11 228</b>

(1) Voir notes 15.1.1.1, 17.1 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 2024 qui se traduit dans les comptes par un produit de 6 861 millions d'euros en 2024 (14 126 millions d'euros en 2023) et qui se détaille comme suit :

- un produit de 3 018 millions d'euros (contre une charge de 2 193 millions d'euros au 31 décembre 2023) au titre de la compensation relative aux obligations d'achat. En effet, au cours de l'année 2023, les charges de service public à couvrir au titre des obligations d'achat ont été négatives du fait du niveau très élevé des prix de marché qui étaient devenus supérieurs au prix de soutien garanti par l'État ;
- un produit destiné à couvrir les pertes de recettes liées aux dispositifs d'aide aux clients finals pour 1 562 millions d'euros (contre 13 992 millions d'euros en 2023). Le dispositif du bouclier tarifaire électricité, qui a pris fin le 31 janvier 2024, est compensé à hauteur de 1 730 millions d'euros, minoré par une charge à payer au titre de l'amortisseur d'électricité à hauteur de (168) millions d'euros. Le dispositif du bouclier tarifaire gaz ayant pris fin en juillet 2023, aucune subvention n'a été comptabilisée concernant ce dernier au 31 décembre 2024 ;
- un produit de 2 281 millions d'euros au titre des zones non interconnectées et de solidarités.

La contrepartie du produit de CSPE au 31 décembre 2024 est comptabilisée en autres débiteurs (voir note 13.4).

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

##### Mécanisme

Le mécanisme de compensation des charges de service public de l'énergie est issu d'une réforme établie par la Loi de Finances rectificative 2015. Les charges de service public de l'énergie sont depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2021 compensées d'une part via le budget général de l'État et d'autre part, depuis la loi de finances initiale 2024, par les compléments de prix ARENH.

Ainsi, la loi de finances initiale pour 2024 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2024 un programme budgétaire (P 345) « service public de l'énergie » doté d'un montant de 4,9 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 à la protection du pouvoir d'achat des consommateurs pour l'électricité (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 (Énergies Renouvelables) cogénération essentiellement ainsi que les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones Non Interconnectées. Les crédits budgétaires ont fait l'objet, en février 2024, d'un rabot de 0,2 milliard d'euros pour s'établir à 4,7 milliards d'euros.

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 collectée par les fournisseurs d'électricité directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité ou directement perçue 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 conservation de mesures de protection du pouvoir d'achat pour l'électricité a eu pour effet d'appliquer un taux de 21 €/MWh pour les particuliers éligibles au taux plein à compter du 1<sup>er</sup> février 2024.

Conformément au décret n°2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de service public de l'énergie et aux dispositions de la loi de finances 2024, la CRE a publié en 2024, deux délibérations. La première n°2024-139 du 11 juillet 2024 constatant, pour EDF, la prévision des charges de service public au titre de 2025, la re-prévision des charges au titre de 2024, ainsi que l'évaluation des charges constatées au titre de 2023. La seconde n°2024-216 du 5 décembre 2024 relative à la réévaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2024 et en 2025 pour le bouclier tarifaire et les amortisseurs.

### 5.5.2 Résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent en 2024 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 505 millions d'euros (48 millions d'euros en 2023).

Concernant la société Sizewell C (Holding) Ltd, l'impact de la sortie de périmètre est présenté en « Autres produits et charges d'exploitation » pour (63) millions d'euros (voir notes 3.1.3 et 7).

### 5.5.3 Dépréciations et reprises nettes des actifs courants

Les dépréciations et reprises nettes des actifs courants intègrent principalement en 2024 des dépréciations de créances clients au Royaume-Uni et en France. En 2023, une dépréciation du stock de charbon de la centrale de Cordemais avait été comptabilisée pour 230 millions d'euros.

### 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 rémunération 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 mécanisme vient compléter celui des obligations d'achat en France. Il 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. À l'inverse, lorsque le produit de la vente est supérieur à cette rémunération de référence, le producteur doit reverser la différence perçue sous forme de prime négative. Dans certains cas, un plafonnement de la prime négative s'appliquait. L'article 230 de la loi de finances 2023 a supprimé rétroactivement ce plafonnement à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2022.

Dans sa décision n° 2024-1119/1125 QPC du 24 janvier 2025, le Conseil constitutionnel a censuré le déplaçonnement des avoirs des contrats de complément de rémunération bénéficiant aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables, mais a différé l'effet de cette censure au 31 décembre 2025 au plus tard.

Ce potentiel remboursement serait compensé via le mécanisme CSPE.

Les autres produits et charges comprennent également, les charges et les produits liés à la fermeture de la centrale de Fessenheim, composés au 31 décembre 2024 :

- des charges à hauteur de 72 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main d'œuvre du site pour 21 millions d'euros, les achats de biens et de prestations de services pour 45 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales pour 6 millions d'euros) ;
- de l'indemnisation prévue par le protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 36 millions d'euros enregistrée en subvention d'exploitation, selon les modalités de reconnaissance au compte de résultat explicitées ci-dessous.

### 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 (hors démantèlement) suivant la fermeture de la centrale. Un montant de 370 millions d'euros a été reçu le 14 décembre 2020 (voir note 13.6) ;

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.

À 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) puis en « Réacteur Sans Combustible » (RSC) jusqu'à la prise d'effet du décret de démantèlement attendue 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 puis, depuis 2018, quadriennale.

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'arrêt sont comptabilisées en stocks. Les stocks de CEE ainsi constitués peuvent 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'arrêt. 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<sup>e</sup> période des CEE (2022-2025) a débuté le 1<sup>er</sup> 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 de 15 €/MWhc initialement 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<sup>e</sup> période à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2023, soit dix mois seulement après le début de la 5<sup>e</sup> 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.

## 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)	2024	2023
<b>VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DÉRIVÉS ÉNERGIE ET MATIÈRES PREMIÈRES HORS ACTIVITÉS DE TRADING</b>	<b>443</b>	<b>363</b>

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading s'élèvent à 443 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 363 millions d'euros au 31 décembre 2023.

## Note 7 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à (4 834) millions d'euros au 31 décembre 2024. Ils comprennent principalement :

- des dotations complémentaires liées aux provisions pour gestion des combustibles usés en France pour (3 301) millions d'euros (voir note 15.1) ;
- une dotation complémentaire de (775) millions d'euros au titre de la provision Cigéo en France (voir note 15.1) ;
- une dotation complémentaire de (587) millions d'euros dans le cadre de l'accord environnemental avec ENI (voir note 21.3) ;
- les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (143) millions d'euros (surcoûts anormaux au sens d'IAS 16 paragraphe 22 et ne pouvant être inclus dans le coût des immobilisations en cours) ;
- l'impact de la perte de contrôle de Sizewell C (Holding) Ltd. pour (63) millions (voir note 3.1.3).

En 2023, les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à (2 944) millions d'euros. Ils comprenaient principalement :

- une dotation complémentaire exceptionnelle aux provisions pour gestion des combustibles usés 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) ;
- 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 ;
- 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 ;
- le coût des services passés résultant de la modification du régime dans le cadre de la réforme des retraites en France pour (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.

## 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)	2024	2023
Charges d'intérêts sur opérations de financement <sup>(1)</sup>	(3 984)	(3 924)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	(23)	17
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	(14)	(34)
Résultat net de change sur endettement	(73)	111
<b>COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT</b>	<b>(4 094)</b>	<b>(3 830)</b>

(1) Comprennent en 2024 les intérêts relatifs à la dette liée à l'obligation locative pour (131) millions d'euros ((100) millions d'euros en 2023).

Les charges d'intérêts sur opérations de financement sont stables, l'effet de la réduction de la dette brute étant compensée par une légère hausse des taux moyens constatés sur l'année.

### 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 cette charge est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	2024	2023
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme <sup>(1)</sup>	(1 227)	(1 337)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs <sup>(2)</sup>	(1 848)	(2 603)
Autres provisions et avances	(115)	(48)
<b>EFFET DE L'ACTUALISATION</b>	<b>(3 190)</b>	<b>(3 988)</b>

(1) Voir note 16.1.2.

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

La diminution de la charge d'actualisation des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi en 2024 s'explique par la baisse du taux d'actualisation réel applicable au 1<sup>er</sup> janvier 2024 (en France : 3,4 % au 1<sup>er</sup> janvier 2024 contre 3,9 % au 1<sup>er</sup> janvier 2023).

La baisse des charges d'actualisation sur les provisions nucléaires en 2024 résulte principalement d'un effet taux à hauteur de 487 millions d'euros, en lien avec la hausse du taux réel de 0,1 % en France en 2024 (2,6 % en 2024 et 2,5 % en 2023, voir note 15.1), ainsi que de l'impact de la mise aux conditions économiques réalisée en décembre 2023 pour prendre en compte la forte hausse du taux d'inflation sans équivalent en 2024, pour 396 millions d'euros.

### 8.3 Autres produits et charges financiers

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

(en millions d'euros)	2024	2023
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	351	293
Produits/(charges) sur autres actifs financiers (dont prêts et créances)	148	374
Produits/(charges) sur titres de dettes et de capitaux propres	978	760
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	3 280	2 058
Autres charges financières	(327)	(403)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	(61)	(143)
Produits sur les actifs de couverture	668	708
Intérêts d'emprunts capitalisés	1 315	822
<b>AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS</b>	<b>6 352</b>	<b>4 469</b>

Les « produits / (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres » incluent principalement sur l'année 2024 :

- des dividendes et des produits d'intérêts sur titres de dettes pour un montant de 1 216 millions d'euros (877 millions d'euros en 2023) ;
- des plus ou moins-values nettes de cessions réalisées sur les titres de dettes en juste valeur par OCI recyclable pour un montant de (237) millions d'euros (dont (156) millions d'euros sur les actifs dédiés) contre (118) millions en 2023 (dont (101) millions d'euros sur les actifs dédiés).

Les autres produits et charges financiers incluent sur l'année 2024 des variations de juste valeur liées aux instruments financiers pour 3 280 millions d'euros (2 058 millions d'euros en 2023) dans un contexte de marchés qui restent volatils. Cette variation concerne la juste valeur des actifs dédiés à hauteur de 2 998 millions d'euros (2 220 millions d'euros en 2023).

## 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 de 15 % (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 (soit, 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 seront 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.

En 2024, le Groupe a finalisé ses travaux d'évaluation du dispositif Pilier 2 et a conclu à l'absence d'impact significatif du dispositif (inférieur à 5 millions d'euros) dans les comptes consolidés.

## 9.1 Ventilation de la charge d'impôt

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

(en millions d'euros)	2024	2023
Impôts courants	(2 918)	(3 887)
Impôts différés	(1 969)	1 417
<b>TOTAL</b>	<b>(4 887)</b>	<b>(2 470)</b>

En 2024, la charge d'impôt courant provient des sociétés en France pour (1 851) millions d'euros et des filiales étrangères pour (1 067) millions d'euros (respectivement (2 167) millions d'euros et (1 720) millions d'euros en 2023).

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

(en millions d'euros)	2024	2023
<b>Résultat des sociétés intégrées avant impôt</b>	<b>17 395</b>	<b>9 825</b>
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	25,82 %	25,82 %
<b>Charge théorique d'impôt</b>	<b>(4 491)</b>	<b>(2 537)</b>
Différences de taux d'imposition <sup>(1)</sup>	(1)	(61)
Différences permanentes <sup>(2)</sup>	(374)	(1 188)
Impôts sans base <sup>(3)</sup>	157	253
Actifs d'impôts différés non reconnus <sup>(4)</sup>	(178)	1 062
Autres	-	1
<b>CHARGE RÉELLE D'IMPÔT</b>	<b>(4 887)</b>	<b>(2 470)</b>
<b>TAUX EFFECTIF D'IMPÔT</b>	<b>28,09 %</b>	<b>25,13 %</b>

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (4 887) millions d'euros au 31 décembre 2024, correspondant à un taux effectif d'impôt de 28,09 % (contre une charge de 2 470 millions d'euros en 2023, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,13 %).

La variation de (2 417) millions d'euros par rapport à 2023 est essentiellement liée à l'augmentation de 7 570 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, générant une charge d'impôt théorique supplémentaire de (1 955) millions d'euros.

La variation de la charge d'impôt de 2024 est également affectée par la dépréciation d'impôts différés actifs aux États-Unis, alors que le Groupe avait, à l'inverse, reconnu en 2023 un actif d'impôt différé au titre de l'intégralité 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 %). L'exercice 2023 avait de plus été marqué par l'effet défavorable de pertes de valeur au Royaume-Uni, dont une quote-part significative était fiscalement non déductible, sans équivalent en 2024.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les pertes de valeur, certaines provisions nucléaires 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 26,48 % au 31 décembre 2024 contre un taux de 20,6 % au 31 décembre 2023.

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

- pour 2024 :
  - > <sup>(2)</sup> Les impacts défavorables au Royaume-Uni des pertes de valeur fiscalement non déductibles pour (122) millions d'euros, de la perte du contrôle de la société Sizewell C (Holding) Limited, pour (63) millions d'euros et de la taxe *Electricity Generator Levy* pour (123) millions d'euros. Cette taxe de 45 % s'applique aux recettes exceptionnelles des producteurs d'électricité,
  - > <sup>(3)</sup> L'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée, pour 150 millions d'euros,
  - > <sup>(4)</sup> Les impacts défavorables des dépréciations d'actifs d'impôts différés aux États-Unis, pour 183 millions d'euros en raison des contextes politique et économique affectant de manière négative les projets éoliens offshore notamment.
- pour 2023 :
  - > <sup>(1)</sup> 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,
  - > <sup>(2)</sup> 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.
  - > <sup>(3)</sup> L'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 164 millions d'euros,
  - > <sup>(4)</sup> 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.

### 9.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

(en millions d'euros)	2024	2023
Impôts différés actifs	7 403	8 696
Impôts différés passifs	(978)	(1 533)
<b>Impôts différés nets au 1<sup>er</sup> janvier</b>	<b>6 425</b>	<b>7 163</b>
Variation en résultat net	(1 969)	1 417
Variation en capitaux propres	(978)	(2 040)
Écarts de conversion	30	(28)
Mouvements de périmètre	(26)	(78)
Autres mouvements	1	(9)
<b>IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE</b>	<b>3 483</b>	<b>6 425</b>
<i>dont impôts différés actifs</i>	<i>4 553</i>	<i>7 403</i>
<i>dont impôts différés passifs</i>	<i>(1 070)</i>	<i>(978)</i>

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2024 est liée à hauteur de (12) millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi (+199 millions d'euros sur l'exercice 2023), à hauteur de (641) millions d'euros aux variations de juste valeur des couvertures (+2 216 millions d'euros sur l'exercice 2023), à hauteur de (150) millions d'euros à des effets change sur instruments dérivés ((66) millions d'euros sur l'exercice 2023) ainsi qu'à hauteur de (139) millions d'euros aux variations de juste valeur des titres obligataires (+247 millions d'euros sur l'exercice 2023).

### 9.4 Ventilation d'impôts différés par nature

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
<b>Impôts différés :</b>		
Immobilisations et droits d'utilisation	(5 721)	(5 114)
Provisions pour avantages du personnel	4 190	3 938
Autres provisions et pertes de valeur	269	216
Instruments financiers	(367)	509
Déficits reportables et crédits d'impôts restants à utiliser	6 765	7 915
Dette liée à l'obligation locative	774	838
Autres	453	544
<b>Impôts différés actifs et passifs</b>	<b>6 363</b>	<b>8 846</b>
Impôts différés actifs non reconnus	(2 880)	(2 421)
<b>IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS</b>	<b>3 483</b>	<b>6 425</b>

Au 31 décembre 2024, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 2 880 millions d'euros (2 421 millions d'euros au 31 décembre 2023) et se situent principalement en France, en Italie et aux États-Unis.

En France, la non-reconnaissance de cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 1 956 millions d'euros (1 709 millions d'euros au 31 décembre 2023) 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 de reconnaissance des impôts différés du Groupe au-delà d'un horizon de 10 ans.

En Italie, l'économie d'impôt potentielle à hauteur de 311 millions d'euros (308 millions d'euros en 2023) 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 de reconnaissance des impôts différés du Groupe au-delà d'un horizon de 10 ans (les impôts différés actifs sont intégralement reconnus pour ceux qui se retournent avant 10 ans et reconnus à hauteur des impôts différés passifs concomitants pour ceux qui se retournent au-delà).

Aux États-Unis, les impôts différés actifs non reconnus à hauteur de 491 millions d'euros (287 millions d'euros en 2023) sont principalement liés à des déficits dont l'expiration se situe entre 2029 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), et à des crédits d'impôt dont l'expiration se situe entre 2025 et 2042.

Les impôts différés actifs sur déficits reportables et crédits d'impôts activés sont de 6 151 millions d'euros (7 538 millions d'euros en 2023) et se situent principalement en France pour 4 824 millions d'euros (6 190 millions d'euros en 2023), aux États-Unis pour 231 millions d'euros (561 millions d'euros en 2023) et au Royaume-Uni pour 721 millions d'euros (475 millions d'euros en 2023).

En France, ils intègrent un impôt différé actif de 4 733 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 totalement consommé.

Selon les projections de résultats fiscaux futurs de l'intégration fiscale France, il est probable que l'impôt différé actif brut de 4 733 millions d'euros soit recouvré sur un horizon inférieur à 10 ans. Ces projections tiennent compte du budget 2025 du Groupe tel qu'approuvé par le Conseil d'administration et de la trajectoire financière interne au Groupe.

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.

De même, s'agissant des États-Unis, une quote-part des déficits et crédits d'impôt existants demeure activée 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	31/12/2024	31/12/2023
Goodwill	10.1	7 108	7 895
Autres actifs incorporels	10.2	12 567	11 300
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	10.3	108 100	100 587
dont actifs au titre du droit d'utilisation	10.4	4 302	4 173
Immobilisations en concessions des autres activités	10.5	6 616	6 544
<b>TOTAL DES ACTIFS IMMOBILISÉS HORS CONCESSIONS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE</b>		<b>134 391</b>	<b>126 326</b>

n.a. : non applicable

### 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 10.7.

Les variations des goodwill sont détaillées ci-dessous :

(en millions d'euros)	Note	31/12/2024	31/12/2023
Valeur nette comptable à l'ouverture		7 895	9 513
Acquisitions		594	43
Cessions		(1 417)	(24)
Pertes de valeur	10.7	(151)	(1 779)
Écarts de conversion		212	134
Autres mouvements		(25)	8
<b>VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE</b>		<b>7 108</b>	<b>7 895</b>
Valeur brute à la clôture		11 359	11 832
Cumul des pertes de valeur à la clôture		(4 251)	(3 937)

Au 31 décembre 2024, les goodwill portent principalement sur EDF Energy pour 3 596 millions d'euros ainsi que sur l'entité Framatome pour 1 511 millions d'euros.

La variation en valeur nette est essentiellement liée à :

- l'acquisition du sous-groupe Arabelle Solutions qui a conduit à la constatation d'un goodwill provisoire de 513 millions d'euros (voir note 3.1.2) ;
- la perte de contrôle de Sizewell C (Holding) Ltd pour (1 417) millions d'euros (voir note 3.1.3).

Sur l'exercice, une perte de valeur sur le goodwill au Royaume-Uni pour (108) millions d'euros a été constatée (voir note 10.7).

La variation des écarts de conversion pour 212 millions d'euros relève de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

## 10.2 Autres actifs incorporels

### PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

#### GÉNÉRALITÉS

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués :

- des logiciels amortis linéairement sur leur durée d'utilité, y compris les contrats SaaS (*Software as a Service*) qui, par exception, ne seraient pas considérés comme des contrats de prestations de services et comptabilisés en charges. Pour être enregistrés en immobilisations, les contrats SaaS doivent conférer un droit de contrôle à l'utilisateur, en plus d'un accès au logiciel pour une durée déterminée ;
- des frais de 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 entrant dans le champ d'application d'IFRIC 12 selon le « modèle incorporel » (voir note 10.5) ;
- de la technologie acquise liée aux activités de Framatome et d'Arabelle Solutions ;
- 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 (SEQUE) de gaz à effet de serre (GES) dans l'Union européenne. Le Royaume-Uni a mis en place un SEQUE au niveau national (UK ETS) qui s'applique depuis le 1<sup>er</sup> 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)	31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre <sup>(1)</sup>	Autres mouvements	31/12/2024
Logiciels	7 964	916	(192)	52	-	17	8 757
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	1 008	2 172	(2 196)	16	-	2	1 002
Autres immobilisations incorporelles	8 829	753	(37)	30	412	(212)	9 775
Immobilisations incorporelles en cours <sup>(2)</sup>	2 600	1 072	(41)	2	7	(37)	3 603
<b>Valeurs brutes</b>	<b>20 905</b>	<b>4 913</b>	<b>(2 466)</b>	<b>100</b>	<b>419</b>	<b>(230)</b>	<b>23 641</b>
Logiciels	(5 249)	(851)	187	(47)	-	19	(5 941)
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	(291)	(25)	-	-	-	-	(316)
Autres immobilisations incorporelles	(4 065)	(946)	33	(24)	-	185	(4 817)
<b>Amortissements et pertes de valeur</b>	<b>(9 605)</b>	<b>(1 822)</b>	<b>220</b>	<b>(71)</b>	<b>-</b>	<b>204</b>	<b>(11 074)</b>
<b>VALEURS NETTES</b>	<b>11 300</b>	<b>3 091</b>	<b>(2 246)</b>	<b>29</b>	<b>419</b>	<b>(26)</b>	<b>12 567</b>

(1) Les mouvements de périmètre concernent essentiellement l'entrée de périmètre d'Arabelle Solutions (voir note 3.1.2).

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

Les autres actifs incorporels en cours au 31 décembre 2024 comprennent principalement les études relatives à EPR 2 pour 2 481 millions d'euros y compris 204 millions d'euros d'intérêts intercalaires (respectivement 1 651 millions d'euros et 161 millions d'euros au 31 décembre 2023).

La valeur nette des autres immobilisations incorporelles comprennent au 31 décembre 2024 :

- la cartographie Enedis pour 547 millions d'euros (500 millions d'euros au 31 décembre 2023) ;
- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour un montant de 1 047 millions d'euros ;
- la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour un montant de 1 691 millions d'euros ;
- la marque « Framatome », les actifs incorporels relatifs à la technologie nucléaire ainsi que les contrats clients de Framatome pour un montant de 873 millions d'euros.

Sur l'exercice 2024, une dépréciation des actifs liés à NUWARD (*Small modular reactors*) a été comptabilisée pour un montant de (228) millions d'euros (voir note 10.7.2).

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

Le réacteur EPR 2 est un projet de réacteur nucléaire à eau pressurisée qui répond aux objectifs de sûreté des réacteurs de troisième génération et dont la technologie intègre le retour d'expérience de conception, de construction et de mise en service des réacteurs EPR ainsi que des réacteurs nucléaires actuellement en fonctionnement.

Le développement de la conception de ce réacteur est porté par EDF, les principales options de sûretés associées ont été validées par l'Autorité de Sûreté Nucléaire en 2019.

Ce réacteur présenterait des performances opérationnelles supérieures en termes de puissance (1 650 MW au lieu de 1 450 MW pour le palier N4, modèle de réacteur actuellement en service le plus puissant hors Flamanville 3), de rendement, de disponibilité et de manœuvrabilité. Il confirmera ainsi la montée en puissance engagée avec l'EPR de Flamanville 3 dont le premier couplage au réseau a été réalisé le 21 décembre 2024 et dont la mise en service est prévue en 2025.

Le 10 février 2022, le Président de la République a annoncé le lancement d'un programme de construction de 6 EPR 2 d'ici à 2035 et d'études pour 8 EPR 2 additionnels d'ici à 2050. Il a également constaté la nécessité de viser une mise en service du premier réacteur à l'horizon 2035-2040 et précisé qu'EDF construira et exploitera ces nouveaux EPR 2.

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 EPR 2 à Penly, ainsi que les autres procédures administratives nécessaires à sa réalisation et à son raccordement au réseau de transport d'électricité. EDF envisage de construire trois paires d'EPR 2, 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).

Dans l'attente d'une décision finale d'investissement (FID) du programme EPR 2, le Conseil d'administration du 15 février 2024 a autorisé EDF à poursuivre ses activités de développement en engageant un montant supplémentaire d'environ 1,2 milliard d'euros jusqu'à fin 2024, portant ainsi, en cumulé, le budget de développement du programme EPR 2 à 3 042 millions d'euros.

L'année 2024 a vu l'aboutissement de plusieurs étapes importantes pour le projet EPR 2 : une revue de maturité technique en juillet qui valide le franchissement du jalon de passage en « *detailed design* » pour les bâtiments nucléaires, le feu vert pour le lancement des fabrications des composants primaires (maturité technique atteinte et levée officielle de points d'arrêts de l'ASN), la publication au Journal officiel le 6 juillet du décret d'approbation de la convention d'utilisation du domaine maritime de Penly permettant le démarrage des travaux préparatoires sur le site en juillet 2024. Les projets de Gravelines et de Bugey se préparent activement. Le débat public de Gravelines s'est tenu du 17 septembre 2024 au 17 janvier 2025. La CNDP (Commission Nationale du Débat Public) a été saisie pour le projet de Bugey et a décidé également l'organisation d'un débat qui se tiendra au premier semestre 2025. Les travaux sur le plan de compétitivité, la revue de maturité technique, le financement, la régulation de l'actif et la consolidation du Programme se poursuivent, via des partages réguliers avec l'État français dont la DINN (Délégation Interministérielle du Nouveau Nucléaire), dans le cadre d'une trajectoire vers la décision finale d'investissement. Une revue diligentée par l'État interviendrait en 2025.

Au 31 décembre 2024, le projet EPR 2 se compose de 2 481 millions d'euros d'immobilisations incorporelles et 381 millions d'euros d'immobilisations corporelles.

Le budget 2025 du Groupe qui a été approuvé le 18 décembre 2024 prévoit d'engager une dépense de 1,1 milliard d'euros sur l'année 2025 au titre du Programme NNF (Nouveau Nucléaire France). Le Conseil d'administration du 5 février 2025 a pris note de l'avis exprimé par son Comité d'Engagement réuni le 27 janvier 2025 qui considère comme approprié ce niveau de dépenses centré sur les travaux nécessaires à une décision finale d'investissement fin 2026 et les priorités associées du programme (maturité du design et avancement des activités de *licensing* et de *permitting*, modalités de financement ...).

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

La phase de *basic design* (ou Avant-Projet Détaillé) s'est poursuivie au premier semestre 2024. Durant cette période, la conception et le positionnement marché ont pu être approfondis. Les enseignements obtenus ont conduit à prendre une nouvelle orientation stratégique consistant à développer une nouvelle conception reposant sur des briques technologiques éprouvées.

Cette orientation s'appuiera sur les enseignements techniques, industriels et commerciaux accumulés par NUWARD ainsi que sur l'expérience du Groupe dans le nucléaire et la technologie à eau sous pression (REP).

Compte tenu de ces éléments, le Groupe a déprécié au 31 décembre 2024 les montants immobilisés à date au titre de ce projet pour un montant net de subventions de (228) millions d'euros (voir note 10.7). Sur l'exercice 2024, les dépenses relatives au projet s'élèvent à 90 millions d'euros.

Le groupe EDF poursuit sa stratégie d'offrir un SMR de génération 3, avec sa filiale NUWARD, pour accompagner la transition énergétique et les besoins des industriels en Europe et à l'international.

Le 26 avril 2024, la Commission européenne a autorisé une aide d'État française pour soutenir NUWARD dans la recherche et le développement de petits réacteurs nucléaires modulaires dont 75 millions d'euros ont été reçus sur le premier semestre 2024. Ces subventions sont comptabilisées en autres débiteurs (voir note 13.6.5).

## 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. Lors de leur comptabilisation initiale, 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

### 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<sup>er</sup> janvier 2016) et 1 300 MW (depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2021). Elle est de 40 ans pour le palier N4, pour lequel les conditions d'allongement de la durée d'amortissement 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<sup>e</sup> 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 2024 dans l'attente de l'adoption de la prochaine PPE qui pourrait intervenir en 2025 dans le cadre du processus en cours de révision de la Stratégie Française Énergie Climat.

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

Pour mémoire, 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.

En septembre 2024, les conditions technico-économiques de réalisation du projet de reconversion à la biomasse de la centrale thermique de Cordemais n'étant pas réunies, EDF a annoncé envisager d'arrêter la production électrique de la centrale thermique de Cordemais en 2027. Ce projet est soumis à la consultation des instances représentatives du personnel.

Les valeurs nettes des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Mises en service	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2024
Terrains et constructions	14 561	84	405	(99)	44	139	20	15 154
Installations production nucléaire	82 796	15	5 163	(2 042)	477	-	(34)	86 375
Installations productions thermique et hydraulique	17 878	65	617	(1 972)	50	10	13	16 661
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	25 955	251	2 986	(564)	142	(966)	297	28 101
Actif au titre du droit d'utilisation <sup>(1)</sup>	7 157	846	-	-	54	(58)	(15)	7 984
Immobilisations en cours	58 041	17 959	(9 171)	(247)	1 521	(3 707)	304	64 700
<b>Valeurs brutes</b>	<b>206 388</b>	<b>19 220</b>	<b>-</b>	<b>(4 924)</b>	<b>2 288</b>	<b>(4 582)</b>	<b>585</b>	<b>218 975</b>
Terrains et constructions	(8 768)	(406)	-	80	(25)	(1)	(5)	(9 125)
Installations production nucléaire	(56 818)	(3 900)	-	1 945	(328)	-	(158)	(59 259)
Installations productions thermique et hydraulique	(13 007)	(495)	-	1 956	(43)	-	(290)	(11 879)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(12 918)	(1 677)	-	550	(121)	70	731	(13 365)
Actif au titre du droit d'utilisation <sup>(1)</sup>	(2 984)	(804)	-	-	(14)	6	114	(3 682)
Immobilisations en cours	(11 306)	(1 173)	-	14	(570)	(11)	(519)	(13 565)
<b>Amortissements et pertes de valeur</b>	<b>(105 801)</b>	<b>(8 455)</b>	<b>-</b>	<b>4 545</b>	<b>(1 101)</b>	<b>64</b>	<b>(127)</b>	<b>(110 875)</b>
<b>VALEURS NETTES</b>	<b>100 587</b>	<b>10 765</b>	<b>-</b>	<b>(379)</b>	<b>1 187</b>	<b>(4 518)</b>	<b>458</b>	<b>108 100</b>
<i>dont immobilisations en service</i>	<i>53 852</i>	<i>(6 021)</i>	<i>9 171</i>	<i>(146)</i>	<i>236</i>	<i>(800)</i>	<i>673</i>	<i>56 965</i>
<i>dont immobilisations en cours</i>	<i>46 735</i>	<i>16 786</i>	<i>(9 171)</i>	<i>(233)</i>	<i>951</i>	<i>(3 718)</i>	<i>(215)</i>	<i>51 135</i>

(1) Voir note 10.4.

Sur l'exercice, la variation en valeur nette des immobilisations corporelles s'élève à 7 513 millions d'euros, elle est liée pour 4 400 millions d'euros aux immobilisations en cours et 3 113 millions d'euros sur les immobilisations en service.

### Immobilisations en cours

Au 31 décembre 2024, la valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles en cours s'élève à 51 135 millions d'euros et inclut notamment :

- les immobilisations liées au projet de réacteur nucléaire à Hinkley Point C au Royaume-Uni pour 21 190 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 2 704 millions d'euros (respectivement 15 723 millions d'euros et 1 682 millions d'euros au 31 décembre 2023). Le montant des immobilisations intègre les pertes de valeur comptabilisées sur le projet pour un montant cumulé de (13 405) millions d'euros au 31 décembre 2024 ((11 172) millions d'euros au 31 décembre 2023) ;
- les immobilisations liées au réacteur EPR de Flamanville 3 pour 15 878 millions d'euros incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 3 471 millions d'euros (respectivement 15 485 millions d'euros et 3 471 millions d'euros au 31 décembre 2023) ;

Sur l'exercice 2024, l'augmentation en valeur brute de 6 659 millions d'euros s'explique pour :

- 4 496 millions d'euros sur les grands projets au Royaume-Uni dont 6 131 millions d'euros pour Hinkley Point C et (1 635) millions d'euros pour Sizewell C (dont les investissements de la période pour 2 112 millions d'euros en « augmentations » et les effets de la sortie de périmètre pour (3 747) millions d'euros en « mouvements de périmètre », voir note 3.1.3) ;
- 6 038 millions d'euros en France dont 2 931 millions d'euros liés aux révisions majeures effectuées dans le cadre du programme Grand Carénage et 3 933 millions d'euros pour l'EPR de Flamanville 3 ;
- 1 877 millions d'euros relatifs à EDF Renewables sur divers projets solaires et éoliens ;
- 1 521 millions d'euros d'écart de conversion principalement du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro ;
- (9 171) millions d'euros de mises en service sur la période qui concernent la France pour (5 651) millions d'euros en lien essentiellement avec les tranches de production nucléaire, EDF Renewables pour (2 122) millions d'euros de projets solaires et éoliens *offshore* et l'Italie pour (621) millions d'euros principalement en lien avec des installations de production thermiques et hydrauliques.

### Immobilisations corporelles en service

Au 31 décembre 2024, la valeur brute des immobilisations corporelles en service s'élève à 154 275 millions d'euros. L'augmentation de 5 928 millions d'euros sur l'année s'explique par :

- 9 171 millions d'euros en lien avec les mises en service de la période ;
- (4 677) millions d'euros de diminution dont (2 278) millions d'euros en France, en lien principalement avec les révisions majeures effectuées notamment dans le cadre du programme Grand Carénage et des visites périodiques, et (2 134) millions d'euros au Royaume-Uni ;
- (875) millions d'euros de mouvements de périmètre essentiellement sur EDF Renewables liés aux cessions des parcs solaires Fox Squirrel et Desert Quarritz aux États-Unis pour (1 333) millions d'euros ;
- 767 millions d'écart de conversion principalement en lien avec l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

## 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 1 300 et le lancement de la phase Études de la VD 5 900, pour un montant d'investissements sur cette période réestimé à 36,1 milliards en euros courants, soit 32,0 milliards d'euros<sub>2021</sub>. En 2024, le montant total des investissements s'élève à 5,2 milliards d'euros. Ces montants incluent le coût des travaux relatifs à la corrosion sous contrainte estimé à 1,3 milliard d'euros courants (1,2 milliard d'euros<sub>2021</sub>) sur la période 2022-2025.

#### 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, un phénomène de corrosion sous contrainte a été identifié sur des portions de tuyauteries des circuits auxiliaires au circuit primaire principal du réacteur. EDF a aussitôt engagé la réalisation de contrôles et d'expertises sur les 4 paliers de réacteurs, qui composent le parc nucléaire français (900 MW, 1 300 MW-P4, 1 300 MW-P'4 et N4).

Les examens réalisés en 2022 ont permis de définir une première caractérisation de la sensibilité à la corrosion sous contrainte des 56 réacteurs du parc nucléaire et le programme industriel de remplacement préventif des portions de tuyauteries prévu pour les réacteurs sensibles à la corrosion sous contrainte s'est terminé au 1<sup>er</sup> trimestre 2024.

Les contrôles prévus ont été réalisés en totalité et ont confirmé le classement de sensibilité des réacteurs et le risque spécifique lié aux soudures réparées. Les contrôles réalisés sur celles-ci ont identifié quelques cas de suspicion de corrosion sous contrainte qui ont entraîné une dizaine de chantiers de remplacement complémentaires en 2024. Les contrôles sont réalisés lors des arrêts programmés pour maintenance, aucun arrêt supplémentaire ou dédié n'a eu lieu sur 2024.

EDF a transmis à l'ASN fin 2024 sa stratégie de suivi et de maintenance, sur laquelle une position ASN est attendue courant 2025.

#### EPR de Flamanville 3

Sur l'exercice 2024, le projet a connu les évolutions suivantes :

L'attestation de conformité de l'ensemble chaudière nucléaire a été obtenue le 7 mai 2024, cette dernière était un préalable aux opérations de chargement des éléments combustibles dans la cuve du réacteur. Elle marque également l'achèvement et la conformité du chantier de remise à niveau des soudures du circuit secondaire principal (CSP).

À la suite de l'autorisation de mise en service par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) délivrée le 8 mai 2024, les équipes d'EDF ont effectué du 8 au 15 mai le chargement des 241 assemblages du combustible dans la cuve du réacteur.

Une fois cette opération achevée, le couvercle de cuve a été fermé le 26 mai de manière à permettre la montée progressive en température et en pression des circuits puis la réalisation des essais de puissance. Les équipes d'EDF ont ainsi mis l'installation dans les conditions exigées permettant le lancement de la fission nucléaire.

La première divergence a été réalisée le 3 septembre 2024. L'unité de production a été connectée au réseau électrique le 21 décembre 2024 à l'atteinte de 17 % de Puissance Nominale correspondant au jalon « couplage » et poursuivra sa montée en puissance par palier en 2025 jusqu'à l'atteinte de 100 % de Puissance Nominale. Le 31 janvier 2025, l'ASN a donné son autorisation pour le franchissement du palier de 25 % de Puissance Nominale. La montée au palier de 80 % fera également l'objet d'une autre autorisation préalable de l'ASN.

Pour rappel, dans sa décision du 16 mai 2023, l'ASN a autorisé 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 à l'issue du 1<sup>er</sup> cycle d'exploitation de la tranche (voir note 15.1).

Le coût de construction (hors intérêts intercalaires) enregistré dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2024 s'élève à 12,8 milliards d'euros.

Ce montant immobilisé intègre les montants suivants :

- des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 1 222 millions d'euros ;
- 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 863 millions d'euros.

Le coût à terminaison du projet de 13,2 milliards d'euros<sub>2015</sub> reste inchangé.

#### 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 £<sub>2012</sub>/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.

Le 23 janvier 2024, le groupe a annoncé la réévaluation du calendrier et du coût de la construction des deux réacteurs. Le démarrage de la production d'électricité de l'unité 1 est désormais prévu vers la fin de la décennie. Le coût du génie civil et la révision du planning de la phase électromécanique (ainsi que sa conséquence sur les autres lots) sont les deux principales causes de la révision du coût de construction et du planning réalisée en janvier 2024. Le coût à terminaison du projet est évalué dans une fourchette entre 31 milliards de livres sterling<sub>2015</sub> et 34 milliards de livres sterling<sub>2015</sub> selon les cas de figure. Dans le scénario de calendrier avec un an supplémentaire, le coût supplémentaire serait d'environ 1 milliard de livres sterling<sub>2015</sub> (voir note 10.7).

Pour rappel, les conséquences de ces révisions de calendrier et de coûts ont été prises en compte dans l'évaluation des actifs au 31 décembre 2023 et s'étaient traduites par une dépréciation de (11 151) millions d'euros (voir note 10.8 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023).

La construction s'est poursuivie en 2024 avec, en particulier :

- le démarrage de l'installation des échangeurs thermiques des diesels de l'unité 1 ;
- l'installation de la piscine de transfert et de la piscine dans le bâtiment réacteur de l'unité 2 ;
- la pose du troisième rondau du liner de confinement de l'unité 2 ;
- l'installation de la cuve dans le bâtiment réacteur de l'unité 1 ;
- l'installation du stator dans la salle des machines de l'unité 1.

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 cette date, le Groupe assume seul le financement du projet.

À fin décembre 2024, EDF détient 72,6 % de la société de projet, CGN détenant les 27,4 % restants.

### Sizewell C

Sur l'exercice 2024, le projet a connu les évolutions suivantes :

- l'autorité de sûreté britannique (ONR) a octroyé en mai 2024 la licence de site nucléaire (*Nuclear Site License*) nécessaire au démarrage de la construction de la centrale ;
- la société de projet Sizewell a acquis le terrain principal du site auprès d'EDF Energy au premier semestre 2024 et les travaux de construction sur site ont formellement débuté ;
- Framatome a signé plusieurs contrats avec la société de projet Sizewell C en avril 2024. Framatome fournira les deux chaudières nucléaires et les systèmes de contrôle-commande de sûreté de la centrale. Parmi les accords signés figurent également un contrat de long terme de fourniture des assemblages ainsi qu'un contrat de maintenance et de service de long terme pour soutenir l'exploitation de la centrale. Les fabrications de tous les forgés de l'Unité 1 ont démarré ;
- un consortium composé d'EDF SA et Edvance a signé plusieurs contrats en juillet 2024 relatifs aux droits d'utilisation du design et aux services d'ingénierie.

Dans la continuité du processus de levée de fonds auprès d'investisseurs privés afin de rechercher des financements complémentaires pour la construction, lancé en septembre 2023, la dernière phase de processus de sélection des futurs investisseurs est en cours en vue d'une décision finale d'investissement du gouvernement britannique en 2025.

À fin décembre 2024, EDF ne détient plus que 16,23 % (49,44 % au 31 décembre 2023) de la société de projet, le gouvernement britannique détenant 83,77 % (50,56 % au 31 décembre 2023).

## 10.4 Actifs au titre du droit d'utilisation

### PRINCIPES ET MÉTHODES 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 22.1.1, 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)	31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2024
Terrains et constructions	5 936	598	-	(72)	160	6 622
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	1 221	248	-	14	(121)	1 362
<b>Valeurs brutes</b>	<b>7 157</b>	<b>846</b>	<b>-</b>	<b>(58)</b>	<b>39</b>	<b>7 984</b>
Terrains et constructions	(2 300)	(616)	-	6	5	(2 905)
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(684)	(188)	-	-	95	(777)
<b>Amortissements et pertes de valeur</b>	<b>(2 984)</b>	<b>(804)</b>	<b>-</b>	<b>6</b>	<b>100</b>	<b>(3 682)</b>
<b>VALEURS NETTES</b>	<b>4 173</b>	<b>42</b>	<b>-</b>	<b>(52)</b>	<b>139</b>	<b>4 302</b>

Au 31 décembre 2024, le solde est essentiellement porté par EDF SA pour 1 504 millions d'euros, Enedis pour 780 millions d'euros, et EDF Renouvelables pour 677 millions d'euros.

Les augmentations (hors amortissements) concernent les droits d'utilisation immobilisés à l'actif au titre des nouveaux contrats de location, dont EDF SA pour 355 millions d'euros liés à des contrats de location de locaux à usage tertiaire.

La variation en « autres mouvements » s'explique principalement par l'impact de l'obligation de restauration du terrain HPC en location pour 90 millions d'euros, ainsi que l'impact de change chez EDF Renouvelables et EDF Energy pour 41 millions d'euros.

#### 10.4.2 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)	2024	2023
Revenus des sous-locations	7	7
Charges au titre des loyers variables	(67)	(74)
Charges au titre des locations à court terme ou dont le bien sous-jacent est de faible valeur	(176)	(140)
Résultats de cessions-bails	-	-
<b>Excédent brut d'exploitation</b>	<b>(236)</b>	<b>(207)</b>
Dotations aux amortissements des actifs au titre du droit d'utilisation	(804)	(772)
<b>Résultat d'exploitation</b>	<b>(1 040)</b>	<b>(979)</b>
Charges d'intérêts sur l'obligation locative	(131)	(100)
<b>RÉSULTAT AVANT IMPÔT DES SOCIÉTÉS INTÉGRÉES</b>	<b>(1 171)</b>	<b>(1 079)</b>

#### 10.4.3 Décaissements relatifs aux contrats de location

(en millions d'euros)	2024	2023
<b>TOTAL DES DÉCAISSEMENTS RELATIFS AUX DETTES LIÉES À L'OBLIGATION LOCATIVE</b>	<b>(867)</b>	<b>(845)</b>

Les décaissements relatifs aux dettes liées à l'obligation locative sont principalement composés du remboursement du nominal pour 770 millions d'euros en 2024 (752 millions d'euros en 2023).

## 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 36 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)	31/12/2023	Augmentations	Mises en service	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2024
Terrains et constructions	1 674	4	26	(5)	-	(4)	1 695
Installations productions thermique et hydraulique	11 890	20	238	(25)	2	33	12 158
Autres	699	11	28	(31)	-	11	718
Immobilisations en cours	792	443	(292)	(8)	(13)	8	930
<b>Valeurs brutes</b>	<b>15 055</b>	<b>478</b>	<b>-</b>	<b>(69)</b>	<b>(11)</b>	<b>48</b>	<b>15 501</b>
Terrains et constructions	(1 054)	(37)	-	5	-	2	(1 084)
Installations productions thermique et hydraulique	(6 931)	(323)	-	21	-	(40)	(7 273)
Autres	(509)	(33)	-	31	-	-	(511)
Immobilisations en cours	(17)	(2)	-	-	-	2	(17)
<b>Amortissements et pertes de valeur</b>	<b>(8 511)</b>	<b>(395)</b>	<b>-</b>	<b>57</b>	<b>-</b>	<b>(36)</b>	<b>(8 885)</b>
<b>VALEURS NETTES</b>	<b>6 544</b>	<b>83</b>	<b>-</b>	<b>(12)</b>	<b>(11)</b>	<b>12</b>	<b>6 616</b>

Les immobilisations en concessions des autres activités comprennent au 31 décembre 2024 les immobilisations concédées principalement situées en France et en Italie (production hydraulique hors distribution publique d'électricité).

## 10.6 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)	2024	2023
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(2 733)	(2 183)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(22 739)	(19 667)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	693	829
<b>INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS</b>	<b>(24 779)</b>	<b>(21 021)</b>

Les investissements en immobilisations corporelles et incorporelles réalisés en 2024 concernent principalement :

- le secteur **France - Production et Commercialisation** pour 7 709 millions d'euros, avec en premier lieu les investissements réalisés sur le parc nucléaire en exploitation, essentiellement dans le cadre du programme Grand Carénage, ainsi qu'à la production hydraulique et les investissements sur le nouveau nucléaire portés essentiellement par le programme EPR 2 (voir note 10.2) ;
- le secteur **Royaume-Uni** pour 7 152 millions d'euros, concernant principalement les investissements réalisés pour le projet Hinkley Point C et Sizewell C ;
- le secteur **France - Activités régulées** pour 5 803 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 **EDF Renewables** pour 2 068 millions d'euros principalement sur les projets éoliens et solaires, en Amérique du Nord, au Brésil et au Royaume-Uni.

## 10.7 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, jusqu'en 2050, 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 CO<sub>2</sub>, 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 CO<sub>2</sub>, qui influent au premier ordre sur le prix de l'électricité). Les scénarios prennent en compte les objectifs de politique publique énergie-climat, tels 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 2030 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.

## 10.7.1 Pertes de valeur par catégorie d'immobilisations

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

(en millions d'euros)	Notes	2024	2023
Pertes de valeur sur goodwill	10.1	(151)	(1 779)
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	10.2	(372)	(44)
Pertes de valeur sur actifs corporels	10.3-10.5	(1 312)	(11 188)
<b>PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES</b>		<b>(1 835)</b>	<b>(13 011)</b>

Au titre de l'exercice 2024, les pertes de valeur s'élevaient à (1 835) millions d'euros et sont détaillées ci-après.

Pour mémoire, les pertes de valeur enregistrées au 31 décembre 2023 s'élevaient à (13 011) millions d'euros et concernaient :

- une perte de valeur sur le goodwill EDF Energy pour (1 738) millions d'euros ;
- la dépréciation de la centrale nucléaire en construction au Royaume-Uni Hinkley Point C (HPC) pour (11 151) millions d'euros ;
- la dépréciation de parcs éoliens et solaires d'EDF Renouvelables principalement aux États-Unis, en France et en Chine pour (84) millions d'euros ;
- et d'autres actifs pour un montant cumulé de (38) millions d'euros.

## 10.7.2 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 2024, les hypothèses-clés retenues ainsi que des sensibilités à certaines variations d'hypothèses.

### 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 (151) millions d'euros au 31 décembre 2024.

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 2024 (en millions d'euros)
Royaume-Uni (EDF Energy) <sup>(1)</sup>	Goodwill	3 596	6,85 %	-	(108)
	(dont Pod Point)	-			(38)
Italie (Edison)	Goodwill (services énergétiques)	142	< 7,5 % - 8,4 % >	1,5 %	-
	Marque Edison	945			-
Framatome	Goodwill	1 511	7,6 %	1,5 %	-
	Marque Framatome	151	7,6 %	1,5 %	-
Dalkia	Goodwill	634	5,8 %	2,0 %	-
	Marque Dalkia	130	5,8 %	2,0 %	-
Autres pertes de valeur					(43)
<b>PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉTERMINÉE</b>					<b>(151)</b>

(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 (1 685) millions d'euros au 31 décembre 2024.

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif concerné	Principaux indices de perte de valeur	CMPC après impôt	Pertes de valeur 2024 (en millions d'euros)
Royaume-Uni (EDF Energy)	Actifs nucléaires en construction	Projet Hinkley Point (HPC) : Changement de la courbe relative aux hypothèses d'inflation à long-terme (convergence plus rapide vers l'inflation long terme)	6,8 %	(1 116)
	Actifs éoliens et solaire au Royaume-Uni	Augmentation des coûts de construction et report de la mise en service		(62)
EDF Renouvelables	Actifs éoliens et solaires en Chine	Changements tarifaires légaux défavorables	De 5,5 % à 6,6 %	(60)
	Actif solaire aux USA	Perte de rentabilité sur un projet en développement		(35)
France (Production et commercialisation)	NUWARD	Changement de design du projet	-	(228)
Autres pertes de valeur				(184)
<b>PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS</b>				<b>(1 685)</b>

Par ailleurs, des pertes de valeur nettes de reprises au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 31 décembre 2024 à hauteur de (1 454) millions d'euros, principalement sur des actifs détenus par EDF Renouvelables (voir note 12.3), ces pertes de valeurs sont complétées par la dépréciation de prêts octroyés aux entreprises associées pour (315) millions d'euros. Des pertes de valeur pour un montant de (240) millions d'euros avaient par ailleurs été comptabilisées au titre des entreprises associées au 31 décembre 2023.

### Hypothèses générales

Au 31 décembre 2024, 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 à durée de vie indéterminée.

Dans la continuité de l'année 2023, 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 2024 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 des prix à terme de l'électricité par rapport aux prix *forward* constatés en fin d'exercice 2023, en partie liée, en France, à une demande toujours contenue, une disponibilité accrue du parc nucléaire et une augmentation de la production renouvelable.

Sur l'horizon long terme, il est rappelé que les tests prennent en compte des courbes de prix, jusqu'en 2050, 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 intègrent ainsi en particulier des prix du CO<sub>2</sub> élevés permettant de décarboner la production électrique en Europe et plus globalement la demande énergétique avec une électrification des usages.

Les courbes de prix long terme du scénario 2024 présentent un début d'horizon en baisse comparé au scénario 2023 du fait de diminution de la valeur moyenne du ruban de l'électricité d'environ - 5 à - 9 €/2023/MWh dans les trois pays principaux (France, Italie, Belgique).

Au-delà de 2035 et sur un horizon long terme (2050), les prix de l'électricité restent proches des niveaux du scénario 2023. L'évolution court terme est expliquée par plusieurs facteurs :

- les tensions d'approvisionnement en gaz, suite à l'invasion de l'Ukraine par la Russie, sont en partie résorbées, via des flux d'approvisionnement diversifiés (grâce notamment au GNL) ou via les contrats d'achat groupés par les États membres, permettant d'acheter des volumes plus importants. Une détente sur le prix du gaz se confirme dans le scénario 2024 avec un prix court terme plus faible que dans le scénario 2023 et proche sur le long terme ;
- une détente court terme de l'équilibre offre-demande, notamment en Allemagne (demande revue légèrement à la baisse et développement du photovoltaïque un peu plus rapide qu'anticipé).

Concernant le niveau de la demande sur l'horizon des scénarios, il est en augmentation sur toutes les échelles de temps à la maille européenne. L'électrification des usages, dans le transport et l'industrie notamment, est 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 une hypothèse à la hausse du 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.

Par ailleurs, concernant les hypothèses relatives aux mécanismes de capacité de manière générale dans les pays européens, la rémunération complémentaire nécessaire varie fortement en fonction des mix énergétique et de l'horizon temporel. Ainsi, sur le début d'horizon du scénario 2024, du fait de la crise énergétique actuelle, la révision à la baisse des prix de l'électricité sur les marchés Energy Only diminue la rentabilité des actifs de production de pointe sur le marché EOD (Equilibre Offre Demande), nécessitant un besoin de revenus complémentaires pour ces actifs. Sur le long terme, les revenus des mécanismes de capacité sont en ligne avec ceux du scénario 2023.

### Taux d'actualisation

L'estimation des taux d'actualisation a été revue à la baisse pour la clôture 2024 sur l'ensemble des pays de la zone euro et au Royaume-Uni.

De manière générale, cette évolution est due à la tendance baissière des taux sans risque. Le *spread* EDF a, lui aussi, été revu à la baisse.

La diminution des principaux CMPC retenus dans le cadre des tests par rapport au 31 décembre 2023 est ainsi de l'ordre de 10 à 30 points de base sur la France et la Belgique et de 70 points de base sur l'Italie. Au Royaume-Uni le CMPC est stable.

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 : 29 425 millions d'euros)

### Segment Commercialisation

Après une année 2023 marquée par la fin de la crise énergétique au Royaume-Uni et un retour à un contexte plus favorable, le segment commercialisation a consolidé ses marges et parts de marché en 2024 grâce à une bonne performance des ventes dans les segments des moyennes et grandes entreprises.

La valeur recouvrable du segment Commercialisation est en hausse par rapport à 2023 du fait principalement de l'amélioration des marges prévisionnelles long terme en *BtoB* ainsi que des volumes délivrés en *BtoB* à moyen terme. 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 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 2024, 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 dont la fin d'exploitation a été décalée de deux ans, jusqu'en mars 2030 ainsi que les deux centrales AGR de Hartlepool et Heysham 1 dont la fin d'exploitation a été décalée d'un an, soit à mars 2027 (voir communiqué de presse EDF Energy du 4 décembre 2024).

Les perspectives de prix de marché *forward* en baisse comparées au niveau de prix retenus dans les tests à fin 2023 sont partiellement atténuées par l'impact favorable lié à l'extension des durées d'exploitation des centrales. Dans ce contexte, la valeur recouvrable reste supérieure à la valeur comptable.

#### 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 6,8 milliards d'euros y compris Pod Point au 31 décembre 2024 (soit 5,6 milliards de livres sterling y compris Pod Point). Il résulte principalement de l'acquisition de British Energy en 2009 diminué de la part affectée à Sizewell C de 1,2 milliard de livres sterling compte tenu de la perte de contrôle du projet en 2024. Au 31 décembre 2022 et au 31 décembre 2023, la mise à jour du test avait conduit à le déprécier partiellement pour (1,2) milliard d'euros et (1,7) milliard d'euros.

Pour rappel, 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 lots. Ainsi trois scénarios ont été envisagés. Dans les deux premiers scénarios, le coût à terminaison du projet était estimé entre 31 et 34 milliards<sup>(1)</sup> de livres sterling<sub>2015</sub> selon le cas de figure (contre une fourchette estimée entre 25 et 26 milliards de livres sterling<sub>2015</sub> précédemment).

Le troisième scénario mentionné lors du communiqué de presse conduisait à un report de la mise en service des deux unités de 12 mois supplémentaires avec un coût additionnel de 1 milliard de livres sterling<sub>2015</sub>.

Les trois scénarios ont été pris en compte et pondérés dans la réalisation du test. Cette pondération a 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 intégrait un risque de report d'un an par rapport au scénario basé sur un calendrier opérationnel de 120 mois qui est utilisé pour le pilotage, l'organisation et la gestion du projet.

Sur la base de ces nouvelles hypothèses de calendrier et de coûts le projet avait été déprécié à hauteur de 11 151 millions d'euros au 31 décembre 2023.

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 £<sub>2012</sub>/MWh, et est indexé sur l'inflation britannique par le biais de l'indice des prix à la consommation (CPI) (soit 128 £/MWh en monnaie courante sur la base des indices d'inflation disponibles au 31 mars 2024). Ainsi pour la période d'exploitation sous CfD, les flux futurs de trésorerie intègrent une hypothèse d'inflation à long terme de 2,0 % dès 2030 contre, au 31 décembre 2023 : 2,2 % entre 2030 et 2050 puis 2,1 % à partir de 2050. Pour les vingt-cinq années d'exploitation au-delà de la période du CfD, les flux futurs de trésorerie intègrent une hypothèse de prix basée sur le prix de l'exercice CfD fixé à 92,50 £<sub>2012</sub>/MWh, faute de scénarios de prix établis à cette échéance. Cette hypothèse s'appuie sur une étude interne relative au prix de marché de l'électricité au Royaume-Uni, qui, compte tenu du faible nombre d'installations connues à ce jour (dont Hinkley Point C) permettant de fournir de l'électricité en base après l'expiration du *Contract for Difference* de Hinkley Point C (soit post 2064), conclut à la convergence du prix du marché de l'électricité vers les coûts de ce moyen de production. Si de nouveaux scénarios de prix long terme de l'électricité étaient établis (en interne ou en externe), cette hypothèse pourrait être ajustée.

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 2024, inchangé par rapport à 2023. 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 6,85 % au 31 décembre 2024, contre 6,9 % au 31 décembre 2023.

Compte tenu de l'impact négatif de la baisse des courbes relatives aux hypothèses d'inflation long-terme et en l'absence de modification des hypothèses opérationnelles ainsi que des autres hypothèses clés telles que le CMPC, le test réalisé sur l'actif HPC conduit à identifier une perte de valeur de (1 116) millions d'euros au 31 décembre 2024. 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, leurs valorisations sont également globalement en baisse (nucléaire Existant étant impactée par la baisse des prix *forward*) amenant à comptabiliser une dépréciation partielle complémentaire de la valeur du goodwill pour un montant de (70) millions d'euros au 31 décembre 2024. Cette dépréciation est irréversible, par nature.

### Analyse de sensibilité :

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

Une augmentation de 30 points de base des taux d'actualisation aurait un impact négatif de (2,2) milliards de livres sur la valeur recouvrable.

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.

Une diminution linéaire du prix de l'électricité sur la période post CfD (au-delà de 2064) de 10£<sub>2024</sub>/MWh aurait un impact de (0,5) milliard de livres sur la valeur recouvrable.

(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 : 5 841 millions d'euros)

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 2024 met en évidence une augmentation de la valeur recouvrable de la marque, liée principalement à la nouvelle baisse du CMPC.

### Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation 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), les tests présentent des marges en diminution liées à la baisse des hypothèses de prix.

S'agissant de l'UGT Thermique, la marge du test reste largement positive malgré l'impact défavorable de la baisse des *clean spark spreads* à court et moyen terme. Cette marge est essentiellement portée par les 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 diminue en raison de la baisse des hypothèses de prix et de l'hypothèse de non-renouvellement des concessions qui arrivent à expiration partiellement compensée par la baisse du CMPC. Malgré cette baisse, aucun risque de perte de valeur n'est relevé sur cette UGT.

### Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation 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 : 4 714 millions d'euros)

La valeur recouvrable des actifs 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, de parts de marché retenues pour les services à la base installée et de livraisons de combustibles aux réacteurs clients. Le scénario de référence retenu intègre le développement du programme EPR 2 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 Jaitapur Nuclear Power Plant en Inde.

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 est en hausse par rapport au 31 décembre 2023 du fait de l'évolution favorable de l'activité à moyen terme et de la baisse du CMPC de 10 points.

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 : 13 563 millions d'euros)

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.

Des pertes de valeur ont été identifiées pour un montant total de (176) millions d'euros concernant notamment des parcs éoliens et solaires en exploitation en Chine (changements tarifaires légaux défavorables), des parcs solaires et éoliens en exploitation au Royaume-Uni (dépassement de coûts de construction) et un parc solaire aux États-Unis (rentabilité insuffisante).

Des pertes de valeur au titre des entreprises associées et aux prêts qui s'y rattachent ont également été enregistrées à hauteur de (911) millions d'euros (voir notes 12.3 et 18.1.3).

## Dalkia (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 3 278 millions d'euros)

Au 31 décembre 2024, le goodwill de Dalkia est de 634 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 2024 conduit à constater une hausse de la valeur recouvrable, principalement liée à la baisse de 20 points du CMPC (de 6,0 % à 5,8 %), au développement de l'activité travaux et aux effets commerciaux portés par une bonne dynamique.

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 2024 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 : 67 255 millions d'euros)

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 16 131 millions d'euros (voir note 10.3). Elle n'inclut aucun goodwill.

Sur l'exercice 2024, aucun indice de perte de valeur n'a été identifié sur l'UGT Parc de production France.

Toutefois, compte tenu de la baisse des prix 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 6,9 % au 31 décembre 2024 (7 % au 31 décembre 2023). 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 2024 bien que la stratégie industrielle 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 10.3).

Sur l'année 2025, les hypothèses structurantes retenues en termes de prix et de régulation intègrent les prix *forward* (en baisse sur cet horizon par rapport à fin 2023) tenant compte des couvertures déjà contractualisées et un volume d'ARENH livré aux fournisseurs alternatifs plafonné à 100 TWh (ainsi que 26 TWh pour les gestionnaires de réseaux), avec un prix ARENH de 42 €/MWh.

Pour la période post ARENH, les annonces gouvernementales du 14 novembre 2023 prévoient des seuils de prélèvement de 78€<sub>2022</sub>/MWh et 110€<sub>2022</sub>/MWh, donnant lieu respectivement à deux taux de contribution de 50 % et 90 %. Ces éléments ont été intégrés comme hypothèses clés dans l'estimation de la valeur recouvrable à fin décembre 2024 compte tenu de l'absence de textes réglementaires précisant le niveau des seuils d'activation de cette contribution. Les dispositions adoptées dans le cadre de la loi de finances pour 2025 disposent que ces seuils seront fixés par arrêtés ministériels tous les trois ans, à partir des coûts complets de production d'électricité du parc historique évalués par la CRE, majorés d'un montant compris entre 5 €/MWh et 25 €/MWh pour le seuil de taxation et, entre 35 €/MWh et 55 €/MWh pour le seuil d'écrêtement. EDF restera vigilante au respect du niveau des seuils conformément à l'accord de novembre 2023, à savoir 78 €<sub>2022</sub>/MWh et de 110 €<sub>2022</sub>/MWh (voir note 5.1.1).

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 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 ;
- la réglementation post ARENH ;
- 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€/TWh 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 (3,8) milliards d'euros sur la valeur recouvrable.

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

Une hausse des investissements de +10 % sur toute la période aurait un impact négatif de (3,9) milliards d'euros sur la valeur recouvrable.

## Autre International – Belgique (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles du segment Autre International : 2 598 millions d'euros)

La mise à jour du test de Luminus confirme l'absence de risque de perte de valeur. La marge reste nettement favorable sur ce segment, la baisse du CPMC de 30 points de base (de 7,2 % à 6,9 %) compense la baisse des hypothèses de prix.

### Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation 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 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique (loi ELAN), ces immobilisations sont évaluées 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, Électricité 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. À 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 356 contrats de concession au 31 décembre 2024. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD) (dont Électricité 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)	31/12/2023	Augmentations <sup>(1)</sup>	Mises en services	Diminutions	Autres mouvements <sup>(2)</sup>	31/12/2024
Terrains et constructions	3 644	-	156	(11)	(2)	3 787
Réseaux	112 463	866	3 959	(502)	-	116 786
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	5 254	2	614	(122)	(5)	5 743
Immobilisations en cours	2 698	5 218	(4 729)	(15)	4	3 176
<b>Valeurs brutes</b>	<b>124 059</b>	<b>6 086</b>	<b>-</b>	<b>(650)</b>	<b>(3)</b>	<b>129 492</b>
Terrains et constructions	(1 803)	(89)	-	11	(9)	(1 890)
Réseaux	(52 860)	(190)	-	316	(2 598)	(55 332)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(3 268)	(291)	-	118	(166)	(3 607)
<b>Amortissements et pertes de valeur</b>	<b>(57 931)</b>	<b>(570)</b>	<b>-</b>	<b>445</b>	<b>(2 773)</b>	<b>(60 829)</b>
<b>VALEURS NETTES</b>	<b>66 128</b>	<b>5 516</b>	<b>-</b>	<b>(205)</b>	<b>(2 776)</b>	<b>68 663</b>

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

(2) Les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie d'une diminution des passifs de concessions.

## 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) qui sont évalués à hauteur de :
  - > 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 lors du remplacement effectif du bien en droits du concédant sur les biens existants, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant.

Le Groupe considère qu'il convient d'évaluer les obligations au titre des biens à renouveler sur la base des clauses spécifiques des contrats de concession. Cette approche consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des comptes rendus d'activité. Elle prend également en compte l'éventualité d'une remise en cause du statut de concessionnaire obligé.

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

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Contre-valeur des biens <sup>(1)</sup>	59 123	57 300
Financement concessionnaire non amorti	(34 978)	(33 176)
<b>Droits sur biens existants - valeurs nettes</b>	<b>24 145</b>	<b>24 124</b>
Amortissement du financement du concédant	17 717	17 007
Provisions pour renouvellement	8 741	8 879
<b>Droits sur biens à renouveler</b>	<b>26 458</b>	<b>25 886</b>
<b>PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE</b>	<b>50 603</b>	<b>50 010</b>

(1) Incluant les participations reçues sur le financement d'immobilisations en concessions pour 133 millions d'euros (144 millions d'euros en 2023).

## 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	31/12/2024			31/12/2023	
		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	1 888	68	1 793	190
Autres participations : actifs dédiés d'EDF SA	15.1.2	n.a.	2 290	(26)	1 850	(48)
Participations d'EDF Renouvelables	12.3	n.a.	2 235	(1 057)	2 509	(61)
Taishan (TNPJVC)	12.2	30	n.c	n.c	n.c.	n.c.
Participations d'EDF Trading	12.3	n.a.	948	214	867	255
Sizewell C (Holding) Ltd	12.3	n.a.	652	-	n.a	n.a
Autres participations	12.3	n.a.	n.c	n.c	n.c.	n.c.
<b>TOTAL</b>			<b>10 167</b>	<b>(683)</b>	<b>9 037</b>	<b>257</b>

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)	31/12/2024	31/12/2023
Actifs non courants	23 140	21 528
Actifs courants	4 225	3 946
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>27 365</b>	<b>25 474</b>
Capitaux propres	3 768	3 579
Passifs non courants	16 976	15 571
Passifs courants	6 621	6 324
<b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF</b>	<b>27 365</b>	<b>25 474</b>
Chiffre d'affaires	5 559	6 131
Excédent brut d'exploitation	1 629	1 891
<b>Résultat net</b>	<b>135</b>	<b>380</b>
Endettement financier net	14 665	13 287
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	291	(39)
Dividendes versés	238	287

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.

Le 10 janvier 2024, CTE a lancé avec succès une émission d'obligations senior pour un montant de 500 millions d'euros d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 3,75 %.

## 12.2 Taishan

### 12.2.1 Éléments financiers de Taishan

La publication des comptes consolidés de CGN (société-mère de Taishan) étant postérieure à celle du Groupe, les principaux indicateurs financiers publiés de Taishan au 31 décembre 2023 (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
Actifs non courants	10 760	11 838
Actifs courants	897	884
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>11 657</b>	<b>12 722</b>
Capitaux propres	3 137	3 606
Passifs non courants	6 684	7 457
Passifs courants	1 836	1 659
<b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF</b>	<b>11 657</b>	<b>12 722</b>
Chiffre d'affaires	729	640
<b>Résultat net</b>	<b>(254)</b>	<b>(327)</b>
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 exploite deux réacteurs nucléaires de technologie EPR de 1750 MW chacun à Taishan dans la province chinoise du Guangdong. CGN détient une participation de 51 % et Guangdong Energy Group une participation de 19 %.

Au premier trimestre 2023, le réacteur 1 avait 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 avait 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 le 27 novembre 2023 et fonctionne en toute sécurité depuis ce redémarrage. Le réacteur 2 a été arrêté pour son troisième arrêt programmé pour maintenance et rechargement en combustible au printemps 2024. Il est maintenant reconnecté au réseau et fonctionne en toute sécurité.

La provision pour risques constituée pour prendre en compte, notamment, les incertitudes tarifaires auxquelles est soumise la centrale de Taishan est maintenue à ce jour en l'absence de nouvelle publication de la NDRC (*National Development and Reform Commission*).

Pour rappel, dans le cadre du pacte d'actionnaires de la société TNPJVC Guangdong Taishan Nuclear Power Company Limited, dont l'objet est la construction, l'exploitation, la maintenance et la gestion de la centrale nucléaire de Taishan, une procédure d'arbitrage « en interprétation » a été initiée en janvier 2021 par EDF contre ses partenaires China General Nuclear Power Co., Ltd., Guangdong Nuclear Power Investments Co., Ltd. et Taishan Nuclear Power Industry Investments Co. Ltd. (Groupe CGN), devant la CCI Singapour.

Le désaccord portait sur la politique comptable et notamment la durée de l'amortissement de la centrale, EDF invoquant une durée cohérente avec la durée de vie de la centrale, alors que CGN estime qu'elle devrait se limiter à la durée de la société TNPJVC.

Le Tribunal arbitral a rendu une sentence favorable à EDF au mois de juin 2023. En mai 2024, les parties ont signé une lettre d'intention encadrant notamment les discussions relatives aux modifications du pacte d'actionnaires et à la politique d'amortissement.

## 12.3 Autres participations

Au 31 décembre 2023, EDF détenait Sizewell C à hauteur de 49,44 % qui était contrôlée et consolidée en intégration globale. Au 31 décembre 2024, le Groupe détient 16,23 % du projet et certains événements intervenus en 2024 ont conduit le Groupe à modifier la méthode de consolidation de Sizewell C qui est mise en équivalence à compter de cette date (voir notes 3.1.3 et 10.3).

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. Depuis début juin 2024, la première turbine, d'une capacité de 60 MW, fournit de l'électricité. À fin 2024, six groupes représentant une puissance de 360 MW ont été mis en service. Le septième et dernier groupe doit être mis en service début 2025 pour atteindre une capacité totale de 420 MW.

Sur l'exercice 2024, (1 036) millions d'euros de pertes de valeur sont comptabilisés au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises, principalement sur les titres de participations relatifs au projet Atlantic Shores Offshore Wind (ASOW) dépréciés en totalité pour (764) millions d'euros, aux actifs dédiés pour (118) millions d'euros, sur le parc éolien de Spinning Spur Wind Two, LLC aux États-Unis pour (48) millions d'euros et sur des projets solaires au Mexique pour (25) millions d'euros.

ASOW est le partenariat entre Shell et EDF Renouvelables pour porter des projets éoliens off-shore aux États-Unis. Cinq projets sont en cours de développement. L'évolution du contexte politique défavorable aux États-Unis et la décision de l'État du New Jersey du 4 février 2025 de ne pas attribuer de lauréat à l'appel d'offres auquel participait le projet le plus avancé d'ASOW ont conduit le Groupe à prendre toutes les conséquences liées à ces événements. Ainsi, une charge totale de (934) millions d'euros a été comptabilisée dans le résultat des sociétés mises en équivalence.

Sur l'exercice 2023, (240) millions d'euros de pertes de valeur ont été 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.



## 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 2024 est la suivante :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2023	Variation monétaire	Variation non-monétaire	31/12/2024
Stocks et en-cours de production	13.2	(18 092)	(590)	(566)	(19 248)
Clients et comptes rattachés nets de provision	13.3	(26 833)	3 106	(412)	(24 139)
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	13.5	19 687	(359)	138	19 466
Dettes/(créance) de Contribution au service public de l'électricité (CSPE)	13.4	2 030	(2 822)	-	(792)
Autres débiteurs et autres créditeurs <sup>(1)</sup>	13.4 et 13.6	12 468	(947)	821	12 342
Autres éléments du besoin en fonds de roulement <sup>(2)</sup>		(628)	160	(1 056)	(1 524)
<b>BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT NET</b>		<b>(11 368)</b>	<b>(1 452)</b>	<b>(1 075)</b>	<b>(13 895)</b>

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

(2) Les autres éléments comprennent les certificats d'émission CO<sub>2</sub> 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 (1 452) millions d'euros en 2024, principalement du fait de la variation des positions relatives à la CSPE pour (2 822) millions d'euros. Au 31 décembre 2024, une créance est comptabilisée pour 792 millions d'euros. En 2023, une dette de (2 030) millions d'euros était comptabilisée (voir note 13.4).

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 2024 s'explique principalement par la variation de juste valeur essentiellement sur stocks et instruments dérivés liés à l'exploitation pour un total de (1 614) millions d'euros, ainsi que par les effets périmètre pour un total de 347 millions d'euros essentiellement liés à la perte de contrôle de Sizewell C (Holding) Ltd. pour 120 millions d'euros et à l'acquisition d'Arabelle Solutions pour 237 millions d'euros.

### 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 des combustibles usés 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 des combustibles usés 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)	31/12/2024			31/12/2023		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	12 376	(430)	11 946	11 760	(431)	11 329
Autre combustible	1 547	(274)	1 273	1 556	(260)	1 296
Autres approvisionnements	2 241	(428)	1 813	2 047	(413)	1 634
En-cours de production de biens et services	973	(24)	949	771	(22)	749
Autres stocks	3 335	(68)	3 267	3 144	(60)	3 084
<b>TOTAL STOCKS</b>	<b>20 472</b>	<b>(1 224)</b>	<b>19 248</b>	<b>19 278</b>	<b>(1 186)</b>	<b>18 092</b>

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 9 183 millions d'euros au 31 décembre 2024 (8 810 millions d'euros au 31 décembre 2023).

L'évolution des stocks sur l'année 2024 s'explique principalement par l'augmentation des stocks de combustibles nucléaires essentiellement portée par un effet prix.

## 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	31/12/2024	31/12/2023
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading - valeur brute		23 370	24 232
<i>dont actifs sur contrat</i>	13.3.3	200	286
Clients et comptes rattachés EDF Trading - valeur brute		2 627	4 341
Dépréciations		(1 858)	(1 740)
<b>CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS - VALEUR NETTE</b>		<b>24 139</b>	<b>26 833</b>

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 2 168 millions d'euros au 31 décembre 2024 (1 808 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Les créances clients sont en baisse par rapport au 31 décembre 2023 en lien avec l'évolution du chiffre d'affaires des différents secteurs : France - Activités de production et commercialisation (1,6) milliard d'euros, EDF Trading (1,7) milliards d'euros et France - Activités régulées 0,3 milliard d'euros. L'évolution de 0,4 milliard d'euros sur le secteur Industrie et Services est notamment portée pour 0,2 milliard d'euros par l'acquisition d'Arabelle Solutions.

### 13.3.1 Créances échues/non échues

(en millions d'euros)	31/12/2024			31/12/2023		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
<b>CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS</b>	<b>25 997</b>	<b>(1 858)</b>	<b>24 139</b>	<b>28 573</b>	<b>(1 740)</b>	<b>26 833</b>
dont créances échues de moins de 6 mois	2 330	(351)	1 979	2 263	(392)	1 871
dont créances échues de 6 à 12 mois	1 438	(428)	1 010	1 100	(401)	699
dont créances échues de plus de 12 mois	1 692	(1 012)	680	1 066	(728)	338
<b>dont total des créances échues</b>	<b>5 460</b>	<b>(1 791)</b>	<b>3 669</b>	<b>4 429</b>	<b>(1 521)</b>	<b>2 908</b>
<b>dont total des créances non échues</b>	<b>20 537</b>	<b>(67)</b>	<b>20 470</b>	<b>24 144</b>	<b>(219)</b>	<b>23 925</b>

### 13.3.2 Opérations de mobilisation de créances

#### PRINCIPES ET MÉTHODES 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 :

- 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
- 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)	31/12/2024	31/12/2023
Créances clients transférées et maintenues au bilan	75	57
Créances clients transférées et sorties du bilan	1 323	1 764

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 323 millions d'euros au 31 décembre 2024 concernant principalement Edison, EDF SA, Dalkia et Luminus (1 764 millions d'euros en décembre 2023).

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

### 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 200 millions d'euros au 31 décembre 2024 (286 millions d'euros au 31 décembre 2023) et concernent principalement en 2024 Dalkia, EDF Renouvelables, Arabelle Solutions et Autre international.

## 13.4 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Charges constatées d'avance	1 652	1 609
Créances TVA	2 460	2 193
Créances fiscales (hors TVA)	344	315
Créance de Contribution au service public de l'électricité (CSPE)	792	-
Autres créances d'exploitation <sup>(1)</sup>	7 086	7 067
<b>AUTRES DÉBITEURS</b>	<b>12 334</b>	<b>11 184</b>
<i>dont part non courante</i>	<i>1 979</i>	<i>2 110</i>
<i>dont part courante</i>	<i>10 355</i>	<i>9 074</i>
<i>dont valeurs brutes</i>	<i>12 424</i>	<i>11 252</i>
<i>dont dépréciation</i>	<i>(90)</i>	<i>(68)</i>

(1) Y compris créances sur cession d'actifs.

Au 31 décembre 2024 les autres créances d'exploitation intègrent principalement les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 2,4 milliards d'euros (3,1 milliards d'euros en 2023). La diminution de ces appels de marge est liée notamment au remplacement des collatéraux par des lettres de crédit et à la moindre volatilité des marchés. 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 13.6).

### Charges de service public d'EDF

Le montant des charges de service public à compenser à EDF au titre de 2024 s'élève à 6 861 millions d'euros. Le mécanisme de la compensation de service public de l'énergie en France est présenté en note 5.5.1.

Les montants encaissés sur l'année 2024 en provenance du budget général de l'État s'établissent à 3 472 millions d'euros. Ce montant résulte notamment du solde du mécanisme au titre de l'année 2023 pour 227 millions d'euros et de la compensation du mécanisme au titre de l'année 2024 pour 3 245 millions d'euros.

Conformément à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie n°2024-124 du 26 juin 2024 prise en application de l'article L. 336-5 du Code de l'énergie tel que modifié par l'article 225 de la loi n°2023-1322 du 29 décembre 2023 de finances pour 2024, et de l'article 5 du décret n° 2024-556, les compléments de prix ARENH perçus en 2024 pour un montant de 556 millions d'euros viendront diminuer les compensations à financer par le budget de l'État au titre du mécanisme 2025. Ces derniers minorent donc la créance relative aux charges de service public de l'énergie d'EDF SA au 31 décembre 2024.

Au 31 décembre 2024, EDF SA constate ainsi une créance d'exploitation vis-à-vis de l'État de 792 millions d'euros (dette de 2 030 millions d'euros au 31 décembre 2023).

## 13.5 Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	15 302	14 533
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	4 164	5 154
<b>DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS</b>	<b>19 466</b>	<b>19 687</b>

La hausse des dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading sur l'année 2024 pour 0,8 milliard d'euros concerne notamment EDF Energy pour 0,4 milliard d'euros, Arabelle Solutions pour 0,3 milliard d'euros, Edison pour 0,2 milliard d'euros et Enedis pour (0,4) milliard d'euros.

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 restent en conséquence comptabilisées en « dettes fournisseurs » dans les comptes du Groupe pour un montant de 985 millions au 31 décembre 2024.

## 13.6 Autres créiteurs

Les éléments constitutifs des autres créiteurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	Dont passifs sur contrat	31/12/2023	Dont passifs sur contrat
Avances et acomptes reçus	3 614	2 435	4 011	2 099
Fournisseurs d'immobilisations	5 542	-	5 464	-
Dettes fiscales	5 167	-	4 740	-
Dettes sociales	6 717	-	6 236	-
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 975	3 974	3 548	3 548
Autres produits constatés d'avance <sup>(1)</sup>	1 219	897	1 267	857
Appels de marge <i>trading</i>	486	-	922	-
Dettes de Contribution au service public de l'électricité (CSPE)	-	-	2 030	-
Autres dettes <sup>(2)</sup>	3 950	-	4 442	-
<b>AUTRES CRÉITEURS</b>	<b>30 670</b>	<b>7 306</b>	<b>32 660</b>	<b>6 504</b>
<i>dont part non courante</i>	<i>6 039</i>	<i>3 367</i>	<i>5 685</i>	<i>3 539</i>
<i>dont part courante</i>	<i>24 631</i>	<i>3 939</i>	<i>26 975</i>	<i>2 965</i>

(1) Ce poste intègre le versement initial au titre du protocole d'indemnisation Fessenheim reçu en 2020, non encore repris en autres produits et charges opérationnels (voir note 5.5.4).

(2) Y compris dettes sur acquisition d'actifs et subventions d'investissements.

### 13.6.1 Avances et acomptes reçus

Au 31 décembre 2024, les avances et acomptes reçus comprennent les paiements réalisés par les clients des contrats long terme de Framatome pour 1 501 millions d'euros (719 millions d'euros au 31 décembre 2023).

### 13.6.2 Dettes fiscales

Au 31 décembre 2024, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 1 409 millions d'euros au titre de l'accise sur l'électricité en lien avec l'application progressive, à partir du 1<sup>er</sup> février 2024, des tarifs de 20,5 €/MWh pour les professionnels et de 21 €/MWh pour les particuliers, contre des tarifs de 0,5 €/MWh et de 1 €/MWh au 1<sup>er</sup> février 2023.

### 13.6.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 31 décembre 2024 les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées dans le cadre du financement des centrales nucléaires à EDF pour 2 137 millions d'euros (2 089 millions d'euros au 31 décembre 2023) et à Arabelle Solutions pour 329 millions d'euros.

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).

### 13.6.4 Appels de marge *trading*

Au 31 décembre 2024, les autres dettes d'exploitation comprennent les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 0,5 milliard d'euros (0,9 milliard d'euros en 2023). 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 13.4), s'agissant de contreparties différentes.

### 13.6.5 Autres dettes

Les autres dettes incluent au 31 décembre 2024 comme au 31 décembre 2023 des subventions d'investissements pour 1,6 milliard d'euros. Les subventions d'investissements reçues sur 2024, nettes des effets périmètre, s'élèvent à 232 millions d'euros (258 millions d'euros sur 2023).

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

### 13.6.6 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)	31/12/2023	Montants constatés sur l'exercice	Montants repris en chiffre d'affaires sur l'exercice	Montants annulés sur l'exercice sans contrepartie chiffre d'affaires	Désactualisation	Modification de périmètre	Effet change	31/12/2024
Acomptes reçus	2 099	1 710	(1 395)	(34)	-	25	30	2 435
Produits constatés d'avance long terme	3 548	872	(684)	(167)	49	334	22	3 974
Autres produits constatés d'avance	857	673	(686)	-	-	51	2	897

Ils sont constitués de la majorité des avances et acomptes reçus pour 2 435 millions d'euros (principalement pour les segments Industries et Services, Royaume-Uni et France – Activités régulées) et de la majorité des produits constatés d'avance (contrats long terme et autres) pour 4 871 millions d'euros (principalement pour les segments France – Activités de production et de commercialisation et Industries et Services), soit un total de 7 306 millions d'euros au 31 décembre 2024 (contre 6 504 millions d'euros au 31 décembre 2023). Les modifications de périmètre sur 2024 concernent essentiellement l'acquisition d'Arabelle Solutions.

Les contrats à plus d'un an dont les obligations sont non remplies ou partiellement remplies à la date de clôture devraient générer un chiffre d'affaires restant à comptabiliser, d'environ 19 191 millions d'euros. Il sera reconnu jusqu'en 2034 pour le contrat Exeltium pour un montant de 778 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 2024, 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.

### 14.2 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires réunie le 11 juin 2024 a décidé de ne pas verser de dividendes en 2024 au titre de l'exercice 2023.

Aucun acompte n'a été versé au titre du dividende 2024.

### 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 2024, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 10 047 millions d'euros, déduction faite des coûts de transaction nets d'impôts (12 009 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Le 5 juin 2024, EDF a annoncé son intention d'exercer son option de remboursement le 5 juillet 2024 de la souche de dette hybride émise en octobre 2018 pour 1 250 millions d'euros à un taux de 4 % avec une échéance au 30 octobre 2024. Compte tenu du caractère certain du remboursement, EDF a reclassé au 30 juin 2024 1 243 millions d'euros précédemment inscrits en capitaux propres, en autres dettes financières pour 1 250 millions d'euros et pour (7) millions d'euros, correspondant à la part des frais d'émission. Le 5 juillet 2024, la dette a été intégralement remboursée pour 1 250 millions d'euros.

Le 10 septembre 2024, EDF a lancé des offres contractuelles de rachat visant les obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1 000 millions d'euros émises en janvier 2014 à un taux de 5,0 % (ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 22 janvier 2026) et les obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1 250 millions de livres sterling émises en janvier 2013 à un taux de 6,0 % (ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 29 janvier 2026). Cette offre a conduit à un rachat partiel pour 499 millions d'euros de la souche euros émise en janvier 2014 pour 1 000 millions d'euros, et pour 730 millions d'euros (621 millions de livres sterling) pour la souche GBP émise en janvier 2013 pour 1 250 millions de livres sterling.

Le 10 septembre 2024, EDF a annoncé son intention d'exercer son option de remboursement le 29 janvier 2025 de la souche de dette hybride émise en janvier 2013 pour 1 250 millions d'euros à un taux de 5,38 % échéance en janvier 2025. EDF a reclassé au 31 décembre les 1 229 millions d'euros qui figuraient en capitaux propres pour 1 250 millions d'euros en autres dettes financières et pour 21 millions d'euros en primes et réserves pour la part des primes et frais d'émission.

Le 10 septembre 2024, EDF a émis trois tranches d'obligations hybrides vertes comptabilisées en capitaux propres pour respectivement 500 millions d'euros (à un taux de 5,125 %), 650 millions d'euros (à un taux de 5,625 %), et 500 millions de livres sterling (à un taux de 7,375 %).

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée a été de 582 millions d'euros sur l'exercice 2024 (630 millions d'euros sur l'exercice 2023). La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

En janvier 2025, une rémunération de 74 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 <sup>(1)</sup>	Montant du nominal	Devise	Option de remboursement	Taux
EDF	01/2013	629	GBP	13 ans	6,00 %
EDF	01/2014	501	EUR	12 ans	5,00 %
EDF	01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %
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 %
EDF	09/2024	500	EUR	5 ans	5,13 %
EDF	09/2024	650	EUR	8 ans	5,63 %
EDF	09/2024	500	GBP	11 ans	7,38 %

(1) Date de réception des fonds.

## 14.4 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)	31/12/2024		31/12/2023		
	% 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
<b>Principales participations ne donnant pas le contrôle :</b>					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.	20,00 %	1 453	300	2 014	136
NNB Holding Company (HPC) Ltd.	27,40 %	5 915	(87)	5 349	(2 703)
Sizewell C (Holding) Ltd.	83,77 %	-	(5)	1 475	-
EDF Investissements Groupe SA	13,78 %	1 024	17	520	13
Luminus SA	31,37 %	995	102	698	25
Framatome	19,50 %	200	(23)	218	(34)
<b>Autres participations ne donnant pas le contrôle</b>		<b>1 442</b>	<b>144</b>	<b>1 677</b>	<b>158</b>
<b>TOTAL</b>		<b>11 029</b>	<b>448</b>	<b>11 951</b>	<b>(2 404)</b>

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) Ltd, holding de la Société portant le projet Hinkley Point C, détenue à 72,60 % (67,72 % au 31 décembre 2023) par le Groupe via EDF Energy, correspondent à la part de CGN dans cette entité.

Suite à la perte de contrôle dans la société Sizewell C (Holding) Ltd, société détenue à 16,23 % (49,44 % au 31 décembre 2023) par le Groupe via EDF Energy et qui porte le projet Sizewell C, la société est mise en équivalence dans les comptes du Groupe au 31 décembre 2024. Au 31 décembre 2023, les participations ne donnant pas le contrôle correspondaient à la part de His Majesty's Government (HMG) dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle de Framatome, détenu à 80,5 % par le Groupe via la société EDF SA, correspondent uniquement à la part de Mitsubishi Heavy Industries à hauteur de 19,5 % depuis l'acquisition par EDF le 25 janvier 2024 des 5 % détenus par Assystem.

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 d'EDF Investissements Groupe correspondent à la participation de Natixis Belgique Investissements. Le 6 novembre 2024, une augmentation de capital de 500 millions d'euros a été souscrite par Natixis Belgique Investissements, qui détient désormais 13,78 % du capital d'EDF IG au 31 décembre 2024 (7,54 % au 31 décembre 2023) et EDF, via la société C3, détient les 86,22 % restants (92,46 % au 31 décembre 2023).

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 66 millions d'euros au 31 décembre 2024 (96 millions d'euros en 2023).



## 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 des combustibles usés, 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)	31/12/2024			31/12/2023		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	33 220	1 995	35 215	28 193	2 069	30 262
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	35 609	1 453	37 062	32 013	1 269	33 282
<b>Provisions liées à la production nucléaire</b>	<b>68 829</b>	<b>3 448</b>	<b>72 277</b>	<b>60 206</b>	<b>3 338</b>	<b>63 544</b>

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 des combustibles usés	17 449	1 265	-	18 714
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	-	520	-	520
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 156	1 446	379	15 981
<b>PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 31/12/2024</b>	<b>31 605</b>	<b>3 231</b>	<b>379</b>	<b>35 215</b>
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	19 221	12 878	599	32 698
Provisions pour derniers cœurs	2 995	1 369	-	4 364
<b>PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2024</b>	<b>22 216</b>	<b>14 247</b>	<b>599</b>	<b>37 062</b>
<b>PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE AU 31/12/2024</b>	<b>53 821</b>	<b>17 478</b>	<b>978</b>	<b>72 277</b>

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

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2024
Provisions pour gestion des combustibles usés	15 114	4 074	(1 248)	638	59	77	18 714
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	406	-	-	22	21	71	520
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 742	881	(348)	371	61	274	15 981
<b>Provisions pour aval du cycle nucléaire</b>	<b>30 262</b>	<b>4 955</b>	<b>(1 596)</b>	<b>1 031</b>	<b>141</b>	<b>422</b>	<b>35 215</b>
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	29 291	400	(1 000)	1 321	537	2 149	32 698
Provisions pour derniers cœurs	3 991	-	-	193	62	118	4 364
<b>Provisions pour déconstruction et derniers cœurs</b>	<b>33 282</b>	<b>400</b>	<b>(1 000)</b>	<b>1 514</b>	<b>599</b>	<b>2 267</b>	<b>37 062</b>
<b>PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE</b>	<b>63 544</b>	<b>5 355</b>	<b>(2 596)</b>	<b>2 545</b>	<b>740</b>	<b>2 689</b>	<b>72 277</b>
Dont part courante	3 338						3 448
Dont part non courante	60 206						68 829
Dont EDF SA	48 220						53 821
<i>dont périmètre loi du 28 juin 2006</i>	<i>47 001</i>						<i>52 583</i>
Dont Royaume-Uni	14 365						17 478
Dont Belgique	960						978

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur l'exercice 2024 s'explique notamment par :

- En France (voir note 15.1.1) :
  - > une augmentation des provisions pour gestion des combustibles usés en France au titre de la révision du scénario industriel d'entreposage des combustibles usés (voir note 15.1.1.1) pour 3 301 millions d'euros ;
  - > une augmentation des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs au titre d'une révision des coûts de stockage (Cigéo) des déchets HA-MAVL (voir note 15.1.1.2) pour 823 millions d'euros ;
  - > la première divergence de la centrale de Flamanville 3 se traduisant par une augmentation des provisions liées à la production nucléaire de 428 millions d'euros (voir note 15.1.1.3) ;
  - > une hausse du taux d'actualisation réel de 10 points de base en France (voir note 15.1.1.5) diminuant les provisions de (964) millions d'euros.
- Au Royaume-Uni (voir note 15.2) :
  - > une mise à jour de l'estimation des coûts pour 3 440 millions euros réalisée dans le cadre de l'*Integrated Plan 25* (IP 25), approuvée par la NLA (*Non-Nuclear Liabilities Assurance team*) en décembre 2024 ;
  - > une hausse du taux d'actualisation réel au Royaume-Uni (en particulier + 30 points de base sur les provisions aval du cycle et déconstruction), soit une baisse des provisions de (825) millions d'euros ;
  - > les nouvelles hypothèses (comme annoncé par le Groupe en décembre 2024) de fermeture des centrales AGR Heysham 1 et Hartlepool, planifiée en 2027 (précédemment en 2026), et de fermeture des centrales AGR de Heysham 2 et Torness planifiée en 2030 (précédemment en 2028) conduisant à une baisse des provisions aval du cycle et déconstruction de (366) millions d'euros.

## 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'estimations, de jugements et d'incertitudes qui sont décrits en note 1.3.4.2. Fin 2024, le niveau d'incertitudes augmente du fait de circonstances ponctuelles présentées ci-après et appelées à évoluer à court et moyen terme, notamment (i) les études d'APS en 2025 et 2026 des nouvelles capacités d'entreposage des combustibles usés (projet ADEC) du programme aval du futur (voir note 15.1.1.1), (ii) les évolutions réglementaires récentes sur le traitement des peintures amiantées et l'analyse de leur impact éventuel (au travers d'un plan d'actions démarré en 2025 tenant compte de la complexité des prélèvements du fait de l'ampleur des surfaces considérées et de leur diversité) sur le devis de démantèlement des installations en exploitation (voir note 15.1.1.3). Par ailleurs, la publication par l'État du nouvel arrêté de chiffrage du projet Cigéo est attendue à l'horizon de septembre 2025 (voir note 15.1.1.2).

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	31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2024
Provisions pour gestion des combustibles usés	15.1.1.1	13 876	4 058	(1 113)	573	55	17 449
<i>dont non liées au cycle d'exploitation</i>		1 760	2 678	(36)	76	18	4 496
<i>dont hors périmètre loi du 28 juin 2006</i>		1 219	-	(42)	61	-	1 238
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	15.1.1.2	13 205	869	(348)	301	129	14 156
<b>Provisions pour aval du cycle nucléaire</b>		<b>27 081</b>	<b>4 927</b>	<b>(1 461)</b>	<b>874</b>	<b>184</b>	<b>31 605</b>
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	15.1.1.3	18 419	399	(274)	753	(76)	19 221
Provisions pour derniers cœurs	15.1.1.4	2 720	-	-	126	149	2 995
<b>Provisions pour déconstruction et derniers cœurs</b>		<b>21 139</b>	<b>399</b>	<b>(274)</b>	<b>879</b>	<b>73</b>	<b>22 216</b>
<b>PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE</b>		<b>48 220</b>	<b>5 326</b>	<b>(1 735)</b>	<b>1 753</b>	<b>257</b>	<b>53 821</b>
Provisions liées à la production nucléaire périmètre loi du 28 juin 2006 <sup>(1)</sup>		47 001	5 326	(1 693)	1 692	257	52 583
Provisions liées à la production nucléaire hors périmètre loi du 28 juin 2006 <sup>(1)</sup>		1 219	-	(42)	61	-	1 238

(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 les événements suivants :

- une augmentation des provisions pour gestion des combustibles usés en France au titre de la révision du scénario industriel d'entreposage des combustibles usés (voir note 15.1.1.1) pour 3 301 millions d'euros dont les effets sont présentés en « augmentations » pour un montant de 3 291 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat et en « autres mouvements » pour un montant de 10 millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs ;
- la première divergence de la centrale de Flamanville 3 se traduisant par une augmentation des provisions liées à la production nucléaire de 428 millions d'euros, répartis à hauteur de 235 millions d'euros sur les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation (voir note 15.1.1.3), 22 millions d'euros sur les provisions pour derniers cœurs, 73 millions d'euros sur les provisions pour gestion des combustibles usés, et 98 millions d'euros sur les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs. Ces éléments sont présentés principalement en « autres mouvements » au titre des variations des provisions adossées à des actifs ;
- une augmentation des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs au titre d'une révision des coûts de stockage (Cigéo) des déchets HA-MAVL (voir note 15.1.1.2) pour 823 millions d'euros dont les effets sont présentés en « augmentations » pour un montant de 775 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat et en « Autres mouvements » pour un montant de 48 millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs ;

Il est par ailleurs à noter une hausse du taux d'actualisation réel de 10 points de base en France (voir note 15.1.1.5) diminuant les provisions de (964) millions d'euros, dont les effets sont présentés en « effet de l'actualisation » pour un montant de (514) millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat et en « autres mouvements » pour un montant de (450) millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents).

L'effet d'actualisation comprend par ailleurs la charge de désactualisation pour 2 267 millions d'euros comptabilisée en résultat financier.

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 des combustibles usés

#### Traitement des combustibles usés

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 des combustibles usés (17 449 millions d'euros) comprend principalement les prestations à réaliser par Orano Recyclage correspondant aux éléments suivants :

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

Les charges de traitement prises en compte dans la provision pour gestion des combustibles usés concernent le combustible usé 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. Ces contrats contiennent des indices de révision de prix qui sont mis à jour chaque année.

Le précédent contrat d'application venant à échéance fin 2023, les négociations entre EDF et Orano Recyclage ont convergé en septembre 2023 avec la signature d'un accord sur les principes du contrat d'application couvrant la période 2024-2026. Cela s'est traduit par une augmentation de 2 216 millions d'euros des provisions pour gestion des combustibles usés au 31 décembre 2023. Cet accord 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.

Le contrat d'application pour la période 2024-2026, reprenant les éléments de l'accord de septembre 2023 sur les principes mentionnés ci-dessus, a été signé le 1<sup>er</sup> octobre 2024. En conséquence, la signature de ce contrat n'a pas d'impact significatif en 2024 sur les provisions pour gestion des combustibles usés.

#### Entreposage des combustibles usés

Par ailleurs, l'entreposage des combustibles usés est un enjeu clé pour l'aval du cycle, avec à fin 2023 :

- d'une part, un sujet relatif au risque de saturation des piscines de La Hague à l'horizon 2030 compte tenu notamment des prévisions de remplissage des entreposages de combustibles usés issus du parc de production d'EDF. Dans cette perspective, il était pris en considération la construction d'une piscine d'entreposage centralisé sous maîtrise d'ouvrage et exploitée par EDF, dont la mise en service d'un premier bassin était prévue pour 2034, afin d'augmenter le volume d'entreposage à long-terme des futurs combustibles usés et ainsi éviter la saturation. Ce premier bassin, avec une fonction d'extension des piscines des réacteurs nucléaires permettant d'assurer la continuité d'exploitation du parc, était ainsi considéré comme une immobilisation corporelle. Dans l'attente de ce bassin, des solutions transitoires, projets parades de densification des piscines existantes du site Orano de La Hague et solution complémentaire d'entreposage à sec pour les combustibles usés au plutonium (MOX) et à l'uranium issu du traitement (URE), faisaient l'objet d'études dont les coûts associés étaient couverts par les provisions ;
- et d'autre part, le besoin d'entreposage de long terme du combustible usé engagé 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), et le combustible de Creys-Malville dans l'attente des réacteurs de quatrième génération. Ce besoin était couvert par des provisions basées sur un scénario de construction d'un deuxième bassin au titre de la piscine d'entreposage centralisé dont la mise en service était prévue en 2047.

Concernant ce sujet de gestion des combustibles usés, le premier semestre 2024 a été marqué par :

- le Conseil de Politique Nucléaire (CPN) du 26 février 2024 qui a permis de confirmer les grandes orientations de la politique française sur l'aval du cycle combinant le retraitement, la réutilisation des combustibles usagés et la fermeture du cycle, via la prolongation, la résilience des installations actuelles et le renouvellement des usines du cycle à La Hague ;
- l'audition conjointe Orano et EDF du 11 avril 2024 par le collège de l'ASN qui a permis, dans le contexte du CPN mentionné ci-dessus, de présenter de façon convergée un état des lieux à date des capacités d'entreposage sur le site de La Hague ainsi que les projections de quantités de combustibles usés à entreposer. Suite à cette audition, l'ASN dans sa note d'information du 17 avril 2024 a pris note d'un report du risque de saturation dans les piscines de La Hague, tout en réaffirmant le besoin de mise en place de parades pour restituer des marges de sécurité. Par ailleurs, l'ASN a appelé les exploitants à mettre en œuvre de nouvelles capacités d'entreposage de long terme dans les délais les plus courts possibles avec des objectifs de sûreté de haut niveau.

Ainsi, le scénario industriel présenté par EDF devant le collège des commissaires de l'ASN le 11 avril 2024 intégrait la détente annoncée du risque de saturation des piscines de La Hague à court terme (avec mise en œuvre des parades) conjuguée à la perspective de renouvellement des usines de La Hague, avec notamment le recours à un bassin unique (au lieu de deux bassins précédemment prévus, comme mentionné ci-dessus) sous maîtrise d'ouvrage EDF, conformément aux dispositions de l'arrêté du 9 décembre 2022 pris en application du décret n°2022-1547 du 9 décembre 2022, et ayant pour fonction l'entreposage longue durée du combustible au plutonium (MOX usé) et du combustible de Creys-Malville. Les estimations retenues pour valoriser ce scénario reposaient sur ces hypothèses structurantes.

Au 30 juin 2024, ce changement de scénario industriel a conduit à une dépréciation des coûts immobilisés au titre du premier bassin pour un montant de 142 millions d'euros et à la mise à jour des provisions pour gestion des combustibles usés à fin juin 2024, en tenant compte des dernières estimations, de la façon suivante :

- concernant la gestion du risque de saturation des piscines de La Hague à court terme (entre 2030 et 2040), la confirmation de la mise en œuvre du projet parade de densification de ces piscines, avec la finalisation des études de développement conduisant à une augmentation des provisions de 311 millions d'euros au 30 juin 2024. La solution complémentaire d'entreposage à sec reste également envisagée à ce stade ;
- concernant le besoin d'entreposage de long terme du combustible au plutonium (MOX usé) et du combustible de Creys-Malville, la prise en compte du nouveau dimensionnement de la capacité d'un bassin unique et d'une mise en service au plus tôt. L'estimation s'appuie sur une revue des coûts du projet proposé par EDF au niveau Avant Projet Sommaire (APS) finalisée sur le premier trimestre 2024 et intégrant les derniers requis en termes de sûreté et de sécurité. Ces éléments ont conduit à une augmentation de cette provision, non liée au cycle d'exploitation au sens de la loi de 2006 et donnant donc lieu à constitution d'actifs dédiés, pour un montant de 2 657 millions d'euros au 30 juin 2024 ;
- concernant le combustible usé engagé à date à l'uranium issu du traitement (URE), il est dorénavant considéré dans le scénario industriel qu'il sera traité (en dilution de l'UNE usé) dans les usines existantes de La Hague (en lieu et place d'un entreposage de long terme suivi d'un stockage direct). Les provisions pour gestion des combustibles usés au titre du traitement ont augmenté de 333 millions d'euros, et les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs ont diminué de 120 millions d'euros.

À l'automne 2024, EDF et Orano ont proposé à l'instruction de la DGEC et de l'ASN un schéma industriel pour les futures installations du cycle sur le site Orano de La Hague (dit Programme Aval du Futur ADF). Il comprendra notamment une nouvelle usine de traitement de combustibles usés ainsi qu'une nouvelle usine de fabrication des combustibles MOX. Placé sous la maîtrise d'ouvrage d'Orano, ce schéma prévoit de disposer également d'un atelier regroupant de nouvelles capacités d'entreposage (ADEC), qui seront connectées ultérieurement aux futures installations de traitement.

Au 31 décembre 2024, cette proposition est toujours en cours d'instruction par les autorités compétentes. En cas de validation, le projet ADEC sous maîtrise d'ouvrage Orano se substituera au projet PEC sous maîtrise d'ouvrage EDF.

Dans ce contexte, Orano a récemment démarré les travaux d'études APS sur le programme ADF, qui intègre le projet de nouvelles capacités d'entreposage, qui devraient être menés jusqu'à fin 2026. Les modalités de financement de ce programme ne sont pas arrêtées à date.

Compte tenu de ces éléments structurants restant à préciser, la meilleure estimation à date du montant à provisionner au titre de l'obligation d'entreposage des combustibles usés reste basée sur les hypothèses sous-jacentes mises à jour sur le premier semestre 2024.

Au total, les provisions au titre de dispositifs d'entreposage spécifique des combustibles usés s'élèvent à 504 millions d'euros au titre du coût lié à la densification des piscines d'Orano à La Hague et à 4 496 millions d'euros au titre de l'entreposage des MOX usés et du combustible de Creys-Malville (non recyclables dans des installations industrielles existantes ou en construction).

### **Recyclage de l'Uranium de retraitement**

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<sup>ème</sup> 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, tranche qui a redémarré le 4 février 2024. 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 des combustibles usés (soit 485 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.

### **Audit commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) et la Direction Générale du Trésor**

Conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du Code de l'environnement, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) et la Direction Générale du Trésor ont commandité début 2024 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation des charges de gestion des combustibles usés d'EDF à fin décembre 2023. L'audit a commencé au deuxième trimestre 2024 et devrait se conclure sur le premier trimestre 2025. À ce stade d'avancement, il n'est pas anticipé d'impacts significatifs sur les provisions pour gestion des combustibles usés au titre de cet audit.

### 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, le cas échéant après entreposage longue durée, 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	31/12/2024	31/12/2023
Déchets TFA et FMA	TFA : CIRES - Morvilliers (ANDRA) FMA : CSA - Soulaines (ANDRA)	3 310	3 176
Déchets FAVL	Projet en cours d'étude à Soulaines (ANDRA)	371	369
Déchets HA-MAVL	Centre de stockage géologique (projet Cigéo) / Installation conditionnement - Entreposage ICEDA	10 475	9 660
<b>PROVISION GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS</b>		<b>14 156</b>	<b>13 205</b>

#### 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 et 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 stockage existants ;
- des coûts de l'usine de la filiale Cyclife France (site de Centraco à Codolet, 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 du Technocentre, une installation de découpe et de fusion pour traiter et valoriser les déchets TFA métalliques issus du démantèlement d'installations nucléaires. L'objectif visé est une mise en service de l'installation en 2031. En lien avec le 5<sup>e</sup> 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. Le Débat Public, débuté en octobre 2024, se terminera en février 2025.

##### Évolutions 2023

En 2023, la révision annuelle 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.

##### Evolutions 2024

En 2024, la révision annuelle a tenu compte des dernières hypothèses de gestion de ces déchets, notamment concernant les hypothèses de coûts de stockage des déchets TFA (sur la base du nouveau contrat en cours avec l'ANDRA), amenant à une augmentation des provisions de 56 millions d'euros.

#### 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. Conformément à l'avis n° 2020-

AV-0357 de l'ASN du 6 août 2020, ainsi qu'au 5<sup>e</sup> PNGMDR<sup>(1)</sup>, l'ANDRA a transmis en mars 2024 un dossier présentant les options techniques et de sûreté retenues pour un stockage FAVL sur le site de Vendevre-Soulaines et amenant à considérer d'autres options que le site de Vendevre-Soulaines pour stocker les déchets graphite. Ce dossier est en cours d'instruction par l'ASN.

Par ailleurs, les études menées par EDF pour caractériser plus précisément l'inventaire radiologique de ces déchets permettent d'envisager la possibilité de stocker le graphite du premier réacteur démantelé (Chinon A2) dans le centre de surface existant (CSA) sans attendre la mise en service d'un centre de stockage spécifique.

Le scénario actuellement modélisé dans les provisions pour le graphite de Chinon A2, extrait du réacteur à l'horizon 2045, est donc un stockage au CSA. Pour ce graphite, la construction d'un entreposage temporaire sur Chinon associé à un stockage dans un centre spécifique FAVL a été pris en compte en risque.

Concernant les autres réacteurs, les provisions couvrent un stockage direct du graphite dans un stockage.

## 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 de l'exploitation, de la maintenance et du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde. C'est l'objet du projet Cigéo (Centre industriel de stockage géologique).

L'arrêté du 15 janvier 2016 pris par le Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie fixe le coût objectif du projet de stockage Cigéo à 25 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2011. Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'ANDRA, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires.

En application de cet arrêté, il a été prévu que le coût du projet Cigéo serait régulièrement mis à jour et *a minima* aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire.

À ce titre, l'ANDRA doit remettre en avril 2025 à la DGEC, à l'ASN et aux commissions parlementaires compétentes la mise à jour du dossier de chiffrage de Cigéo. Ce dossier sera suivi d'un avis des parties prenantes, dont les producteurs de déchets, et conduira l'État à arrêter le nouveau « coût objectif » de Cigéo à l'horizon de septembre 2025.

À ce stade, les travaux sur ce dossier de chiffrage sont en cours et plusieurs points sont encore ouverts à discussion. L'estimation des effets cumulés des différents travaux et de leurs interactions nécessite de prendre en compte la vision globale telle qu'elle sera finalisée en 2025.

Pour autant, EDF a intégré dans ses comptes 2024 une actualisation de la provision pour prendre en compte les éléments suffisamment certains et qui n'étaient pas pris en compte dans le chiffrage arrêté en 2016. Cette actualisation génère une augmentation de la provision de 823 millions d'euros indépendamment du reste des travaux de chiffrage en cours.

Les provisions au titre du stockage des déchets HA-MAVL, pour un montant total de 9 508 millions d'euros sont assises sur le coût du stockage, en tenant compte des quotes-parts des producteurs en fonction des volumes, et de la caractérisation des déchets et comprennent, par ailleurs, l'entreposage préalable des déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé, l'évacuation vers le stockage et le stockage direct des combustibles usés non recyclables dans des installations existantes.

Depuis 2016, les principaux jalons concernant le projet Cigéo ont été les suivants :

Le 11 janvier 2018, l'ASN a estimé que le projet avait atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du dossier d'option de sûreté (DOS). Une revue de conception détaillée a été organisée à la demande de la DGEC par un groupe d'experts indépendants. Il a rendu, fin 2020, un avis globalement positif sur le dossier présenté par l'ANDRA.

L'enquête publique associée à la déclaration d'utilité publique s'est tenue du 15 septembre au 23 octobre 2021. Elle a abouti à un avis favorable (assorti de cinq recommandations au maître d'ouvrage) des commissaires enquêteurs rendu public le 20 décembre 2021. Les conclusions de la commission notaient que cette enquête publique avait « amené de nombreuses contributions du public, la plupart fort argumentées, la majorité en faveur du projet », et que Cigéo était « opportun, pertinent et robuste ».

En amont de l'enquête, la contre-expertise de l'évaluation socio-économique de Cigéo par le Secrétariat général pour l'investissement (SGPI) avait donné lieu à un avis favorable « tant pour le projet dans sa globalité que pour son volet transport ». Elle avait souligné que « le projet Cigéo a une forte valeur prudentielle et assurantielle face aux risques environnementaux et sanitaires ».

L'Autorité environnementale, de son côté, avait souligné, dans son avis du 13 janvier 2021 le caractère didactique de l'évaluation environnementale. Elle avait aussi émis une série de recommandations dont l'ANDRA a tenu compte dans le dossier d'enquête publique.

Le décret n° 2022-993 du 7 juillet 2022 a déclaré d'utilité publique Cigéo et a porté la mise en compatibilité du schéma de cohérence territoriale du Pays Barrois (Meuse), du plan local d'urbanisme intercommunal de la Haute-Saulx (Meuse) et du plan local d'urbanisme de Gondrecourt-le-Château (Meuse). Par ailleurs, le décret n° 2022-992 du 7 juillet 2022 a inscrit le projet Cigéo parmi les opérations d'intérêt national mentionnées à l'article R. 102-3 du Code de l'urbanisme.

La remise du dossier de demande d'autorisation de création (DAC) a été effectuée le 17 janvier 2023.

À la suite de ce dépôt, le 22 juin 2023, l'ASN a considéré que le dossier de demande d'autorisation de création de Cigéo était recevable. La demande d'autorisation de création a également fait l'objet d'un avis de l'autorité environnementale en date du 27 juin 2024. Cette étape a permis de lancer le travail d'instruction technique du dossier, cadencée par trois réunions du Groupe Permanent (GP) : le GP1 (Groupe Permanent 1) s'est tenu en avril 2024, le GP2 s'est tenu en décembre 2024 et le GP3 est prévu mi-2025, pour un avis de l'ASN prévu en novembre 2025.

L'autorisation de création est visée pour fin 2027.

À date, le planning de référence de l'ANDRA prévoit d'abord une phase industrielle pilote et prend en compte une livraison des premiers déchets entre 2035 et 2040.

Concernant le cas particulier du traitement des déchets bitumineux, l'ASN a demandé dans le cadre de l'instruction du DOS que, pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées. En septembre 2018, la DGEC a mandaté un groupe d'experts pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes. Il a conclu, en septembre 2019, à la faisabilité a priori des différentes options de gestion (stockage ou

(1) Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs. Publication du décret n° 2022-1547 et de l'arrêté pris pour application au *Journal Officiel* du 10 décembre 2022.

neutralisation). Toutefois, il souligne l'importance de poursuivre les études engagées pour identifier l'option la plus pertinente. Un programme de recherche quadripartite entre producteurs et l'ANDRA est en cours sur ce sujet.

Enfin, concernant la fiscalité de Cigéo, l'article 127 de la loi de finances pour 2021 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). À fin 2024, les dispositions associées à cette loi et leur éventuel impact sur le niveau de la fiscalité de l'installation restent toutefois à préciser.

### 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 968 millions d'euros.

ICEDA, implanté sur le site du Bugey, est l'installation dédiée au conditionnement et à l'entreposage des déchets MAVL issus de l'exploitation (hors gestion des combustibles) et de la déconstruction des centrales. L'installation a été mise en service en 2020 et a conditionné ses premiers déchets en 2021.

Depuis 2021, ICEDA a conditionné l'ensemble des déchets activés de démantèlement de Chooz A et les premiers déchets d'exploitation de Fessenheim.

En 2024, l'ASN a autorisé la modification des caractéristiques réglementaires des déchets autorisés à entrer dans l'installation pour y être conditionnés. Cette modification permet à ICEDA d'être autorisée à conditionner 100% des déchets pour lesquels l'installation a été conçue. L'autorisation de conditionnement prenant en compte ces nouvelles limites est attendue pour début 2025.

Enfin, à la suite de l'arrêt définitif des deux tranches de la centrale de Fessenheim, EDF a déposé une demande de modification du Décret d'Autorisation de Création d'ICEDA afin de permettre à ICEDA de conditionner les déchets de démantèlement de Fessenheim. Le décret modifié est attendu en 2025.

#### 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, la Base chaude opérationnelle du Tricastin (BCOT) 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 à long terme des déchets radioactifs).

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

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2024
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 002	-	(10)	594	(76)	13 510
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 417	399	(264)	159	-	5 711
<b>PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES</b>	<b>18 419</b>	<b>399</b>	<b>(274)</b>	<b>753</b>	<b>(76)</b>	<b>19 221</b>

Les « autres mouvements » sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation (provisions adossées à des actifs) comprennent principalement les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2024 ainsi que la comptabilisation de la provision pour déconstruction relative à Flamanville 3 pour 235 millions d'euros suite à la première divergence du réacteur en septembre 2024.

Les « diminutions » correspondent aux dépenses de déconstruction effectuées en 2024. Les « augmentations » correspondent aux conséquences de la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées (principalement au titre des sujets de traitement des matières dangereuses et de l'obsolescence, tels que précisés ci-dessous) concernant en conséquence des provisions non adossées à des actifs.

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

Les bases d'évaluations décrites dans les deux paragraphes suivants concernent les 56 tranches nucléaires en exploitation (concernant Flamanville 3, voir paragraphe « évolutions 2024 »).

#### 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 avait 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 deux, quatre et dans un cas, six 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 étant d'autant plus importants que le nombre de tranches d'un palier (effet de série) et celui de tranches par site (effet mutualisation) est élevé, ce qui conduit à des effets sur le palier 900 MW supérieurs à 16 % (effets de série et de mutualisation).

Les effets de série et de mutualisation, notamment, permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et les parcs nucléaires d'autres pays n'est pas pertinente.

*A contrario*, les chiffrages n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGEC sur le coût de démantèlement du parc en exploitation avait à cet égard considéré que cette option représentait une prudence d'estimation.

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

- intégration d'incertitudes sur chaque brique « élémentaire » des coûts, sur le planning, sur les effets de série, de mutualisation, sur les 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 19,4 % pour l'ensemble du parc REP en exploitation (34,1 % 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 en 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.

### Évolutions 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 à long terme des déchets radioactifs) sur l'évaluation des besoins d'études et d'ingénierie, une première prise en compte 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 eu un impact non significatif sur les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation.

### Évolutions 2024

Le devis de déconstruction des 56 tranches nucléaires en exploitation a fait l'objet d'une révision annuelle, sans impact significatif sur les provisions.

Sur la base des estimations réalisées sur les différents postes de coûts, le devis à terminaison (en euros<sub>2024</sub>) s'élève à environ 0,67 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 de mutualisation décrits précédemment.

Par ailleurs, concernant Flamanville 3, après le chargement du combustible nucléaire dans le réacteur réalisé en mai 2024, EDF a procédé à la première divergence du réacteur (après accord de l'ASN) le 3 septembre 2024, c'est-à-dire au démarrage du processus de réaction en chaîne. Cette première divergence implique, dans les états financiers consolidés du Groupe, la comptabilisation des provisions relatives à Flamanville 3, pour un montant de 235 millions d'euros au titre de la déconstruction. L'évaluation est basée sur une transposition du coût de référence de la tête de série 900 MW, adaptée à la configuration de Flamanville 3 (dont la durée d'exploitation est prévue pour 60 ans).

## 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<sup>e</sup> 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 téléopération 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 2022 :

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 Gestion à Long Terme des Déchets Radioactifs (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.

Par ailleurs, 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 Écologique en novembre 2021. Ses conclusions (qui confirment les constats réalisés par l'ASN au titre de son 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 d'EDF.

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 des risques et incertitudes planning (appliquée 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.

### 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.

## Évolutions 2024

En 2024, dans le cadre des travaux méthodologiques, ont été approfondis les deux sujets transverses suivants :

- le traitement des matières dangereuses (amiante, plomb...) avec le lancement d'un plan d'actions pluriannuel visant à consolider les inventaires amiante et plomb sur les sites, à renforcer la maîtrise du risque matières dangereuses et à évaluer les surcoûts de la gestion de ces matières dangereuses et les potentiels impacts planning. Cela a conduit à une augmentation des provisions de 229 millions d'euros (dont 70 millions d'euros pour la prise en compte des conséquences sur Fessenheim des évolutions réglementaires récentes relatives aux peintures amiantées) ; À noter qu'au titre des peintures amiantées, concernant les centrales en exploitation, les quelques repérages positifs récents ne permettent pas d'établir si l'amiante est localisée et circonscrite à un matériel particulier, auquel cas elle pourra faire l'objet d'un traitement ad hoc sans surcoût significatif, ou si elle est présente avec le même caractère diffus que dans les peintures des matériels de certains bâtiments de Fessenheim. Davantage de diagnostics sont nécessaires pour caractériser ces installations. À ce titre, un plan d'actions est prévu à partir de 2025 pour collecter les informations disponibles dans le système d'information, et établir un programme de caractérisation, en priorité sur les gros composants peints dimensionnants pour le démantèlement, ensuite élargi à d'autres équipements électromécaniques. Ce programme de caractérisation prendra en compte le programme de maintenance du parc en exploitation ainsi que les capacités à faire des diagnostiqueurs.
- le traitement de l'obsolescence avec une étude détaillée à la suite des travaux menés en 2023 sur les systèmes les plus à risques. Cette étude a été conduite à partir d'une analyse des systèmes de Saint Laurent A extrapolée à l'ensemble des sites arrêtés, et a conduit à une augmentation des provisions de 108 millions d'euros.

Au 31 décembre 2024, 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)	31/12/2024	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Réacteur à eau pressurisée - REP - Chooz A	334	294
Réacteur à eau pressurisée REP - Fessenheim <sup>(1)</sup>	1 161	971
Réacteurs Uranium Naturel - Graphite - Gaz - UNGG Bugey, Saint Laurent, Chinon	6 348	3 258
Réacteur à eau lourde - Brennilis	444	381
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium - Superphénix à Creys Malville	690	604

(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 le bâtiment 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 1,1 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 7,6 milliards d'euros de coût à terminaison pour 6 réacteurs), qui nécessitent d'évacuer 20 fois plus de matériaux que pour un REP en raison de leur taille, et dont la difficulté d'accès et la gestion particulière du graphite nécessitent le développement de moyens téléopérés spécifiques ;
- environ quatre fois plus pour Superphénix (environ 2,3 milliards d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison du traitement du sodium, très délicat à éliminer, et de la taille des installations, en particulier celle du réacteur (sa cuve est 20 fois plus grande que celle d'un REP 1300 MW).

L'état d'avancement des chantiers 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 significativement en 2023 et 2024 avec la vidange de la piscine après découpe des structures internes de la cuve, la découpe des tubulures des tuyauteries primaires, préalable à la levée de la cuve, et la rénovation du pont de manutention de la caverne réacteur. La fin du chantier de démantèlement de la cuve est calée en 2027. Par ailleurs, 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.
- 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.

À fin 2024, la trajectoire des activités de préparation au démantèlement est conforme au planning prévisionnel. Avec notamment :

- > la totalité du combustible usé qui a été évacuée du site vers la Hague;
- > une opération de décontamination des circuits primaires de grande ampleur (Full System Décontamination : FSD) qui a été réalisée avec succès sur les 2 réacteurs et s'est terminée en juin 2023 ;
- > le traitement des parties supérieures des générateurs de vapeur (GV) usés (GV issus de leur remplacement réalisé lors de l'exploitation des unités 1 & 2) qui a été réalisé en Suède et l'accord multilatéral des autorités de sûreté des pays traversés par le transport des parties inférieures de ces GV usés vers la Suède (France, Belgique, Allemagne, Pays-Bas et Suède) qui est en cours d'obtention.
- > les travaux de démantèlement électromécanique de la salle des machines, en vue de sa reconfiguration en installation de découplage et de transit des déchets radioactifs.

Concernant le décret prescrivant les opérations de démantèlement, dont l'obtention marquera le début de la phase de démantèlement, d'importantes étapes ont été franchies, notamment : le dépôt du dossier de demande de démantèlement de la centrale en décembre 2020 auprès du ministre de la Transition écologique et de l'ASN, la tenue du GP (Groupe Permanent) le 22 juin 2023, l'enquête publique (du 25 mars au 30 avril 2024) suite à laquelle la commission d'enquête et la préfecture ont rendu un avis favorable.

Selon le calendrier en cours, l'obtention du décret de démantèlement des installations de Fessenheim est attendue mi-2025 et sa prise d'effet début 2026 après accord de l'ASN sur les règles générales d'exploitation (RGE) applicables en démantèlement ;

- 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. Une mise à jour de l'ensemble de ces dossiers a été envoyée par EDF en février 2024 en réponse aux demandes émises par la MSNR (Mission de la Sureté Nucléaire et de la Radioprotection) dans le cadre de l'analyse de recevabilité. L'enclenchement de l'instruction de ces dossiers par l'ASN et l'IRSN (Institut de Radioprotection et de Sureté Nucléaire) a eu lieu le 25 novembre 2024 en vue d'un Groupe Permanent prévu en mars 2026. 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 2044 sur une période de 14 ans. En parallèle les autres sites UNGG finalisent leurs travaux et opérations de mise en configuration sécurisée (2040). 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 vers le bâtiment se trouvant sur site (APEC), 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. Après l'extraction des bouchons assurant le confinement de la cuve du réacteur, la mise en place de la plateforme SCOT (structure de confinement tournante) et la mise en service de l'atelier robotisé, les découpes des internes de cuve ont démarré en 2024. Fin 2024, le faux sommier (première partie des internes de cuve) a été extrait de la cuve, découpé et conditionné en colis de déchets. La seconde partie, le sommier (dernière pièce massive à retirer de l'intérieur de la cuve) sera extrait pour être découpé à son tour au premier trimestre 2025. En parallèle les travaux à l'intérieur du bâtiment réacteur se sont poursuivis avec notamment en 2024 la fin du démantèlement du bouchon couvercle cœur et le début des travaux de démantèlement du puit de cuve et de la cuve de sécurité. La fin du démantèlement du réacteur Superphénix est planifiée 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 », dont l'entrée en vigueur a été marquée notamment en juin 2024 par l'approbation des nouvelles règles générales d'exploitation par l'ASN et en novembre 2024 par l'obtention de la dernière autorisation ASN relatives aux nouvelles modalités de rejets et de prélèvements d'eau, ce qui permet d'engager le démantèlement du bloc réacteur, la démolition de l'enceinte et la réhabilitation du site attendue en 2041.

#### 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 des combustibles usés et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inévitables 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 21.1).

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 du combustible usé.

En 2024, les provisions pour derniers cœurs intègrent un montant de 22 millions d'euros relatifs au dernier cœur de la centrale de Flamanville 3.

### 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 3,22 % pour 2024. Il est retenu dans la méthodologie de calcul en cohérence avec la décision de l'autorité administrative qui dans son arrêté du 1<sup>er</sup> 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 2024 fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux [2,3 % ; 3,6 %] ([2,2 % ; 3 %] à fin 2023) pour les flux entre 0 et 20 ans, de [3,4 % ; 3,6 %] ([3 % ; 3,2 %] à fin 2023) pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,22 % (3,35 % à fin 2023) 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 %).

Sur la base de ce calcul et en tenant compte de la forte volatilité des taux des OAT à fin 2024, dont il est attendu une baisse, ainsi que de celle des taux, courant 2025, le taux d'actualisation retenu s'établit à 4,5 % au 31 décembre 2024 (4,5 % au 31 décembre 2023), prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,9 % (2,0 % au 31 décembre 2023), soit un taux d'actualisation réel de 2,6 % au 31 décembre 2024 (2,5 % au 31 décembre 2023).

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*).

#### 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<sup>er</sup> 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 ;
- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé selon l'arrêté en vigueur à partir de la référence UFR, s'établit à 2,72 % au 31 décembre 2024 (2,85 % au 31 décembre 2023).

Le taux d'actualisation réel retenu dans les états financiers au 31 décembre 2024 en application des modalités de calcul présentées ci-avant est de 2,6 %.

## 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.

(en millions d'euros)	31/12/2024		31/12/2023	
	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 des combustibles usés	24 849	16 211	18 998	12 657
<i>dont non liée au cycle d'exploitation</i>	<i>7 794</i>	<i>4 496</i>	<i>3 658</i>	<i>1 760</i>
Gestion à long terme des déchets radioactifs	40 405	14 156	38 467	13 205
<b>AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE</b>	<b>65 254</b>	<b>30 367</b>	<b>57 465</b>	<b>25 862</b>
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	25 154	13 510	23 335	13 002
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	9 313	5 711	8 832	5 417
Derniers cœurs	5 167	2 995	4 668	2 720
<b>DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS</b>	<b>39 634</b>	<b>22 216</b>	<b>36 835</b>	<b>21 139</b>
<b>PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE - Périmètre loi du 28 juin 2006</b>	<b>-</b>	<b>52 583</b>	<b>-</b>	<b>47 001</b>

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

(en millions d'euros)	31/12/2024		
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période		Total
	dont le décaissement est prévu sous 10 ans	dont le décaissement est au-delà de 10 ans <sup>(1)</sup>	
Gestion des combustibles usés	12 589	12 260	24 849
<i>dont non lié au cycle d'exploitation</i>	<i>2 977</i>	<i>4 817</i>	<i>7 794</i>
Gestion à long terme des déchets radioactifs	6 548	33 857	40 405
<b>AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE</b>	<b>19 137</b>	<b>46 117</b>	<b>65 254</b>
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	623	24 531	25 154
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 854	5 459	9 313
Derniers cœurs	1 146	4 021	5 167
<b>DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS</b>	<b>5 623</b>	<b>34 011</b>	<b>39 634</b>

(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 24 % et à 45 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs et respectivement à 37 % et à 93 % 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 2024 :

(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan	Sur le résultat avant impôt		
		+ 20 points de base	- 20 points de base	+ 20 points de base	- 20 points de base
<b>Aval du cycle nucléaire :</b>					
- gestion des combustibles usés	17 449	(314)	332	269	(285)
- gestion à long terme des déchets radioactifs	14 156	(712)	795	543	(613)
<b>Déconstruction et derniers cœurs :</b>					
- déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 510	(588)	621	-	-
- déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 711	(164)	175	164	(175)
- derniers cœurs	2 995	(97)	103	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>53 821</b>	<b>(1 875)</b>	<b>2 026</b>	<b>976</b>	<b>(1 073)</b>
<i>dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés</i>	<i>38 507</i>	<i>(1 636)</i>	<i>1 777</i>	<i>833</i>	<i>(924)</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 (956)/993 millions d'euros dont 499/(523) 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 des 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<sup>er</sup> juillet 2020 a codifié les obligations réglementaires relatives aux actifs dédiés dans les articles D594-1 et suivants du Code de l'environnement, modifiés par le décret du 22 novembre 2023 et complétés par l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 1<sup>er</sup> juillet 2020.

Depuis le décret du 1<sup>er</sup> 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 fixe le délai maximal de dotation aux actifs dédiés en cas de sous-couverture, après autorisation de l'autorité administrative, à 5 ans.

### 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.

L'allocation stratégique validée par le Conseil d'administration du 28 juin 2024, qui correspond à un ajustement par rapport à l'allocation précédente validée par le Conseil d'administration du 29 juin 2018, est composée de la façon suivante :

- actifs de rendement (cible de 29 % des actifs dédiés), composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE et d'actifs immobiliers ;
- actifs de croissance (cible de 41 % 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 seront atteintes progressivement.

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

Au total, au 31 décembre 2024, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 10 839 millions d'euros, dont 9 485 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, Fjord1, Orange Concessions, Optimus Tower, 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, Ecwest, Clariane & Partenaires Immobilier, Issy Shift, 92 France, LF Memphis, Nordic Logistics, Parcolog Invest, Encore+ Bergère), 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 17 802 millions d'euros au 31 décembre 2024 (14 579 millions d'euros au 31 décembre 2023). Ces FCPR sont constitués principalement de 20 fonds cotés pour 16 341 millions d'euros (au 31 décembre 2023, 18 FCPR cotés pour 13 298 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 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 2024

L'année 2024 a été marquée pour la deuxième année consécutive par une forte performance des marchés actions, notamment américains. La croissance économique aux États-Unis a surpris par sa vigueur tout au long de l'année et l'environnement économique est resté particulièrement bien orienté, toujours porté par les services en général et les investissements dans l'intelligence artificielle. Le résultat des élections présidentielles américaines a eu des effets positifs sur les marchés en fin d'année 2024 (attentes de baisse des impôts, déréglementation), malgré les effets potentiellement défavorables sur l'inflation, et la faible visibilité que cela entraîne sur l'évolution de la politique monétaire de la Fed. À l'inverse, la croissance économique est restée atone en Europe.

La divergence économique États-Unis/Europe s'est particulièrement reflétée dans la performance en 2024, avec une nette surperformance des actions américaines. Il en résulte une concentration accrue des indices sur les actions américaines, sur le secteur de la technologie et sur certains noms spécifiques (Magnificent Seven).

Le portefeuille actions cotées a progressé de 21,67 % en 2024. Dans le détail, la performance nette en euro s'est élevée à 26,93 % sur les actions d'Amérique du Nord, 6,58% en Europe, 19,78 % au Japon et 15,08 % dans les pays émergents.

Les obligations cotées ont progressé de 4,30 % en 2024. 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 2,48%, le portefeuille d'obligations indexées sur l'inflation de 0,37 %, le portefeuille Crédit EUR investment grade de 5,99 %, et le crédit high yield court terme de 5,02 %.

Des variations de juste valeur positives du portefeuille d'actifs dédiés (OPC, actions) ont été enregistrées sur l'exercice 2024 dans le résultat financier à hauteur de +2 998 millions d'euros (voir note 8.3) contre des variations de juste valeur positives à hauteur de +2 220 millions d'euros en 2023. De même, des variations de juste valeur positives sur le portefeuille d'actifs dédiés obligations ont été enregistrées sur l'exercice 2024 en OCI à hauteur de +164 millions d'euros (voir note 18.1.2) contre des variations de juste valeur positives à hauteur de +431 millions d'euros en 2023.

En 2024, 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 premier semestre 2024, EDF Invest a finalisé l'acquisition à hauteur de 50 % d'entrepôts logistiques situés en Suède (Nordic Logistic), et, dans le cadre d'un consortium, d'une participation de 40 % dans l'opérateur norvégien de ferries électrifiés Fjord1. Au second semestre 2024, EDF Invest a pris une participation de 50 % dans Parcolog Invest, un portefeuille d'entrepôts logistiques situés en France, acquis 49 % des titres d'une SCI détenant des actifs de bureau à Paris IXème arrondissement et pris une participation de 40,1 % dans un consortium qui a pris le contrôle de l'opérateur de tours télécoms OnTower en Autriche, renommé Optimus Tower.

Des retraits pour un montant de 527 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2024 (465 millions d'euros en 2023).

### 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 :

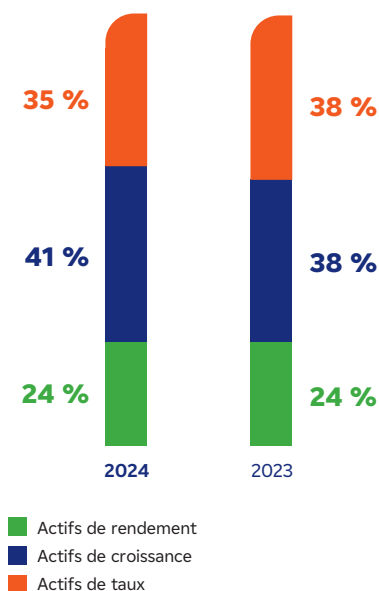
(en millions d'euros)	Présentation au bilan consolidé	31/12/2024		31/12/2023	
		Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
<b>ACTIFS DE RENDEMENT (EDF Invest)<sup>(1)</sup></b>		<b>6 877</b>	<b>9 485</b>	<b>6 196</b>	<b>8 657</b>
Entreprises associées (dont CTE)	Participations dans les entreprises associées <sup>(2)</sup>	4 534	7 135	3 834	6 287
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets <sup>(3)</sup>	2 354	2 361	2 359	2 367
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(11)	(11)	3	3
<b>ACTIFS DE CROISSANCE</b>		<b>16 633</b>	<b>16 633</b>	<b>14 036</b>	<b>14 036</b>
Actions cotées	Titres de dettes	15 995	15 995	13 392	13 392
Fonds actions non cotées (EDF Invest)	Titres de dettes	699	699	589	589
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(61)	(61)	55	55
<b>ACTIFS DE TAUX</b>		<b>14 202</b>	<b>14 202</b>	<b>14 192</b>	<b>14 192</b>
Obligations et TCN cotés	Titres de dettes	13 172	13 172	12 488	12 488
Fonds de dette à haut rendement non cotée (EDF Invest)	Titres de dettes	260	260	236	236
Fonds de dette senior non cotée (EDF Invest)	Titres de dettes	395	395	363	363
Trésorerie	Titres de dettes	365	365	1 104	1 104
Dérivés	Juste valeur des dérivés	10	10	1	1
<b>TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS</b>		<b>37 712</b>	<b>40 320</b>	<b>34 424</b>	<b>36 885</b>

(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 2 235 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

La composition des actifs dédiés en 2024 et en 2023 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)	31/12/2024	31/12/2023
Provisions pour gestion des combustibles usés - part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	4 496	1 760
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 156	13 205
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	19 221	18 419
Provisions pour derniers cœurs - part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	634	605
<b>COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME</b>	<b>38 507</b>	<b>33 989</b>
<b>VALEUR DE RÉALISATION ACTIFS DÉDIÉS</b>	<b>40 320</b>	<b>36 885</b>
<b>TAUX DE COUVERTURE RÉGLEMENTAIRE</b>	<b>104,7 %</b>	<b>108,5 %</b>

Au 31 décembre 2024, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 104,7 %. 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 2024.

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 %, il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2024 et aucune dotation n'a été réalisée sur l'année.

Au 31 décembre 2023, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 108,5 %, (également en l'absence de plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation). Aucune dotation n'avait été réalisée en 2023.

## 15.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy

Les conditions particulières de financement des engagements nucléaires de long terme relatives à EDF Energy se traduisent dans les comptes du groupe EDF de la manière suivante :

- les obligations sont présentées au passif sous forme de provisions et s'élèvent à 17 478 millions d'euros au 31 décembre 2024 ;
- 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 16 142 millions d'euros au 31 décembre 2024 (13 104 millions d'euros au 31 décembre 2023).

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

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements	31/12/2024
Provisions pour gestion des combustibles usés	1 238	16	(135)	65	59	22	1 265
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	406	-	-	22	21	71	520
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	1 173	2	-	64	61	146	1 446
<b>Provisions pour aval du cycle nucléaire</b>	<b>2 817</b>	<b>18</b>	<b>(135)</b>	<b>151</b>	<b>141</b>	<b>239</b>	<b>3 231</b>
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	10 277	-	(724)	554	538	2 233	12 878
Provisions pour derniers cœurs	1 271	-	-	66	62	(30)	1 369
<b>Provisions pour déconstruction et derniers cœurs</b>	<b>11 548</b>	<b>-</b>	<b>(724)</b>	<b>620</b>	<b>600</b>	<b>2 203</b>	<b>14 247</b>
<b>PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE</b>	<b>14 365</b>	<b>18</b>	<b>(859)</b>	<b>771</b>	<b>741</b>	<b>2 442</b>	<b>17 478</b>

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 pour 3 440 millions euros réalisée dans le cadre de l'*Integrated Plan 25* (IP 25), approuvée par la NLA (Non-Nuclear Liabilities Assurance team) en décembre 2024. Cette mise à jour est principalement due à une combinaison : d'augmentations des coûts de fin de cycle des AGR (connus sous le nom de passifs non contractuels), suite à l'engagement de Sellafield dans un groupe de travail conjoint ; d'augmentations des coûts de déconstruction d'AGR en raison d'hypothèses mises à jour concernant la durée de la phase d'entretien et maintenance préalables (survenant suite aux travaux initiaux sur le plan de réalisation du site de Hunterston B) ; et d'une mise à jour des besoins prévus en personnel (équivalent temps plein) pour réaliser la déconstruction des AGR, ainsi que des augmentations des coûts opérationnels, des coûts de personnel et des prévisions des coûts centraux résultant de la pression inflationniste ;
- une hausse du taux d'actualisation réel au Royaume-Uni (en particulier + 30 points de base sur les provisions aval du cycle et déconstruction), soit une baisse des provisions de (825) millions d'euros ;
- les nouvelles hypothèses (comme annoncé par le Groupe en décembre 2024) de fermeture des centrales AGR Heysham 1 et Hartlepool, planifiée en 2027 (précédemment en 2026), et de fermeture des centrales AGR de Heysham 2 et Torness planifiée en 2030 (précédemment en 2028) conduisant à une baisse des provisions aval du cycle et déconstruction, de (366) 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<sup>er</sup> 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 des combustibles usés 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 des combustibles usés 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 des combustibles usés 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 67 millions d'euros au 31 décembre 2024 ;
- 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 des combustibles usés 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 2024.

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'IP24 et l'IP25 ont été approuvés par la NLA respectivement en décembre 2023 et en décembre 2024.

L'estimation des coûts de l'IP25 constitue la base d'évaluation des provisions d'EDF Energy au titre de l'Aval du cycle Nucléaire et de la déconstruction des centrales, en prenant en compte par ailleurs des allongements annoncés de durée d'amortissement des centrales AGR, et de l'hypothèse de l'allongement de la durée d'amortissement de Sizewell B.

## 15.2.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Le combustible usé provenant de la centrale de Sizewell B (de type REP – réacteur à eau pressurisée) est entreposé sur le site de la centrale. Le combustible usé provenant des centrales AGR est transporté à l'usine de Sellafield pour entreposage et retraitement.

Les provisions pour aval du cycle nucléaire d'EDF Energy sont relatives aux obligations en matière de retraitement, d'entreposage du combustible usé, ainsi que de stockage de longue durée des déchets radioactifs, définies dans les réglementations existant au Royaume-Uni approuvées par la *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)	31/12/2024		31/12/2023	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période <sup>(1)</sup>	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période <sup>(1)</sup>	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion des combustibles usés	4 173	1 265	3 790	1 238
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	3 086	520	2 071	406
Gestion à long terme des déchets radioactifs	7 780	1 446	5 784	1 173
<b>AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE</b>	<b>15 039</b>	<b>3 231</b>	<b>11 645</b>	<b>2 817</b>

(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)	31/12/2024		31/12/2023	
	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
<b>DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES</b>	<b>27 273</b>	<b>12 809</b>	<b>20 459</b>	<b>10 195</b>

## 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 3,4 % au 31 décembre 2024 (3,1 % au 31 décembre 2023).

## 15.3 Provisions nucléaires en Belgique

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2024
Provisions pour aval du cycle nucléaire	364	10	-	5	-	379
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	596	1	(2)	15	(11)	599
<b>PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE</b>	<b>960</b>	<b>11</b>	<b>(2)</b>	<b>20</b>	<b>(11)</b>	<b>978</b>

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. À 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 2024 (352 millions d'euros au 31 décembre 2023) ;
- une créance représentative des versements anticipés réalisés auprès de Synatom et comptabilisée en actifs financiers en juste valeur (voir note 18.1.3) pour 354 millions d'euros au 31 décembre 2024 (298 millions d'euros au 31 décembre 2023). 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 avaient pris 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.

Le 19 avril 2024, la Chambre des Représentants en Belgique a approuvé les projets de loi qui permettront la prolongation des réacteurs de Doel 4 et Tihange 3. L'approbation de la Commission Européenne (enquête en cours) sur cet accord est en attente.

## Note 16 Provisions pour avantages du personnel

### PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Conformément aux lois et dispositions spécifiques de chaque pays dans lequel il est implanté, le Groupe accorde à ses salariés des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraites, indemnités de fin de carrière, etc.) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail, etc.).

### MODE DE CALCUL ET COMPTABILISATION DES ENGAGEMENTS LIÉS AU PERSONNEL

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture pour l'ensemble des régimes, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques propres à chacun des pays.

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

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables à chacun des régimes et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité ;
- le taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou, le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

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

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

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

### ENGAGEMENTS CONCERNANT LES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI

Lors de leur départ en retraite, les salariés du Groupe bénéficient de pensions déterminées selon les réglementations locales auxquelles s'ajoutent le cas échéant des prestations directement à la charge des sociétés et des prestations complémentaires dépendantes des réglementations.

#### Entités françaises relevant du statut des IEG

Les entités qui relèvent des Industries Électriques et Gazières (IEG) sont les sociétés du Groupe pour lesquelles un grand nombre de salariés bénéficie du statut des IEG, incluant le bénéfice d'avantages statutaires, dont, pour les salariés embauchés avant le 1<sup>er</sup> septembre 2023, le régime spécial de retraite. Ces sociétés sont EDF, Enedis, Électricité de Strasbourg et EDF PEI.

#### Les engagements relatifs au régime spécial de retraite des IEG

À la suite de la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> 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 du régime de retraite des IEG comprennent :

- les droits spécifiques des salariés statutaires des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les salariés statutaires à compter du 1<sup>er</sup> 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 la réforme des retraites, a prévu l'affiliation au régime général de vieillesse (CNAV, AGIRC-ARRCO) pour les salariés statutaires recrutés à compter du 1<sup>er</sup> septembre 2023. Ainsi, pour ces salariés, le financement du régime de retraite relève des règles de financement du régime général de vieillesse, mais ils continueront de bénéficier des autres avantages associés au statut des IEG (avantage en nature énergie, droits familiaux, ...).

### **Les engagements liés au maintien des avantages sociaux aux pensionnés statutaires du régime spécial des IEG et du régime général de vieillesse**

Tous les pensionnés statutaires des IEG, quel que soit leur régime de retraite, bénéficient d'avantages sociaux associés au statut des IEG, notamment :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les pensionnés du régime spécial des IEG et ceux du régime général de retraite bénéficient des mêmes avantages en nature que les salariés statutaires actifs. Ils disposent dans ce cadre de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux salariés statutaires des groupes EDF et ENGIE correspond à la valeur actuelle probable des kilowattheures à fournir aux salariés statutaires 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. En effet, en vertu des accords signés avec ENGIE en 1951, EDF fournit de l'électricité à l'ensemble de la population active et retraitée d'EDF et d'ENGIE et réciproquement, ENGIE fournit du gaz à la même population ; en conséquence de ces accords, EDF prend à sa charge (ou bénéficie de) la soulte imputable aux salariés statutaires d'EDF résultant des échanges d'énergie intervenant entre les deux entreprises ;
- les avantages familiaux et l'aide aux frais d'études : les pensionnés du régime spécial des IEG et du régime général de retraite bénéficient des mêmes droits que les salariés statutaires ;
- le capital décès : il a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un pensionné statutaire, quel que soit son régime de retraite, en inactivité (Article 24, § 3 du statut national). Il est versé aux ayants droits prioritaires des pensionnés 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 engagements liés au départ à la retraite des salariés statutaires des IEG**

Tous les salariés statutaires des IEG, quel que soit leur régime de retraite, bénéficient des avantages sociaux suivants dans le cadre de leur départ à la retraite :

- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux salariés statutaires, quel que soit leur régime de retraite, qui deviennent bénéficiaires d'une pension de vieillesse ou aux ayants droits en cas de décès pendant la période d'activité du salarié. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les salariés statutaires, quel que soit leur régime de retraite, pouvant prétendre à une pension de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ à la retraite, bénéficient au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels.

### **Les engagements liés à la reconnaissance de l'exposition à des facteurs de pénibilité des salariés statutaires affiliés au régime spécial de retraite**

Le statut prévoit des modalités d'anticipation de départ à la retraite pour les salariés statutaires affiliés au régime spécial de retraite des IEG lorsqu'ils sont exposés à des critères de pénibilité. Les salariés embauchés avant le 1<sup>er</sup> janvier 2009 bénéficient de bonifications de leur durée d'assurance pour le calcul de leur pension. Et les salariés embauchés à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2009 bénéficient de l'attribution de jours de congés placés dans un compte épargne jours retraite (CEJR).

### **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 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)	31/12/2024	31/12/2023
Provisions pour avantages du personnel - part courante	778	665
Provisions pour avantages du personnel - part non courante	17 284	15 895
<b>PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL</b>	<b>18 062</b>	<b>16 560</b>

### 16.1.1 Variation de la provision par zone géographique : engagements, actifs de couverture, passif net

(en millions d'euros)	France <sup>(1)</sup>	Royaume-Uni	Autres	Total
<b>Engagements au 31/12/2023</b>	<b>26 187</b>	<b>6 913</b>	<b>822</b>	<b>33 922</b>
Charge nette de l'exercice 2024	1 500	294	65	1 859
Écarts actuariels	1 252	(1 145)	(5)	102
Cotisations salariales	-	1	1	2
Prestations versées	(1 190)	(317)	(45)	(1 552)
Écarts de conversion	-	308	-	308
Mouvements de périmètre	-	-	51	51
Autres variations	-	-	-	-
<b>ENGAGEMENTS AU 31/12/2024</b>	<b>27 749</b>	<b>6 054</b>	<b>889</b>	<b>34 692</b>

(en millions d'euros)	France <sup>(1)</sup>	Royaume-Uni	Autres	Total
<b>Actifs de couverture au 31/12/2023</b>	<b>(10 001)</b>	<b>(7 033)</b>	<b>(470)</b>	<b>(17 504)</b>
Charge nette de l'exercice 2024	(332)	(319)	(17)	(668)
Écarts actuariels	(191)	846	(33)	622
Cotisations versées aux fonds	-	(72)	(34)	(106)
Cotisations salariales	-	4	(1)	3
Prestations versées	431	317	14	762
Écarts de conversion	-	(322)	-	(322)
Mouvements de périmètre	-	-	-	-
Autres variations	-	-	28	28
<b>ACTIFS DE COUVERTURE AU 31/12/2024</b>	<b>(10 093)</b>	<b>(6 579)</b>	<b>(513)</b>	<b>(17 185)</b>

(en millions d'euros)	France <sup>(1)</sup>	Royaume-Uni	Autres	Total
<b>Passif net au 31/12/2023<sup>(2)</sup></b>	<b>16 186</b>	<b>(120)</b>	<b>352</b>	<b>16 418</b>
Charge nette de l'exercice 2024	1 168	(25)	48	1 191
Écarts actuariels	1 061	(299)	(38)	724
Cotisations versées aux fonds	-	(72)	(34)	(106)
Cotisations salariales	-	5	-	5
Prestations versées	(759)	-	(31)	(790)
Écarts de conversion	-	(14)	-	(14)
Mouvement de périmètre	-	-	51	51
Autres variations	-	-	28	28
<b>PASSIF NET AU 31/12/2024</b>	<b>17 656</b>	<b>(525)</b>	<b>376</b>	<b>17 507</b>
dont provisions pour avantages du personnel				18 062
dont actifs financiers non courants				(555)

(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 2023 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 16 560 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (142) millions d'euros soit un passif net de 16 418 millions d'euros.

## Écarts actuariels sur engagements

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2024 s'élevaient à 102 millions d'euros :

- dont 1 252 millions d'euros en France en lien avec :
  - > la variation des écarts d'expérience pour 1 694 millions d'euros,
  - > la variation du taux d'inflation pour (446) millions d'euros, et
- dont (1 145) millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation pour (1 015) millions d'euros, aux hypothèses démographiques pour (14) millions d'euros et aux écarts d'expérience pour (116) millions d'euros (voir note 16.1.3).

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2023 s'élevaient 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).

## Écarts actuariels sur actifs de couverture sur l'exercice 2024

Les écarts actuariels sur actifs générés en 2024 s'élevaient à 622 millions d'euros contribuant à la hausse des provisions. Ils résultent principalement, pour 846 millions d'euros au Royaume-Uni, d'un rendement des actifs de couverture, principalement obligataires, plus faible que le taux d'actualisation en raison de la hausse des taux d'intérêt en 2024, et d'une baisse de 191 millions d'euros en France en raison d'une surperformance de +1,8% au-delà du taux d'actualisation due en particulier à la bonne performance des marchés actions.

## Passif net au 31 décembre 2024

Le passif net au 31 décembre 2024 s'élève à 17 507 millions d'euros :

- dont 17 656 millions d'euros en France ;
- dont (525) millions d'euros au Royaume-Uni en lien avec la constatation par EDF Energy d'un surplus de financement sur son plan de retraite EDFG pour un montant global de 540 millions d'euros contre 134 millions d'euros au 31 décembre 2023. Ce surplus, dont la hausse est principalement due à la hausse des taux souverains du Royaume-Uni par rapport à leur niveau de fin 2023, est comptabilisée à l'actif du bilan dans la rubrique « actifs financiers non courants ».

### 16.1.2 Hypothèses actuarielles et analyses de sensibilité

Les hypothèses actuarielles retenues sont les suivantes :

(en %)	France		Royaume-Uni	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Taux d'actualisation / taux de rendement des actifs <sup>(1)</sup>	3,40 %	3,40 %	5,55 %	4,50 %
Taux d'inflation	1,90 %	2,00 %	2,95 %	2,90 %
Taux d'augmentation des salaires <sup>(2)</sup>	2,90 %	3,10 %	2,85 %	2,75 %

(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 comptabilisée 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 durée, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements. Pour les durées les plus longues, cette estimation prend également en compte les données d'un panier élargi d'obligations d'entreprises rendues comparables à celles des obligations de première catégorie, compte tenu du panel limité d'obligations d'entreprises sur ces durées.



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 2024 (stable par rapport au 31 décembre 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 1,90 % au 31 décembre 2024 (2,00 % au 31 décembre 2023).

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)	31/12/2024	
	 France	 Royaume-Uni
Impact d'une variation de +/- 25 points de base du taux d'actualisation	(1 128) / 1 210	(226) / 236
Impact d'une variation de +/- 25 points de base du taux d'inflation	1 176 / (1 100)	180 / (191)
Impact d'une variation de +/- 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	1 176 / (1 105)	n.a.

n.a. : non applicable.

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

(en millions d'euros)	2024			
	 France	 Royaume-Uni	Autres	Total
Coût des services rendus	(475)	(14)	(37)	(526)
Coût des services passés	-	31	-	31
Écarts actuariels - avantages à long terme	(138)	-	1	(137)
<b>Charges nettes en résultat d'exploitation</b>	<b>(613)</b>	<b>17</b>	<b>(36)</b>	<b>(632)</b>
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(887)	(311)	(29)	(1 227)
Produit sur les actifs de couverture	332	319	17	668
<b>Charge d'intérêt nette en résultat financier</b>	<b>(555)</b>	<b>8</b>	<b>(12)</b>	<b>(559)</b>
<b>CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT</b>	<b>(1 168)</b>	<b>25</b>	<b>(48)</b>	<b>(1 191)</b>
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(1 252)	1 145	5	(102)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	191	(846)	33	(622)
<b>Écarts actuariels</b>	<b>(1 061)</b>	<b>299</b>	<b>38</b>	<b>(724)</b>
<b>Écarts de conversion</b>	<b>-</b>	<b>14</b>	<b>-</b>	<b>14</b>
<b>GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES</b>	<b>(1 061)</b>	<b>313</b>	<b>38</b>	<b>(710)</b>

(en millions d'euros)	2023			
	 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)
<b>Charges nettes en résultat d'exploitation</b>	<b>(842)</b>	<b>76</b>	<b>(23)</b>	<b>(789)</b>
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(1 008)	(298)	(31)	(1 337)
Produit sur les actifs de couverture	357	336	15	708
<b>Charge d'intérêt nette en résultat financier</b>	<b>(651)</b>	<b>38</b>	<b>(16)</b>	<b>(629)</b>
<b>CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT</b>	<b>(1 493)</b>	<b>114</b>	<b>(39)</b>	<b>(1 418)</b>
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
<b>Écarts actuariels</b>	<b>1 161</b>	<b>(729)</b>	<b>(19)</b>	<b>413</b>
<b>Écarts de conversion</b>	<b>-</b>	<b>19</b>	<b>(6)</b>	<b>13</b>
<b>GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES</b>	<b>1 161</b>	<b>(710)</b>	<b>(25)</b>	<b>426</b>

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

(en millions d'euros)	2024	2023
Variation liée aux écarts d'expérience	(1 848)	1 308
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	-	-
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières <sup>(1)</sup>	458	(901)
<b>ÉCARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS</b>	<b>(1 390)</b>	<b>407</b>
<i>dont écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi</i>	<i>(1 252)</i>	<i>509</i>
<i>dont écarts actuariels sur autres avantages à long terme</i>	<i>(138)</i>	<i>(102)</i>

(1) Les hypothèses financières correspondent notamment au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

## 16.2 France (Activités de production et commercialisation et Activités régulées)

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)	31/12/2024	31/12/2023
Participants en activité	13 078	12 673
Retraités	14 671	13 514
<b>TOTAL ENGAGEMENTS</b>	<b>27 749</b>	<b>26 187</b>

### 16.2.2 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2024 :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Retraites	20 190	(9 432) <sup>(1)</sup>	10 758
Avantage en nature énergie	3 864	-	3 864
Indemnités de fin de carrière	794	(645)	149
Autres	1 381	(16)	1 365
<b>Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2024</b>	<b>26 229</b>	<b>(10 093)</b>	<b>16 136</b>
Rentes ATMP et Invalidité	1 270	-	1 270
Médailles du travail	225	-	225
Autres	25	-	25
<b>Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2024</b>	<b>1 520</b>	<b>-</b>	<b>1 520</b>
<b>PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2024</b>	<b>27 749</b>	<b>(10 093)</b>	<b>17 656</b>

(1) Constitués principalement des actifs de couverture d'EDF SA (couverture des engagements retraites à hauteur de 52 % au 31 décembre 2024).

## Au 31 décembre 2023 :

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

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

### 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'élevaient à 10 093 millions d'euros au 31 décembre 2024 (10 001 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Ils sont constitués de contrats d'assurance ayant le profil de risque suivant :

- 65 % dans une poche d'adossment visant à répliquer les variations des engagements provoquées par une variation des taux, composée d'obligations ;
- 33 % dans une poche d'actifs de croissance, composée d'actions internationales ;
- 2 % dans des investissements immobiliers.

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

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
<b>ACTIFS DE COUVERTURE</b>	<b>10 093</b>	<b>10 001</b>
<b>Actifs pour régime spécial de retraite</b>	<b>9 432</b>	<b>9 367</b>
<i>dont en %</i>		
<i>Instruments de créances cotés (obligations)</i>	65 %	67 %
<i>Instruments de capitaux propres cotés (actions)</i>	33 %	31 %
<i>Biens immobiliers</i>	2 %	2 %
<b>Actifs pour indemnités de fin de carrière</b>	<b>645</b>	<b>619</b>
<i>dont en %</i>		
<i>Instruments de créances cotés (obligations)</i>	58 %	59 %
<i>Instruments de capitaux propres cotés (actions)</i>	42 %	41 %
<b>Autres actifs de couverture</b>	<b>16</b>	<b>15</b>

Au 31 décembre 2024, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 72 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 28 % 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 2024, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 70 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 13 % 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 2023.

La performance des actifs de couverture des retraites en France est de 5,2 % en 2024.

## 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	1 232	1 212
D'un à cinq ans	4 903	4 422
De cinq à dix ans	6 095	4 680
À plus de dix ans	49 257	17 435
<b>FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS</b>	<b>61 487</b>	<b>27 749</b>

Au 31 décembre 2024, la durée moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 16,7 ans.

## 16.3 Royaume-Uni

### 16.3.1 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Participants en activité	2 328	2 916
Retraités	3 726	3 997
<b>TOTAL ENGAGEMENTS</b>	<b>6 054</b>	<b>6 913</b>

### 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)	31/12/2024	31/12/2023
<b>ACTIFS DE COUVERTURE</b>	<b>6 579</b>	<b>7 033</b>
dont en %		
<i>Instruments de capitaux propres cotés (actions)</i>	9 %	5 %
<i>Instruments de créances cotés (obligations)</i>	92 %	91 %
<i>Biens immobiliers</i>	5 %	9 %
<i>Trésorerie et équivalent de trésorerie</i>	1 %	4 %
<i>Autres (dont private equity)<sup>(1)</sup></i>	-8 %	-9 %

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

Au 31 décembre 2024, 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 77 % 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	298	303
D'un à cinq ans	1 271	1 090
De cinq à dix ans	1 793	1 212
À plus de dix ans	10 995	3 449
<b>FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS</b>	<b>14 357</b>	<b>6 054</b>

La durée moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 16 ans au 31 décembre 2024.

## Note 17 Autres provisions

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024			31/12/2023		
		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Autres provisions pour déconstruction	17.1	2 147	147	2 294	1 943	116	2 059
Autres provisions	17.2	3 875	2 547	6 422	2 935	3 175	6 110
<b>AUTRES PROVISIONS</b>		<b>6 022</b>	<b>2 694</b>	<b>8 716</b>	<b>4 878</b>	<b>3 291</b>	<b>8 169</b>

### 17.1 Autres provisions pour déconstruction

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

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
EDF	1 133	1 017
EDF Energy	40	48
Edison	132	127
Framatome	449	430
Autres	540	437
<b>TOTAL</b>	<b>2 294</b>	<b>2 059</b>

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 2024 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 (110 millions d'euros pour Framatome et 44 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 114 millions d'euros pour Framatome et 66 millions d'euros pour Cyclife France, en valeur de réalisation avec un taux de couverture réglementaire de 102 % pour Framatome et de 149 % pour Cyclife France.

## 17.2 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2024
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	638	6	(7)	-	-	169	806
Provisions pour risques fiscaux « hors IS »	30	13	(4)	(1)	-	3	41
Provisions pour litiges	233	86	(93)	(15)	(109)	121	223
Provisions pour contrats onéreux	676	75	(182)	-	16	24	609
Provisions liées aux dispositifs environnementaux	1 707	2 062	(2 122)	-	-	53	1 700
Autres provisions pour risques et charges	2 826	1 267	(935)	(77)	53	(91)	3 043
<b>TOTAL</b>	<b>6 110</b>	<b>3 509</b>	<b>(3 343)</b>	<b>(93)</b>	<b>(40)</b>	<b>279</b>	<b>6 422</b>

### 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 et d'Arabelle Solutions 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 et 20).

Au 31 décembre 2024 une provision de 1 392 millions d'euros (1 176 millions d'euros en 2023) 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 (SEQE-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 2024, le volume des émissions s'élève à 11,1 millions de tonnes (13,5 millions de tonnes pour l'année 2023) se traduisant par des montants comptabilisés en provision pour 309 millions d'euros au 31 décembre 2024 (531 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Le Groupe a restitué en 2024, 13 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif EU-ETS réalisées en 2023 (18 millions de tonnes restituées en 2023 au titre des émissions réalisées en 2022).

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 2024, EDF Energy n'a pas émis de CO<sub>2</sub> soumis à certificats (4 000 tonnes pour 2023) et n'a par conséquent pas comptabilisé de provision au 31 décembre 2024 (0,4 million d'euros au 31 décembre 2023).

### Autres provisions pour risques et charges

Suite à l'accord signé le 31 juillet 2023 entre Edison et ENI concernant les sites industriels soumis à contribution à Enimont en 1989, une provision avait été constituée au 31 décembre 2023 pour 430 millions d'euros. Une provision complémentaire de 587 millions d'euros a été enregistrée au 31 décembre 2024 compte tenu des nouvelles évaluations techniques et juridiques sur les activités réalisées ou à mettre en œuvre avec ENI dans les années à venir (voir note 21.3). Au titre des coûts antérieurs au 31 décembre 2023 supportés par ENI, la part incombant à Edison s'établit à 545 millions d'euros. Edison a d'ores et déjà versé à ENI 245 millions d'euros en décembre 2024. Le solde résiduel, reclassé en dettes au 31 décembre 2024, devrait être versé à parts égales en 2025 et 2026. Au 31 décembre 2024, la provision comptabilisée au titre des coûts futurs des activités à réaliser s'élève à 416 millions d'euros.

Les autres provisions pour risques et charges 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.



## 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)	31/12/2024			31/12/2023		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	6 459	15 304	21 763	5 894	18 014	23 908
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	302	5	307	268	30	298
Titres en juste valeur en résultat	28 613	1 939	30 552	25 629	1 845	27 474
<b>Titres de dettes ou de capitaux propres</b>	<b>35 374</b>	<b>17 248</b>	<b>52 622</b>	<b>31 791</b>	<b>19 889</b>	<b>51 680</b>
Dérivés de transaction - Juste valeur positive	-	4 915	4 915	-	14 519	14 519
Dérivés de couverture - Juste valeur positive <sup>(1)</sup>	4 109	1 892	6 001	3 512	2 654	6 166
Prêts et créances financières <sup>(2)</sup>	16 468	2 684	19 152	13 024	2 380	15 404
<b>ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS</b>	<b>55 951</b>	<b>26 739</b>	<b>82 690</b>	<b>48 327</b>	<b>39 442</b>	<b>87 769</b>

(1) Dont 3 937 millions d'euros au titre des dérivés de couverture des dettes en 2024.

(2) Dont dépréciation pour (653) millions d'euros au 31 décembre 2024 ((353) millions d'euros au 31 décembre 2023).

La diminution de la juste valeur positive des dérivés de transaction ((9,6) 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 2024.

## 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 1 430 millions d'euros au 31 décembre 2024 (1 369 millions d'euros au 31 décembre 2023).

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

(en millions d'euros)	31/12/2024			31/12/2023	
	Juste valeur par OCI recyclable	Juste valeur par OCI non recyclable	Juste valeur par résultat	Total	Total
Actifs dédiés d'EDF	5 566	-	27 557	33 123	30 410
Actifs liquides	16 132	-	1 867	17 999	20 077
Autres actifs <sup>(1)</sup>	65	307	1 128	1 500	1 193
<b>TOTAL</b>	<b>21 763</b>	<b>307</b>	<b>30 552</b>	<b>52 622</b>	<b>51 680</b>

(1) Participations détenues dans des entreprises non consolidées.

### Variation des titres de dettes ou de capitaux propres

(en millions d'euros)	31/12/2023	Diminutions nettes	Variations de juste valeur	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2024
Titres en juste valeur en OCI recyclable	23 908	(2 594)	362	-	111	(24)	21 763
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	298	57	8	1	-	(57)	307
Titres en juste valeur en résultat	27 474	(400)	3 420	(11)	9	60	30 552
<b>TITRES DE DETTES OU DE CAPITAUX PROPRES</b>	<b>51 680</b>	<b>(2 937)</b>	<b>3 790</b>	<b>(10)</b>	<b>120</b>	<b>(21)</b>	<b>52 622</b>

### 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)	2024			2023		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat <sup>(2)</sup>	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat <sup>(2)</sup>
Actifs dédiés d'EDF	6	-	(158)	319	-	(112)
Actifs liquides	290	-	(85)	525	-	(14)
Autres titres	-	8	-	-	46	-
<b>TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES<sup>(3)</sup></b>	<b>296</b>	<b>8</b>	<b>(243)</b>	<b>844</b>	<b>46</b>	<b>(126)</b>

(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 (avant reclassement en résultat) en 2024 concernent principalement EDF pour 539 millions d'euros dont 164 millions d'euros au titre des actifs dédiés (970 millions d'euros dont 431 millions d'euros au titre des actifs dédiés sur l'exercice 2023).

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2024.

### 18.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Créances à recevoir du NLF	16 142	13 104
Autres prêts et créances financières	3 010	2 300
<b>PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES</b>	<b>19 152</b>	<b>15 404</b>

Au 31 décembre 2024, 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 16 142 millions d'euros au 31 décembre 2024 (13 104 millions d'euros au 31 décembre 2023) 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 525 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 120 millions d'euros au 31 décembre 2023 (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 354 millions d'euros au 31 décembre 2024 (298 millions d'euros au 31 décembre 2023) qui 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 pour un montant de 814 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 903 millions d'euros au 31 décembre 2023 principalement liés à des parcs au Royaume-Uni (dont le parc éolien *offshore* NnG pour 464 millions d'euros déprécié à hauteur de (248) millions d'euros), en France (dont le parc éolien *offshore* Provence Grand Large pour 55 millions d'euros déprécié à hauteur de (35) millions d'euros) et en Amérique du Nord.

#### Variation des prêts et créances financières

(en millions d'euros)	31/12/2023	Variations nettes	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2024
Prêts et créances financières	15 404	16	700	(177)	710	2 499	19 152

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)	31/12/2024	31/12/2023
Disponibilités	6 354	8 861
Équivalents de trésorerie	1 243	1 914
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE</b>	<b>7 597</b>	<b>10 775</b>

### Restrictions de trésorerie

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restrictions de 437 millions d'euros au 31 décembre 2024 (369 millions d'euros au 31 décembre 2023) (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)	31/12/2024			31/12/2023		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	68 871	12 931	81 802	67 769	18 878	86 647
Dérivés de transaction - Juste valeur négative	-	4 315	4 315	-	14 418	14 418
Dérivés de couverture - Juste valeur négative <sup>(1)</sup>	2 225	1 642	3 867	1 955	4 807	6 762
<b>PASSIFS FINANCIERS</b>	<b>71 096</b>	<b>18 888</b>	<b>89 984</b>	<b>69 724</b>	<b>38 103</b>	<b>107 827</b>

(1) Dont 2 065 millions d'euros au titre des dérivés de couverture de dettes intégrés dans l'endettement financier net en 2024 (voir note 19.2).

La diminution de la juste valeur négative des dérivés de transaction ((10,1) 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 la baisse des prix de marché des commodités observée en 2024.

## 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
<b>Soldes au 31/12/2023</b>	<b>49 083</b>	<b>18 313</b>	<b>13 447</b>	<b>4 318</b>	<b>1 486</b>	<b>86 647</b>
Augmentations	6 672	7 279	1 434	846	289	16 520
Diminutions	(2 904)	(12 977)	(10 073)	(770)	(100)	(26 824)
Écarts de conversion	447	(35)	94	30	(7)	529
Mouvements de périmètre	49	146	15	(62)	17	165
Variations de juste valeur	770	78	23	-	-	871
Autres mouvements	(1)	(27)	3 885	59	(22)	3 894
<b>SOLDES AU 31/12/2024</b>	<b>54 116</b>	<b>12 777</b>	<b>8 825</b>	<b>4 421</b>	<b>1 663</b>	<b>81 802</b>

En 2024, EDF a lancé l'émission d'**emprunts obligataires** pour un montant de 6 672 millions d'euros équivalents sur divers marchés. Les principales émissions ont été les suivantes :

- le 15 avril 2024, 1 852 millions d'euros (2 050 millions de dollars U.S.) en trois tranches d'obligations senior (cf. communiqué de presse du Groupe du 16 avril 2024) ;
- le 13 mai 2024, 506 millions d'euros (750 millions de dollars canadiens) en deux tranches d'obligations senior (cf. communiqué de presse du Groupe du 14 mai 2024) ;
- le 11 juin 2024, 3 000 millions d'euros en trois tranches d'obligations vertes senior (cf. communiqué de presse du Groupe du 11 juin 2024) ;
- le 21 août 2024, 329 millions d'euros (310 millions de francs suisses) en deux tranches d'obligations vertes senior (cf. communiqué de presse du Groupe du 21 août 2024) ;
- le 31 octobre 2024, 589 millions d'euros (500 millions de livres sterling) en une tranche d'obligations senior (cf. communiqué de presse du 31 octobre 2024).

Les principales opérations réalisées en 2024 concernant les **emprunts auprès d'établissements de crédit** sont relatives au tirage de lignes de crédit pour 6 982 millions d'euros (dont 4 950 millions d'euros et 1 650 millions de dollars US hors emprunts effectués auprès de la Banque Européenne d'Investissement (BEI)) et à leur remboursement partiel de (12 599) millions d'euros (dont 12 414 millions d'euros hors emprunts effectués auprès de la Banque Européenne d'Investissement (BEI)).

Au 31 décembre 2024, les **autres dettes financières** incluent notamment des titres de créances négociables (TCN) pour un montant de 2 918 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 565 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.

Sur l'exercice, le Groupe a racheté des titres subordonnés à durée indéterminée pour un montant total de 3 031 millions d'euros (dont la souche de 2014 pour 1 500 millions d'euros remboursée pour 539 millions d'euros en janvier, la souche de 2018 pour 1 250 millions d'euros remboursée en juillet, la souche de 2014 pour 1 000 millions d'euros remboursée pour 504 millions d'euros en septembre et la souche de 2013 pour 1 250 millions de livres sterling remboursée pour 738 millions d'euros en septembre). Préalablement à leur remboursement, ces instruments qui figuraient en capitaux propres ont été reclassés en autres dettes financières dans la ligne « autres mouvements ».

De plus, le Groupe a annoncé le 10 septembre 2024 son intention d'exercer l'option de remboursement des obligations hybrides émises le 25 janvier 2013 pour un montant nominal de 1 250 millions d'euros et dont le remboursement est intervenu le 29 janvier 2025. Au 31 décembre 2024, 1 250 millions d'euros qui figuraient en capitaux propres ont été reclassés en autres dettes financières dans la ligne « autres mouvements » (voir note 14.3).

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	31/12/2024
Émissions d'emprunts	6 672	7 279	1 434	-	-	15 385
Remboursements d'emprunts	(2 904)	(12 977)	(10 073)	(770)	160	(26 564)

### 18.3.2.2 Principaux emprunts du Groupe

Au 31 décembre 2024, les principaux emprunts du Groupe, supérieurs à un équivalent de 650 millions d'euros à la date d'émission, (hors green bonds) sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Date d'émission <sup>(1)</sup>	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Obligataire	10/2022	12/2026	750	EUR	3,88 %
Obligataire	01/2017	01/2027	107 900	JPY	1,09 %
Euro MTN	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Obligataire	05/2023	05/2028	1 000	USD	5,70 %
Obligataire	09/2018	09/2028	1 800	USD	4,50 %
<b>Obligataire</b>	<b>04/2024</b>	<b>04/2029</b>	<b>650</b>	<b>USD</b>	<b>5,65 %</b>
Obligataire	10/2022	10/2029	1 000	EUR	4,38 %
Euro MTN	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	10/2018	10/2030	1 000	EUR	2,00 %
Euro MTN	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
Euro MTN	01/2023	01/2032	1 000	EUR	4,25 %
Euro MTN	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63 %
Obligataire	05/2023	05/2033	1 000	USD	6,25 %
<b>Obligataire</b>	<b>04/2024</b>	<b>04/2034</b>	<b>650</b>	<b>USD</b>	<b>5,95 %</b>
Euro MTN	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13 %
Euro MTN	10/2016	10/2036	750	EUR	1,88 %
Obligataire	09/2018	09/2038	650	USD	4,88 %
Obligataire	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95 %
Obligataire	01/2010	01/2040	850	USD	5,60 %
Euro MTN	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
Euro MTN	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
Euro MTN	01/2023	01/2043	1 000	EUR	4,63 %
Obligataire	01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88 %
Obligataire	10/2015	10/2045	1 500	USD	4,75 %
Obligataire	10/2015	10/2045	1 150	USD	4,95 %
Obligataire	09/2018	09/2048	1 300	USD	5,00 %
Euro MTN	12/2019	12/2049	1 250	EUR	2,00 %
Euro MTN	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
Obligataire	05/2023	05/2053	1 000	USD	6,90 %
Euro MTN	10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99 %
<b>Obligataire</b>	<b>04/2024</b>	<b>04/2064</b>	<b>750</b>	<b>USD</b>	<b>6,00 %</b>
Euro MTN	11/2019	12/2069	2 000	USD	4,50 %
Obligataire	01/2014	01/2114	700	USD	6,00 %
Obligataire	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

(1) Date de réception des fonds.

Au 31 décembre 2024, les **green bonds** (voir note 20.3.1) sont les suivants :

Type d'emprunt Green Bonds (en millions de devises)	Date d'émission <sup>(1)</sup>	Échéance	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 %
<b>Euro MTN</b>	<b>09/2024</b>	<b>09/2029</b>	<b>155</b>	<b>CHF</b>	<b>1,57 %</b>
<b>Euro MTN</b>	<b>06/2024</b>	<b>06/2031</b>	<b>1 000</b>	<b>EUR</b>	<b>4,13 %</b>
Euro MTN	08/2023	09/2031	125	CHF	2,55 %
Obligataire	01/2017	01/2032	6 400	JPY	1,57 %
<b>Euro MTN</b>	<b>09/2024</b>	<b>09/2032</b>	<b>155</b>	<b>CHF</b>	<b>1,74 %</b>
Euro MTN	11/2021	11/2033	1 850	EUR	1,00 %
Obligataire	10/2022	10/2034	1 250	EUR	4,75 %
<b>Euro MTN</b>	<b>06/2024</b>	<b>06/2036</b>	<b>750</b>	<b>EUR</b>	<b>4,38 %</b>
<b>Euro MTN</b>	<b>06/2024</b>	<b>06/2044</b>	<b>1 250</b>	<b>EUR</b>	<b>4,75 %</b>

(1) Date de réception des fonds.

### 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	1 920	1 367	7 624	726	1 294	12 931
Entre un et cinq ans	11 466	9 184	456	2 208	40	23 354
À plus de cinq ans	40 730	2 226	745	1 487	329	45 517
<b>EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2024</b>	<b>54 116</b>	<b>12 777</b>	<b>8 825</b>	<b>4 421</b>	<b>1 663</b>	<b>81 802</b>

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

(en millions d'euros)	31/12/2024				31/12/2023
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
<b>FLUX DE TRÉSORERIE CONTRACTUELS NON ACTUALISÉS</b>	<b>5 026</b>	<b>816</b>	<b>2 434</b>	<b>1 776</b>	<b>5 089</b>

#### 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 2024

(en millions d'euros)	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)	43 009	53 %	22 327	65 336	80 %
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	22 841	27 %	(21 543)	1 298	2 %
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	10 580	13 %	1 843	12 423	15 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	5 372	7 %	(2 627)	2 745	3 %
<b>EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES</b>	<b>81 802</b>	<b>100 %</b>	<b>-</b>	<b>81 802</b>	<b>100 %</b>



Au 31 décembre 2023

(en millions d'euros)	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)	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 %
<b>EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES</b>	<b>86 647</b>	<b>100 %</b>	<b>-</b>	<b>86 647</b>	<b>100 %</b>

### 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 2024

(en millions d'euros)	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	68 605	84 %	(25 766)	42 839	52 %
Emprunts à taux variable	13 197	16 %	25 766	38 963	48 %
<b>EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES</b>	<b>81 802</b>	<b>100 %</b>	<b>-</b>	<b>81 802</b>	<b>100 %</b>

Au 31 décembre 2023

(en millions d'euros)	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 %
<b>EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES</b>	<b>86 647</b>	<b>100 %</b>	<b>-</b>	<b>86 647</b>	<b>100 %</b>

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 en particulier 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. Toutefois, les clauses mentionnées dans ces contrats n'ont pas d'impact sur le classement des passifs sous-jacents en courant ou non courant dans les comptes du Groupe car ils concernent exclusivement des sociétés mises en équivalence.

Par ailleurs, 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 2 647 millions d'euros contiennent une clause prévoyant sous certaines conditions, en cas de passage de l'emprunteur en dessous d'une certaine notation, une modification des conditions d'octroi du prêt.

Aucun remboursement anticipé n'est intervenu en 2024 du fait du non-respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

## 18.4 Lignes de crédit non utilisées

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 14 315 millions d'euros au 31 décembre 2024 (15 842 millions d'euros au 31 décembre 2023). Ces montants incluent 11 688 millions d'euros au titre des lignes indexées sur des critères ESG non tirées au 31 décembre 2024 (11 175 millions d'euros au 31 décembre 2023).

La diminution de ces lignes de crédit est notamment liée à l'extinction de la ligne de crédit de 1 milliard d'euros octroyée à Edison par un pool de banques et, chez EDF, à l'arrivée à échéance de lignes de crédit avec diverses banques pour un montant de 2,2 milliards d'euros, partiellement compensée par la mise en place de nouvelles lignes de crédit pour un montant total de 1,4 milliard d'euros.

En outre, le 29 novembre 2024, EDF a signé une facilité de crédit syndiquée pour un montant de 6 milliards d'euros pour une durée de cinq ans renouvelable deux fois pour une année. Son coût sera indexé sur trois indicateurs de performance du Groupe en matière de développement durable, en conformité avec les principes applicables aux crédits liés au développement durable (*Sustainability Linked Loans Principles*) de la Loan Markets Association :

- les émissions directes de gaz à effet de serre ;
- les émissions de CO<sub>2</sub> évitées ;
- les femmes parmi les dirigeants du Groupe.

(en millions d'euros)	31/12/2024			31/12/2023	
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
<b>LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES</b>	<b>14 315</b>	<b>3 050</b>	<b>11 240</b>	<b>25</b>	<b>15 842</b>

## 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.

Les titres de dettes ou de capitaux propres en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique et des titres de sociétés d'investissement dans des actifs immobiliers ou d'infrastructures valorisés à la juste valeur.

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

### Au 31 décembre 2024

(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	2 765	2 765	21	452	2 292
Titres de dettes	49 857	49 857	7 230	42 494	133
Dérivés de couverture	6 001	6 001	25	5 973	3
Dérivés de transaction	4 915	4 915	122	4 200	593
Équivalents de trésorerie	1 243	1 243	62	1 181	-
<b>ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR</b>	<b>64 781</b>	<b>64 781</b>	<b>7 460</b>	<b>54 300</b>	<b>3 021</b>
Créances à recevoir du NLF	16 142	16 142	-	16 142	-
Autres prêts et créances financières	3 010	3 010	-	3 010	-
<b>ACTIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI</b>	<b>19 152</b>	<b>19 152</b>	<b>-</b>	<b>19 152</b>	<b>-</b>
Dérivés de couverture	3 867	3 867	21	3 846	-
Dérivés de transaction	4 315	4 315	93	3 718	504
<b>PASSIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR</b>	<b>8 182</b>	<b>8 182</b>	<b>114</b>	<b>7 564</b>	<b>504</b>
Emprunts et dettes financières	81 802	78 793	-	78 793	-
<b>PASSIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI</b>	<b>81 802</b>	<b>78 793</b>	<b>-</b>	<b>78 793</b>	<b>-</b>

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
Équivalents de trésorerie	1 914	1 914	61	1 853	-
<b>ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR</b>	<b>74 279</b>	<b>74 279</b>	<b>7 151</b>	<b>64 276</b>	<b>2 852</b>
Créances à recevoir du NLF	13 104	13 104	-	13 104	-
Autres prêts et créances financières	2 300	2 300	-	2 300	-
<b>ACTIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI</b>	<b>15 404</b>	<b>15 404</b>	<b>-</b>	<b>15 404</b>	<b>-</b>
Dérivés de couverture	6 762	6 762	37	6 725	-
Dérivés de transaction	14 418	14 418	487	12 921	1 010
<b>PASSIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR</b>	<b>21 180</b>	<b>21 180</b>	<b>524</b>	<b>19 646</b>	<b>1 010</b>
Emprunts et dettes financières	86 647	84 736	-	84 736	-
<b>PASSIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI</b>	<b>86 647</b>	<b>84 736</b>	<b>-</b>	<b>84 736</b>	<b>-</b>

## 18.6 Risques marchés et de contrepartie

Le groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé aux risques des marchés financiers, marchés énergies et de contrepartie. Ces risques pourraient générer de la volatilité sur les états financiers.

Une description plus détaillée de ces risques, ainsi que les analyses de sensibilité, conformément aux dispositions d'IFRS 7, sont présentées au chapitre 7 « Gestion et contrôle des risques marchés » du Rapport d'Activité 2024.

### 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 CO<sub>2</sub>, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

### Risques de contrepartie

Le risque de contrepartie 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 – 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	31/12/2024	31/12/2023
Juste valeur positive des dérivés de couverture	18.1.1	6 001	6 166
Juste valeur négative des dérivés de couverture	18.3.1	(3 867)	(6 762)
<b>JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE</b>		<b>2 134</b>	<b>(596)</b>
Juste valeur positive des dérivés de transaction	18.1.1	4 915	14 519
Juste valeur négative des dérivés de transaction	18.3.1	(4 315)	(14 418)
<b>JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION</b>		<b>600</b>	<b>101</b>

La juste valeur des dérivés de couverture et de transaction par nature de risque couvert se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024	31/12/2023
Instruments dérivés de couverture de taux	18.7.2	489	997
Instruments dérivés de couverture de change	18.7.3	1 851	795
Instruments dérivés de couverture de matières premières	18.7.4	(206)	(2 388)
<b>JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE</b>		<b>2 134</b>	<b>(596)</b>
Instruments dérivés de transaction de taux	18.7.2	(129)	(4)
Instruments dérivés de transaction de change	18.7.3	133	(72)
Instruments dérivés de transaction de matières premières	18.7.4	596	177
<b>JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION</b>		<b>600</b>	<b>101</b>

La juste valeur des dérivés de couverture par type de couverture et par objectif se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024	31/12/2023
Couverture de juste valeur des emprunts et dettes		(552)	(1 006)
Couverture de flux de trésorerie des emprunts et dettes		2 424	2 385
<b>Sous-total</b>	<b>19.2</b>	<b>1 872</b>	<b>1 379</b>
Couverture de juste valeur de contrats de matières premières		(35)	220
Couverture de flux de trésorerie de contrats de matières premières		111	(2 478)
<b>Sous-total</b>		<b>76</b>	<b>(2 258)</b>
Couverture de situations nettes à l'étranger		272	191
Couverture de juste valeur des actifs dédiés		(74)	57
Couverture de juste valeur sur actifs liquides	19.2	(12)	35
<b>JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE</b>		<b>2 134</b>	<b>(596)</b>

## 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 31/12/2024				Notionnel au 31/12/2023	Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2024	31/12/2023
Achats de CAP	6	225	27	258	61	5	7
Ventes de FLOOR	-	200	-	200	-	-	-
<b>Opérations sur taux d'intérêts</b>	<b>6</b>	<b>425</b>	<b>27</b>	<b>458</b>	<b>61</b>	<b>5</b>	<b>7</b>
Payeur fixe / receveur variable	1 573	5 083	8 216	14 872	13 380	1 274	1 448
Payeur variable / receveur fixe	2 068	7 314	24 745	34 127	24 759	(1 388)	(1 176)
Payeur variable / receveur variable	-	7 054	3 530	10 584	3 680	201	79
Payeur fixe / receveur fixe	144	5 586	6 182	11 912	10 828	397	639
<b>Swaps de taux</b>	<b>3 785</b>	<b>25 037</b>	<b>42 673</b>	<b>71 495</b>	<b>52 647</b>	<b>484</b>	<b>990</b>
<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX</b>	<b>3 791</b>	<b>25 462</b>	<b>42 700</b>	<b>71 953</b>	<b>52 708</b>	<b>489</b>	<b>997</b>
Achats d'options	-	-	-	-	520	29	(11)
Swaps de taux	705	821	9 218	10 744	2 384	(158)	7
<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE TAUX</b>	<b>705</b>	<b>821</b>	<b>9 218</b>	<b>10 744</b>	<b>2 904</b>	<b>(129)</b>	<b>(4)</b>

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 2024

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2024				Notionnel à livrer au 31/12/2024				Juste valeur 31/12/2024
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
Change à terme	2 068	477	-	2 545	2 024	467	-	2 491	44
Swaps	35 375	19 152	17 294	71 821	34 922	18 500	16 193	69 615	1 807
Options	1	-	-	1	1	-	-	1	-
<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE</b>	<b>37 444</b>	<b>19 629</b>	<b>17 294</b>	<b>74 367</b>	<b>36 947</b>	<b>18 967</b>	<b>16 193</b>	<b>72 107</b>	<b>1 851</b>
Change à terme	4 642	1 210	104	5 956	4 593	1 209	99	5 901	60
Swaps	19 242	2 674	4 447	26 363	19 269	2 781	4 308	26 358	26
Options	48	-	-	48	48	-	-	48	-
Dérivés incorporés de change	82	195	-	277	62	148	-	210	47
<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE CHANGE</b>	<b>24 014</b>	<b>4 079</b>	<b>4 551</b>	<b>32 644</b>	<b>23 972</b>	<b>4 138</b>	<b>4 407</b>	<b>32 517</b>	<b>133</b>

### Au 31 décembre 2023

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2023				Notionnel à livrer au 31/12/2023				Juste valeur 31/12/2023
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
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	-
<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE</b>	<b>40 061</b>	<b>12 559</b>	<b>15 030</b>	<b>67 650</b>	<b>39 840</b>	<b>12 421</b>	<b>14 665</b>	<b>66 926</b>	<b>795</b>
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE CHANGE</b>	<b>27 621</b>	<b>7 976</b>	<b>2 012</b>	<b>37 609</b>	<b>27 694</b>	<b>7 972</b>	<b>2 018</b>	<b>37 684</b>	<b>(72)</b>

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, produits pétroliers) et du marché des certificats d'émission de CO<sub>2</sub>, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

Ainsi, le Groupe couvre ses prévisions d'achats et de ventes d'électricité et de gaz par des contrats *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	31/12/2024				31/12/2023		
		Notionnels nets				Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total			
Électricité	Térawattheures	(5)	(29)	-	(34)	(499)	17	(1 745)
Gaz	Millions de therms	929	357	-	1 286	309	650	(636)
Produits pétroliers	Milliers de barils	2 422	-	-	2 422	(30)	6 645	-
CO <sub>2</sub>	Milliers de tonnes	2 921	365	-	3 286	14	2 362	(7)
<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE LIÉS AUX MATIÈRES PREMIÈRES</b>						<b>(206)</b>		<b>(2 388)</b>

Au 31 décembre 2024, la juste valeur négative des instruments dérivés de couverture sur les matières premières de (0,2) milliard d'euros s'explique principalement par la baisse du *spread* prix de marché / prix d'exercice contractuel sur les instruments de couverture de gaz et d'électricité compte tenu de la moindre volatilité des prix des commodités observée en 2024.

Les instruments dérivés de transaction liés aux matières premières, principalement dans le portefeuille d'EDF Trading, se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2024		31/12/2023	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Électricité	Térawattheures	(50)	267	(18)	1 213
Gaz	Millions de therms	(2 886)	376	(3 623)	(1 071)
Produits pétroliers	Milliers de barils	(6 666)	4	3 380	(73)
CO <sub>2</sub>	Milliers de tonnes	(3 985)	8	(4 429)	21
Charbon et autres	Millions de tonnes	-	(59)	(1)	87
<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTIONS LIÉS AUX MATIÈRES PREMIÈRES</b>			<b>596</b>		<b>177</b>



## 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)	2024			2023		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage <sup>(2)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage <sup>(2)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité
Couverture de taux <sup>(3)</sup>	117	-	(2)	(202)	-	6
Couverture de change	254	605	(5)	(1 069)	(335)	12
Couverture d'investissement net à l'étranger	(666)	-	-	(107)	-	-
Couverture de matières premières	1 462	(1 051)	(76)	4 833	(3 066)	(8)
<b>INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE<sup>(4)</sup></b>	<b>1 167</b>	<b>(446)</b>	<b>(83)</b>	<b>3 455</b>	<b>(3 401)</b>	<b>10</b>

(1) Augmentation/(diminution) des capitaux propres part du Groupe.

(2) Augmentation/(diminution) du résultat part du Groupe.

(3) Au 31 décembre 2024, les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres incluent pour +133 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).

(4) Hors entreprises associées et coentreprises

La variation brute de juste valeur des instruments financiers de couverture en capitaux propres part du Groupe, y compris effet du recyclage, est de +1 613 millions d'euros en 2024 (+6 856 millions d'euros en 2023).

Elle s'explique en 2024 par la variation brute de juste valeur des couvertures d'investissements nets à l'étranger pour un montant de (666) millions d'euros ((107) millions d'euros en 2023), des autres couvertures de taux, change et matières premières pour un montant de +2 146 millions d'euros (+7 089 millions d'euros en 2023) 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 swaps*) pour un montant de +133 millions d'euros en 2024 (voir l'état du résultat global consolidé).

Pour les couvertures de matières premières, le montant transféré en EBE (Excédent brut d'exploitation) en 2024 pour (1 051) millions d'euros concerne les contrats de couverture :

- d'électricité pour (908) millions d'euros, sur le secteur France - Activités de production et commercialisation et Royaume-Uni ;
- de gaz pour (183) millions d'euros, sur le secteur France - Activités de production et commercialisation et Royaume-Uni ;
- et les autres couvertures pour +40 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 2024

(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
			Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant net comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés - Actif	10 917	466	14 623	(4 172)	10 451	(1 715)	(1 849)	6 887
Juste valeur des dérivés - Passif	(8 180)	(42)	(12 310)	4 172	(8 138)	1 715	317	(6 106)

#### Au 31 décembre 2023

(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
			Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé 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)

## 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 s'établit à 15 233 millions d'euros à fin décembre 2024, en baisse de 3 248 millions d'euros par rapport à 2023.

Il 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 :

(en millions d'euros)	Notes	2024			2023	
		Brut	Impôts	Part des minoritaires	Résultat net part du Groupe	Résultat net part du Groupe
<b>Résultat net</b>					<b>11 406</b>	<b>10 016</b>
<b>Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres</b>		<b>(3 094)</b>	<b>798</b>	<b>7</b>	<b>(2 289)</b>	<b>(1 653)</b>
<b>Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading</b>	<b>6</b>	<b>(443)</b>	<b>129</b>	<b>-</b>	<b>(314)</b>	<b>(263)</b>
<b>Pertes de valeur</b>		<b>3 289</b>	<b>(401)</b>	<b>(122)</b>	<b>2 766</b>	<b>8 250</b>
<i>dont pertes de valeur sur les goodwill, les immobilisations incorporelles et corporelles<sup>(1)</sup></i>	10.7	1 835	(392)	(123)	1 320	8 019
<i>dont dépréciations et provisions au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises<sup>(2)</sup></i>	12.3	1 454	(9)	1	1 446	231
<b>Autres éléments</b>		<b>4 834</b>	<b>(1 158)</b>	<b>(12)</b>	<b>3 664</b>	<b>2 131</b>
<i>dont autres produits et charges d'exploitation</i>	7	4 834	(1 158)	(12)	3 664	2 120
<b>RÉSULTAT NET COURANT</b>					<b>15 233</b>	<b>18 481</b>

(1) Au 31 décembre 2024, les pertes de valeur comprennent notamment la dépréciation des actifs liés à Hinkley Point C pour (1 116) millions d'euros et la dépréciation des actifs liés à NUWARD pour un total de (228) millions d'euros. En 2023, les pertes de valeur comprenaient essentiellement des pertes de valeur chez EDF Energy pour un montant brut de (12 871) millions d'euros.

(2) Incluent les dépréciations au titre des participations, créances dans les entreprises associées et coentreprises et provisions rattachées. Au 31 décembre 2024, cela comprend 934 millions d'euros au titre du projet AtlanticShores Offshore Wind, 248 millions d'euros pour le projet Nearth na Gaoithe (NnG) au Royaume-Uni, 118 millions d'euros sur les actifs dédiés. En 2023, les dépréciations concernaient les actifs dédiés pour 86 millions d'euros, la centrale thermique Fuzhou en Chine pour 79 millions d'euros, le projet Nearth na Gaoithe (NnG) au Royaume-Uni pour 54 millions d'euros et des parcs éoliens au Mexique pour 16 millions d'euros.

### 19.2 Endettement financier net

L'endettement financier net du Groupe s'élève à 54 346 millions d'euros à fin décembre 2024 (contre 54 381 millions d'euros à fin décembre 2023).

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	31/12/2024	31/12/2023
Emprunts et dettes financières	18.3.2	81 802	86 647
Dérivés de couverture des dettes	18.7.1	(1 872)	(1 379)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18.2	(7 597)	(10 775)
Titres de dettes et de capitaux propres - Actifs liquides	18.1.2	(17 999)	(20 077)
Dérivés de couverture des actifs liquides	18.7.1	12	(35)
<b>ENDETTEMENT FINANCIER NET</b>		<b>54 346</b>	<b>54 381</b>

## Note 20 Enjeux de durabilité dans les états financiers

### Introduction et contexte

La raison d'être d'EDF « **Construire un avenir énergétique neutre en CO<sub>2</sub> conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants** » repose sur quatre enjeux clés qui, déployés ensemble, visent à s'assurer que l'action du Groupe dans le cadre de la transition énergétique puisse s'effectuer de manière juste et inclusive. Pour un développement détaillé, voir la publication « Transition énergétique juste et inclusive, de la stratégie à l'action » publiée sur le site du Groupe<sup>(1)</sup>. Les objectifs RSE du groupe EDF sont en cohérence avec le projet d'entreprise « Ambitions 2035 » et sa raison d'être : EDF s'engage à bâtir le système électrique bas carbone de demain, s'inscrire dans les limites planétaires et agir pour une transition juste.

Ces engagements et leur mise en œuvre dans le Groupe sont pilotés et suivis dans les plus hautes instances de gouvernance du Groupe.

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 3.7.4 « Taxonomie européenne » du Document d'enregistrement universel 2023.

En complément de la Taxonomie, l'Union européenne a adopté en janvier 2022 la **réglementation CSRD (Corporate Sustainability Reporting Directive)** qui a été transposée en droit français en décembre 2023 et est applicable pour le Groupe à compter de l'exercice clos le 31 décembre 2024. Cette réglementation vise en effet à renforcer la qualité et la comparabilité des rapports de durabilité et structure les informations environnementales et sociales publiées par les entreprises. Le groupe EDF publiera son premier rapport de durabilité dans le Document d'enregistrement universel 2024 (chapitre 3). La CSRD succède à la NFRD et s'inscrit dans une dynamique de pilotage intégré combinant dimensions financière et extra-financière.

Les comptes du Groupe intègrent les enjeux en matière de durabilité, 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 et sociaux, notamment dans le cadre des dispositifs réglementaires applicables, ou la mobilisation des salariés et des dirigeants du Groupe aux enjeux de durabilité ainsi qu'au travers des modalités d'évaluation des actifs et passifs du Groupe.

Thèmes	Notes	Contenu
Mécanismes réglementaires liés aux quotas de CO <sub>2</sub> , 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 »	Elles concernent les provisions liées : <ul style="list-style-type: none"> <li>à la production nucléaire comprenant les provisions pour aval du cycle (gestion des combustibles usés et gestion à long terme des déchets radioactifs), provisions pour déconstruction des centrales et provisions pour derniers cœurs ;</li> <li>aux dispositifs environnementaux ;</li> <li>à des litiges environnementaux.</li> </ul>
Évaluation des actifs - voir note 20.2.2	Note 10.7 « 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.
Investissements bas carbone et dépenses en faveur des enjeux de durabilité - voir notes 20.4, 20.5 20.6 et 20.7	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.

(1) <https://www.edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/responsabilite-societale-dentreprise/transition-juste>

## 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 (SEQUE-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 CO<sub>2</sub> 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 % par rapport à 1990 pour l'Union européenne)<sup>(1)</sup>.

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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 gCO<sub>2</sub>/kWh ;
- en 2035, une réduction de 80 % de son scope 1 et une intensité carbone de 22 gCO<sub>2</sub>/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 2024, le volume des émissions s'élève à 11,1 millions de tonnes (13,5 millions de tonnes pour l'année 2023).

Les émissions réelles de gaz s'élèvent à 309 millions d'euros au 31 décembre 2024 (531 millions d'euros au 31 décembre 2023) comptabilisées en provision.

Le Groupe a restitué en 2024, 13 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif EU-ETS réalisées en 2023 (18 millions de tonnes restituées en 2023 au titre des émissions réalisées en 2022).

#### 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 2024, EDF Energy n'a pas émis de CO<sub>2</sub> soumis à quotas (4 000 tonnes pour 2023) et n'a par conséquent pas comptabilisé de provision au 31 décembre 2024 (0,4 millions d'euros au 31 décembre 2023).

#### Traitement comptable applicable aux quotas de CO<sub>2</sub>

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.

(1) La trajectoire d'allocation actuelle de l'EU-ETS ne tient pas encore compte des modifications qui interviendront dans le cadre du paquet *Fit For 55*.

### 20.1.2 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).

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 2024 une provision de 1 392 millions d'euros (1 176 millions d'euros en 2023) 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).

#### 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<sup>e</sup> période du dispositif qui a débuté le 1<sup>er</sup> 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 successives depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2024, notamment pour les opérations de rénovation d'ampleur des logements. L'année 2024 voit la poursuite des concertations avec l'Administration sur les modalités de la 6<sup>e</sup> période.

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 2024 la réalisation de plus de 324 000 actions de rénovations de logements, 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.

Une provision est comptabilisée si le volume des certificats d'économies d'énergie réalisées 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 ou le cas échéant au coût de la pénalité libératoire pour la part des CEE que l'entreprise estime ne pas avoir la capacité de produire ou d'acheter.

## 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 des combustibles usés 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.

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 2024, ces provisions s'élèvent à 1 700 millions d'euros (1 707 millions d'euros au 31 décembre 2023), voir note 17.2.

Il existe, par ailleurs, des passifs éventuels relatifs à des litiges environnementaux détaillés en note 21.3. Ils font notamment suite à la cession en 2002 par Edison de la société Ausimont (site de Bussi) à Solvay et la cession des sites industriels d'Enimont à ENI en 1989.

### 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 10.7, 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, apports hydrauliques et abattements environnementaux pour la production nucléaire en France. Ces chroniques climatiques sont basées sur le modèle européen EUROCORDEX et intègrent une prise en compte de l'impact du changement climatique. Cette prise en compte est réalisée de manière à éviter tout biais à la sous-estimation des conséquences concrètes du changement climatique sur ces grandeurs physiques (températures, nébulosité et vitesses de vent) et donc *in fine* sur le système électrique européen entre 2030 et 2050. Par ailleurs, les scénarios prennent en compte les objectifs de politique publique énergie-climat, tel que l'Accord de Paris à la maille mondiale, 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 CO<sub>2</sub> élevés permettant de décarboner 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 2024 intègrent les prix du CO<sub>2</sub> à 130 €/2023/t pour 2030, 170 €/2023/t pour 2040, 210 €/2023/t pour 2050.

Le Groupe contrôle et opère des actifs de production d'électricité d'origine thermique (gaz, fioul) principalement en France et en Italie, dans une moindre mesure au Brésil, au Laos ou encore en Belgique. La valeur nette comptable des actifs concernés est de 4,9 milliards d'euros au 31 décembre 2024 (5,2 milliards d'euros au 31 décembre 2023) dont 2,8 milliards d'euros en France et 1,4 milliard d'euros en Italie (3,2 milliards d'euros en France et 1,4 milliard d'euros en Italie au 31 décembre 2023). 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), d'une valeur nette comptable de 1,5 milliard d'euros au 31 décembre 2024 (1,6 milliard d'euros au 31 décembre 2023) a représenté en 2024 environ 0,65 % 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.

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 CO<sub>2</sub>, d'oxydes d'azote et d'oxydes de soufre, la centrale de Bouchain notamment présentant des émissions de CO<sub>2</sub> de l'ordre de 360 g/kWh en moyenne. Ces parcs représentent une valeur comptable nette de 1,0 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 1,3 milliard d'euros au 31 décembre 2024 (1,6 milliard d'euros au 31 décembre 2023), 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 (la centrale de Port Est, La Réunion, a été convertie à la biomasse liquide le 4 décembre 2023 et le Groupe prévoit la conversion de la centrale de Lucciana en Haute-Corse fin 2025).

En **Belgique**, Luminus dispose d'un parc thermique composé de plusieurs centrales (cycles combinés et cycles ouverts). La nouvelle centrale CCGT à Seraing, sélectionnée dans le cadre du CRM (*Capacity Remuneration Mechanism*) de type Turbine-Gaz-Vapeur (TGV) et d'une puissance totale d'environ 870 MW est en construction depuis l'automne 2022 et sa mise en service est prévue pour le second semestre 2025.

En **Italie**, le parc thermique d'Edison est constitué de 14 Cycle Combiné Gaz (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 2023 le premier CCG de nouvelle génération sur le site de la centrale de Marghera Levante (780 MW) et 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 prévue est de 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 des émissions d'obligations vertes (*green bonds*) pour l'équivalent de 16,4 milliards d'euros dont 12,2 milliards d'euros sont en circulation au 31 décembre 2024. Le cadre de financement des *green bonds* (*Green Financing Framework*) couvre les projets d'investissements éligibles qui respectent les critères de la Taxonomie européenne. Le *Green Financing Framework* a fait l'objet d'une revue par un tiers indépendant en 2022 confirmant son respect des meilleures pratiques du marché des *Green Loans* (*Green Loan Principles* de la *Loan Syndications and Trading Association*).

En 2024, EDF a émis plusieurs *green bonds* pour le financement des réseaux de distribution et du parc nucléaire existant et des projets renouvelables pour un montant de 5 082 millions d'euros dont deux émissions obligataires hybrides pour un montant de 1 150 millions d'euros et de 500 millions de livres sterling.

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 2023). 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 ayant une première échéance en 2028.

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 Prêts bilatéraux verts

Depuis 2022, EDF a signé des prêts bilatéraux verts avec plusieurs grandes banques internationales pour un montant total de 6,2 milliards d'euros dont 5,2 milliards d'euros en 2024. Les fonds sont dédiés au refinancement des investissements dans les réacteurs nucléaires existants en France dans le cadre de l'extension de leur durée de vie, tels que définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF<sup>(1)</sup>.

### 20.3.4 Lignes de crédit indexées sur des critères de durabilité

Le groupe EDF dispose de 22 lignes de crédit indexées sur les performances du Groupe en matière de durabilité, qui intègrent un mécanisme d'ajustement du coût du financement :

- un crédit syndiqué de 6 milliards d'euros avec plus de 36 banques d'une maturité de 5 ans renouvelable deux fois pour une année. La marge est ajustée en fonction de la performance de trois KPIs environnementaux. Signé en novembre 2024, il vient remplacer les lignes de crédit syndiquées précédentes de 4 milliards d'euros et de 1,5 milliard d'euros ;
- 21 lignes de crédit bilatérales renouvelables indexées sur des critères de durabilité. Les marges sont ajustées en fonction de la performance des différents KPIs retenus avec les banques.

Au 31 décembre 2024, les lignes de crédit renouvelables indexées sur des critères de durabilité non tirées (y compris les crédits syndiqués) représentent 11,7 milliards d'euros, soit 82 % des lignes de crédit non tirées du groupe EDF (voir note 18.4). En 2024, le Groupe respecte les indicateurs fixés.

## 20.4 Investissements bas carbone

En 2024, le Groupe a poursuivi son programme d'investissements opérationnels pour un montant de 26,4 milliards d'euros (21,4 milliards d'euros en 2023) composé pour 24,8 milliards d'euros d'investissements incorporels et corporels bruts (21 milliards d'euros en 2023) (voir notes 4 et 10.6) et pour 1,6 milliard d'investissements financiers bruts (0,4 milliard d'euros en 2023).

En 2024, près de 94 % des investissements du Groupe sont réalisés dans des technologies bas carbone soit un montant de 24,8 milliards d'euros répartis à 64 % dans le secteur nucléaire, 23 % dans les activités de réseaux, 11 % dans les renouvelables (solaire, éolien, hydrauliques) et 2 % dans les services énergétiques. Ces investissements regroupent les augmentations brutes d'immobilisations corporelles, incorporelles et les droits d'utilisation (location IFRS 16), y compris ceux provenant des regroupements d'entreprises (entrée de périmètre d'une filiale) des comptes consolidés. Ils n'incluent donc pas les effets des sorties de périmètre, les investissements financiers réalisés par le Groupe dans les sociétés mises en équivalence, ni les investissements réalisés par ces entités et sont retraités des subventions d'investissement.

Par ailleurs, en 2024, 59 % des investissements du Groupe sont alignés avec la Taxonomie verte européenne (64 % en 2023) soit un montant de 15,6 milliards d'euros, incluant notamment 26 % d'investissements dans le nucléaire dans l'Union européenne, 22 % dans les activités de réseaux, 10 % dans les installations de production d'énergies renouvelables (solaire, éolien, hydraulique). Il est à noter que ces indicateurs n'incluent pas les activités suivantes, non éligibles selon la taxonomie mais considérées comme bas carbone par le Groupe : les activités nucléaires hors Union européenne (activités nucléaires d'EDF au Royaume-Uni) et les activités connexes à l'activité de production nucléaire telles que les activités de conception, de construction et de fourniture d'équipements pour les centrales nucléaires de Framatome et d'Arabelle Solutions. L'alignement des investissements du Groupe pour l'ensemble de nos activités sans ces restrictions s'élèverait à 94 %.

(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>



## 20.5 Dépenses en faveur des enjeux de durabilité

### 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.

### 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 2024, les dépenses du groupe EDF en R&D s'élèvent à 752 millions d'euros. Elles se composent de la R&D d'EDF SA pour 533 millions d'euros ainsi que de la R&D conduite par certaines filiales en propre principalement Framatome, Arabelle Solutions, EDF Energy et Edison.

En France, l'intégralité des dépenses d'exploitation d'EDF R&D sont dédiés à la décarbonation et à la transition des systèmes énergétiques.

Ces dépenses portent notamment sur la recherche de l'efficacité énergétique, les usages de l'électricité en substitution à des énergies fossiles, les énergies renouvelables et leur insertion dans le système électrique, 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.

### 20.5.2 Autres dépenses en faveur des enjeux de durabilité

#### 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 récréation 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 2014 et 2024 près 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 126 millions d'euros (subventions incluses et pour l'ensemble des dispositifs). Il s'agit d'équipements de franchissement des barrages (telles les « passes à poissons ») et de démantèlement de seuils en rivière.

#### Adaptation du parc nucléaire

Concernant l'adaptation du parc nucléaire actuel et futur en France, outre les travaux relatifs à la sûreté et la sécurité notamment règlementaires ou en lien avec des prescriptions de l'Autorité de Sûreté Nucléaire, 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 EDF, un investisseur responsable

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 et Oklima, filiale spécialisée dans la contribution carbone qui développe des projets en lien avec la séquestration de carbone ou à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

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 (40,3 milliards d'euros en valeur de réalisation au 31 décembre 2024), 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 2024, 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 outre, pour chacun des scénarios climatiques étudiés, des projections des émissions carbone du portefeuille ont été réalisées.

En ce qui concerne EDF Gestion, les émissions carbone des actions cotées sont proches de leur benchmark et celles des obligations d'entreprises cotées sont inférieures à leur benchmark grâce à la gestion active du portefeuille.

En ce qui concerne les actifs dédiés 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.

En outre, la captive d'assurance Wagram du Groupe a adhéré en 2024 au programme d'assurance durable des nations unies PSI (*Principles for Sustainable Insurance*).

## 20.7 Mobilisation des dirigeants et des salariés du Groupe aux enjeux de durabilité

### Rémunérations des dirigeants liées à des objectifs de durabilité

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 intègre également des critères financiers et des critères extra-financiers qui peuvent représenter jusqu'à 21 %. Ils se composent de critères liés au climat et de critères sociaux.

La rémunération à long terme (plan de 3 ans) de certains dirigeants du Groupe est également fondée, au-delà des critères financiers, sur des critères extra-financiers. Ils représentent actuellement 30 % de cette rémunération variable long terme, en progression par rapport aux 20 % précédents.

### 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. À fin 2024, sa flotte de véhicules légers, actuellement de plus de 48 000 véhicules au niveau mondial (principalement en Europe), est déjà électrique à 35,6 % (plus de 17 150 véhicules électriques, soit plus de 3 450 véhicules électriques de plus qu'à fin 2023). À 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 2024, l'indicateur de déploiement de la flotte de véhicules électriques représente 9,6 % des critères d'intéressement d'Enedis. Dans le cadre du nouvel accord d'intéressement d'EDF SA mis en œuvre à partir de l'exercice 2024, le taux d'utilisation électrique de la flotte de véhicules légers d'EDF SA représente 7,5 % des critères d'intéressement.

## Note 21 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 2024 sont les suivants :

### 21.1 Contrôles fiscaux

#### EDF

Pour les exercices 2012 à 2021, l'Administration fiscale a remis en cause la déductibilité fiscale de certains passifs nucléaires de long terme. Par une décision du 5 juillet 2024, la Cour administrative d'appel de Paris a rendu un arrêt en tous points identique à la décision de première instance et validé la position d'EDF en ce qui concerne l'une des provisions contestées, mais a confirmé le redressement s'agissant de l'autre. Cette décision n'a aucune conséquence financière pour EDF dans la mesure où elle avait déjà décaissé 297 millions d'euros en 2022 en exécution de la décision de première instance. La Société a formé un pourvoi en cassation à l'encontre de la partie qui lui est défavorable de cette décision. Par ailleurs, le Ministre a également formé un pourvoi en cassation de la partie favorable à la Société.

#### 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.

### 21.2 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 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 Ekwater.

Sur ces sept contentieux, quatre sont définitivement clos et trois sont encore en cours : Hydroption, TotalEnergies et Ekwater.

Dans l'affaire Hydroption, le Tribunal de commerce de Paris a rendu un jugement au fond le 13 avril 2021 condamnant EDF à verser à Hydroption 5,88 millions d'euros de dommages et intérêts. Le 15 octobre 2021, la Cour d'appel de Paris a infirmé le jugement du Tribunal de commerce, 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. Par un arrêt du 24 juin 2024, la Cour d'appel de Paris a de nouveau infirmé le jugement du Tribunal de commerce et rejeté les demandes indemnitaires d'Hydroption. Le 8 novembre 2024, le liquidateur s'est pourvu en cassation.

Dans les affaires TotalEnergies et Ekwater, le Tribunal de commerce de Paris a rendu deux jugements au fond le 30 novembre 2021 condamnant EDF à verser à titre de dommages et intérêts 53,9 millions d'euros à TotalEnergies d'une part et 1,8 millions d'euros à Ekwater d'autre part. EDF a fait appel de ces deux jugements. L'audience de plaidoirie devant la Cour d'appel de Paris est prévue le 20 mars 2025.

## 21.3 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. 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.

Suivant la signature de l'accord, Edison avait constitué au 31 décembre 2023 une provision de 430 millions d'euros. Une provision complémentaire de 587 millions d'euros a été enregistrée en 2024 compte tenu des nouvelles évaluations techniques et juridiques sur les activités réalisées ou à mettre en œuvre avec ENI dans les années à venir (voir note 17.2). Des estimations des coûts futurs sont en cours.

En 2024, Edison a constitué Edison Regea S.r.l., la société chargée de faciliter opérationnellement l'exécution de l'accord et, en général, de coordonner toutes les activités environnementales du Groupe.

### 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.

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'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<sup>er</sup> 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)

À 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 Speciality Polymers Italy SpA (anciennement Solvay Solexis SpA) et à Edison SpA le lancement d'une procédure pour la détermination du responsable de la pollution des terrains se situant à l'extérieur du complexe industriel appartenant à la société Ausimont SpA et objet de la vente. Puis, la Province a également ordonné à Edison SpA, 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. La décision définitive du tribunal a été communiquée aux parties le 20 janvier 2025 et Edison a été condamné à indemniser Solvay Specialty Polymers Italy d'environ 90 millions d'euros supplémentaires qui font l'objet d'une provision.

#### Deux procédures civiles :

- Le 8 avril 2019, le ministère de l'Environnement, la Région Abruzzes et la Présidence du Conseil des Ministres ont engagé une action civile à l'encontre d'Edison pour l'obtention de dommages-intérêts pour des faits de pollution environnementale. En décembre 2024 un rapport de l'expertise technique judiciaire a été reçu et Edison a déposé en retour ses contre-arguments auprès du Tribunal. Les délais pour la conclusion de cette procédure ne sont pas connus et la procédure est toujours en cours.
- 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.

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

Depuis le 31 décembre 2024, le groupe EDF fait l'objet de deux procédures devant l'Autorité de la concurrence (plainte Plüm et plainte Xélan). Ces procédures sont en cours.

### 21.5 Contribution des rentes infra-marginales en Belgique

En Belgique, la contribution des rentes infra-marginales applicable du 1<sup>er</sup> août 2022 au 30 juin 2023 fait actuellement l'objet d'un recours judiciaire fondé notamment sur des motifs d'inconstitutionnalité et d'inconventionnalité. 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. Ce recours est actuellement examiné par les instances européennes.

### 21.6 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'Équilibre 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.

En parallèle, E-Pango a porté plainte devant l'Autorité de la concurrence, qui s'est déclarée incompétente par décision du 7 septembre 2023 pour statuer sur les pratiques anticoncurrentielles dénoncées par E-Pango. E-Pango a formé un recours devant la Cour d'appel de Paris.

L'audience devant le Tribunal de commerce de Paris s'est déroulée le 27 mai 2024 au cours de laquelle EDF (de même que Enedis et RTE) a demandé un sursis à statuer dans l'attente de la décision de la Cour d'appel de Paris. Le 2 juillet 2024, le Tribunal de commerce de Paris a rendu son jugement ordonnant le sursis à statuer.

### 21.7 Contentieux indemnitaire ENGIE

La société ENGIE a assigné EDF ainsi que ses filiales Dalkia, Dalkia Smart Building, Citelum et IZI Confort devant le Tribunal de commerce de Paris le 13 juin 2024, aux fins d'obtenir la réparation du préjudice qu'elle prétend avoir subi du fait de pratiques sanctionnées par l'Autorité de la concurrence au terme de la décision n°22-D-06 du 22 février 2022.

EDF conteste fermement le bien-fondé des demandes de la société ENGIE. La procédure devant le Tribunal de commerce est en cours.

## 21.8 Contrats de consultants - Enquête pénale

Le 28 juillet 2016, la Cour des comptes a transmis au Parquet national financier son rapport relatif à la politique des achats d'EDF. A la suite de la transmission de ce rapport, le Parquet national financier a ouvert une enquête préliminaire et chargé la Brigade de répression de la délinquance économique (BRDE) des investigations. En octobre 2023, Henri Proglio, Alain Tchernonog et EDF ont été cités à comparaître du 21 mai au 13 juin 2024 pour la commission d'un prétendu délit de favoritisme relatif au recrutement de consultants extérieurs (14 consultants). EDF a soulevé la prescription des poursuites et a contesté l'infraction alléguée.

À l'issue de l'audience, le Parquet a requis à l'encontre d'Henri Proglio une peine de deux ans d'emprisonnement et 200 000 euros d'amende et à l'encontre d'EDF la peine d'un million d'euros d'amende. Il n'a pas requis la peine complémentaire d'interdiction des marchés publics.

Par jugement rendu le 30 septembre, le Tribunal judiciaire de Paris a prononcé une relaxe au bénéfice d'EDF et de tous les prévenus.

## 21.9 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 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.

## 21.10 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 1500 millions de dollars. L'audience devant le Tribunal arbitral s'est tenue en octobre 2024 et la décision est toujours en attente.

## 21.11 Litiges relatifs à des défauts constatés sur certains compteurs

Enedis a assigné la société ITRON le 30 juillet 2024 devant le Tribunal de Commerce de Nanterre en raison de défauts qu'elle a constatés en 2022 sur certains compteurs (PME-PMI) de ses clients. Cette assignation est assortie d'une demande indemnitaire d'environ 113 millions euros.

## Note 22 Engagements hors bilan

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2024. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

### 22.1 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	31/12/2024	31/12/2023
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	22.1.1	70 464	64 201
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	22.1.2	17 984	17 605
Engagements donnés liés aux opérations de financement	22.1.3	6 004	6 043
<b>TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS</b>		<b>94 452</b>	<b>87 849</b>

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.

#### 22.1.1 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)	31/12/2024	31/12/2023
Engagements d'achats de combustible et d'énergie <sup>(1)</sup>	45 895	43 548
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	24 222	20 103
Engagements de location en tant que preneur	347	550
<b>TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION</b>	<b>70 464</b>	<b>64 201</b>

(1) Hors achats de gaz et services associés.

##### 22.1.1.1 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 2024, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024					31/12/2023
	Total	Échéances				Total
		< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	
Achats d'électricité et services associés	30 548	4 216	8 392	6 951	10 989	29 142
Achats d'autres énergies et de matières premières <sup>(1)</sup>	413	103	158	152	-	390
Achats de combustible nucléaire	14 934	2 331	6 482	4 498	1 623	14 016
<b>ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE</b>	<b>45 895</b>	<b>6 650</b>	<b>15 032</b>	<b>11 601</b>	<b>12 612</b>	<b>43 548</b>

(1) Hors achats de gaz et services associés (voir note 22.1.1.1.4).

#### 22.1.1.1 Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité au 31 décembre 2024 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 augmentation des volumes d'engagements d'achats chez EDF (SEI) du fait de nouveaux contrats, ainsi que d'un effet change positif chez EDF Energy, compensés partiellement par une baisse des prix de l'électricité projetés et des volumes contractés par EDF Energy.

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 48 TWh pour l'exercice 2024 (50 TWh pour 2023), dont 5 TWh au titre de la cogénération (5 TWh pour 2023), 20 TWh au titre de l'éolien (23 TWh pour 2023), 15 TWh au titre du photovoltaïque (14 Wh pour 2023) et 2 TWh au titre de l'hydraulique (2 TWh pour 2023).

#### 22.1.1.2 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.

#### 22.1.1.3 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.

#### 22.1.1.4 Achats de gaz et services associés

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2024, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités.

(en milliards de mètres cubes)	31/12/2024				31/12/2023
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Edison	101	12	42	47	112
EDF	51	2	13	36	52

### 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 3 et 20 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 21.10).

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).



## 22.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 31 décembre 2024, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024				31/12/2023
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Garanties données liées aux activités opérationnelles	14 773	4 314	5 459	5 000	11 805
Engagements sur achats d'exploitation <sup>(1)</sup>	9 307	4 928	3 480	899	8 116
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	142	51	78	13	182
<b>ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION<sup>(2)</sup></b>	<b>24 222</b>	<b>9 293</b>	<b>9 017</b>	<b>5 912</b>	<b>20 103</b>

(1) Hors énergies et combustibles.

(2) Y compris les engagements relatifs aux coentreprises pour un montant de 2 697 millions d'euros au 31 décembre 2024 (2 186 millions d'euros au 31 décembre 2023).

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 2024, les garanties données liées aux activités opérationnelles concernent principalement les garanties données par EDF Renouvelables, dans le cadre de ses projets de développement, EDF, Edison et Framatome.

Leur évolution s'explique essentiellement par la reprise par EDF de garanties maison-mère octroyées à des clients d'Arabelle Solutions dans le cadre de l'acquisition le 31 mai 2024 des activités nucléaires de GE Vernova, pour 2 milliards d'euros.

### 22.1.1.2.1 Garanties données liées aux activités opérationnelles

Les garanties liées aux activités opérationnelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
EDF Renouvelables	5 392	4 912
Edison	2 031	2 228
EDF	3 618	1 413
Framatome	971	977
EDF Energy	941	847
Autres entités	1 820	1 428
<b>TOTAL</b>	<b>14 773</b>	<b>11 805</b>

### 22.1.1.2.2 Engagements sur achats d'exploitation

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
EDF	3 316	3 294
Framatome	1 572	1 724
Enedis	1 066	1 029
Arabelle Solutions	1 364	-
EDF Renouvelables	832	673
EDF Energy	404	380
Autres entités	753	1 016
<b>TOTAL</b>	<b>9 307</b>	<b>8 116</b>

### 22.1.1.2.3 Engagements de location en tant que preneur

Au 31 décembre 2024, les éléments constitutifs des engagements de location en tant que preneur sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2024				31/12/2023
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
<b>ENGAGEMENTS DE LOCATION EN TANT QUE PRENEUR</b>	<b>347</b>	<b>54</b>	<b>156</b>	<b>137</b>	<b>550</b>

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 2024 s'établit à 105 millions d'euros (108 millions d'euros au 31 décembre 2023) ;
- 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 2024 s'établit à 242 millions d'euros (442 millions d'euros au 31 décembre 2023) en baisse du fait notamment de la réception par le Groupe d'un navire en décembre 2024.

## 22.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2024, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2024				31/12/2023
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	16 865	11 052	5 456	357	16 065
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	908	71	837	-	1 247
Autres engagements donnés liés aux investissements	211	148	17	46	293
<b>TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT<sup>(1)</sup></b>	<b>17 984</b>	<b>11 271</b>	<b>6 310</b>	<b>403</b>	<b>17 605</b>

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 163 millions d'euros au 31 décembre 2024 (161 millions d'euros au 31 décembre 2023).

### 22.1.2.1 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)	31/12/2024	31/12/2023
EDF	5 268	4 820
EDF Energy	4 476	4 662
Enedis	4 229	3 089
EDF Renouvelables	920	1 995
PEI	911	557
Framatome	600	572
Autres entités	461	370
<b>TOTAL</b>	<b>16 865</b>	<b>16 065</b>

Les engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels concernent principalement EDF SA pour 5,3 milliards d'euros (dont engagements relatifs au projet Grand Carénage, visites décennales et, pour un montant limité, au projet EPR 2), EDF Energy à hauteur de 4,5 milliards d'euros (principalement engagements liés à HPC) et Enedis pour 4,2 milliards d'euros.

S'agissant d'EPR 2, 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 sur acquisition d'actifs corporels et incorporels sur l'année 2024 est principalement liée au renouvellement, chez Enedis, du marché de fournitures des transformateurs HTA/BT assurant la liaison entre le réseau haute tension et le réseau basse tension et de câbles, et sur EDF, du lancement des travaux de construction de la centrale bioénergie du Ricanto, en Corse, portée par sa filiale PEI (cf. communiqué de presse du Groupe du 22 novembre 2024) et des nouveaux contrats relatifs au programme des visites décennales des centrales nucléaires. A contrario, les engagements d'EDF Renouvelables diminuent compte tenu de l'avancement des projets qui étaient en cours de construction.

### 22.1.2.2 Engagements sur acquisition d'actifs financiers

La diminution des engagements sur acquisition d'actifs financiers est principalement due à l'acquisition en 2024 des entrepôts logistiques de Nordic Logistics 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 du Groupe en France.

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<sup>er</sup> 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 août 2031. 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 mai 2029 et août 2031.

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 2024, la juste valeur de ce dérivé de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est limitée.

### 22.1.2.3 Autres engagements donnés liés aux investissements

Les autres engagements donnés liés aux investissements comprennent notamment au 31 décembre 2024 des garanties octroyées par EDF Norte Fluminense dans le cadre de sa participation à hauteur de 51 % dans Sinop Energia.

### 22.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 31 décembre 2024 sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2024				31/12/2023
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	3 656	1 250	418	1 988	3 760
Garanties financières données	1 195	73	617	505	1 216
Autres engagements donnés liés au financement	1 153	886	253	14	1 067
<b>ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT<sup>(1)</sup></b>	<b>6 004</b>	<b>2 209</b>	<b>1 288</b>	<b>2 507</b>	<b>6 043</b>

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 1 540 millions d'euros au 31 décembre 2024 (2 113 millions d'euros au 31 décembre 2023). 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.

## 22.2 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	31/12/2024	31/12/2023
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation <sup>(1)</sup>	22.2.1	13 841	9 466
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	22.2.2	532	206
Engagements reçus liés aux opérations de financement <sup>(2)</sup>	22.2.3	15	13
<b>TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS</b>		<b>14 388</b>	<b>9 685</b>

(1) Hors engagements de livraison d'énergie et services associés (voir note 22.2.1.3)

(2) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillées en note 18.4

## 22.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2024 sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2024				31/12/2023
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements de location simple en tant que bailleur	104	29	55	20	429
Engagements sur ventes d'exploitation	11 885	3 258	5 727	2 900	7 098
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 791	1 129	437	225	1 895
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	61	41	19	1	44
<b>ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION</b>	<b>13 841</b>	<b>4 457</b>	<b>6 238</b>	<b>3 146</b>	<b>9 466</b>

### 22.2.1.1 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), ainsi que des contrats de livraisons d'équipements (turbines et alternateurs) pour des centrales nucléaires chez Arabelle Solutions. La hausse significative des engagements de 4 787 millions d'euros s'explique essentiellement par l'entrée du carnet de commande d'Arabelle Solutions, dont l'acquisition a été finalisée le 31 mai 2024 et, par l'entrée en vigueur des contrats conclus par le Groupe pour le projet de centrales nucléaires au Royaume-Uni de Sizewell C, consolidé au sein du Groupe par mise en équivalence à partir du 31 décembre 2024 (voir note 3.1.3).

### 22.2.1.2 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.

### 22.2.1.3 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).

## 22.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

(en millions d'euros)	31/12/2024				31/12/2023
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
<b>ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT</b>	<b>532</b>	<b>360</b>	<b>-</b>	<b>172</b>	<b>206</b>

La hausse des engagements reçus sur opérations d'investissement et/ou de désinvestissement s'explique par 345 millions d'euros de titres obligataires reçus en garantie, d'un partenaire bancaire, dans le cadre d'une opération de mise en pension livrée de titres détenus par EDF.

## 22.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

(en millions d'euros)	31/12/2024				31/12/2023
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
<b>ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT</b>	<b>15</b>	<b>3</b>	<b>12</b>	<b>-</b>	<b>13</b>

## Note 23 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 <sup>(1)</sup>		Total Groupe	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Chiffre d'affaires	913	1 112	-	-	3 058	3 514	3 971	4 626
Achats d'énergie	4 038	4 218	2	2	3 547	2 893	7 587	7 113
Achats externes	4	11	7	7	202	126	213	144
Actifs financiers	355	180	-	-	-	-	355	180
Autres actifs	724	952	-	-	659	672	1 383	1 624
Passifs financiers	-	-	-	-	1	-	1	-
Autres passifs non financiers	1 001	1 495	1	1	851	754	1 853	2 250

(1) Ne comprend pas les dettes fiscales et sociales ainsi que la dette CSPE.

### 23.1 Transactions avec les entreprises associées 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.

### 23.2 Relations avec l'État et les sociétés de participations de l'État

#### 23.2.1 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 2024. 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.

#### 23.2.2 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. L'Unité Médico-Sociale (UMS) reste la dernière entité mixte, au sein du service commun, à prester pour les deux distributeurs (Enedis et GRDF).

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'offres des concessions des villes d'Ajaccio et de Bastia ont été relancés après avoir été déclarés infructueux. Les réponses à appel d'offres par ENGIE sont en cours pour une attribution d'ici l'été 2025.

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.

### 23.2.3 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.

## 23.3 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 2024 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 17,1 millions d'euros en 2024 (18,7 millions d'euros en 2023, ce montant intègre des bonus long terme conditionnés à l'atteinte de critères de performance sur la période 2022-2023). 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 24 Événements postérieurs à la clôture

Le 6 janvier 2025, EDF a lancé l'émission de 1,9 milliard de dollars U.S. en trois tranches d'obligations senior, dont le règlement-livraison est intervenu le 13 janvier 2025, ainsi que 500 millions de dollars U.S. d'obligations senior verte, dont le règlement-livraison est intervenu le 20 janvier 2025 (cf. communiqués de presse du Groupe du 6 janvier 2025).

## Note 25 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 2024 :

(en milliers d'euros)	Réseau PWC		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
<b>Audit - Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés</b>				
EDF	3 399	15,4	2 553	10,2
Entités contrôlées <sup>(1)</sup>	10 907	49,3	15 757	63,1
<b>Sous-total</b>	<b>14 306</b>	<b>64,7</b>	<b>18 310</b>	<b>73,3</b>
<b>Certification des informations en matière de durabilité<sup>(2)</sup></b>				
EDF	1 000	4,5	1 000	4,0
Entités contrôlées <sup>(2)</sup>	-	-	336	1,4
<b>Sous-total</b>	<b>1 000</b>	<b>4,5</b>	<b>1 336</b>	<b>5,4</b>
<b>Services autres que la certification des comptes (SACC)<sup>(3)</sup> et la certification des informations en matière de durabilité</b>				
EDF	1 604	7,3	4 471	17,9
Entités contrôlées <sup>(1)</sup>	5 206	23,5	860	3,4
<b>Sous-total</b>	<b>6 810</b>	<b>30,8</b>	<b>5 331</b>	<b>21,3</b>
<b>TOTAL</b>	<b>22 116</b>	<b>100,0</b>	<b>24 977</b>	<b>100,0</b>

(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) La réglementation CSRD (Corporate Sustainability Reporting Directive) a été transposée en droit français en décembre 2023 et est applicable pour le Groupe à compter de l'exercice clos le 31 décembre 2024 (voir note 20). Les entités contrôlées correspondent à Edison et Électricité de Strasbourg qui émettent leur propre rapport de durabilité.

(3) 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 (ii) l'émission de lettres de confort dans le cadre d'opérations de financement du Groupe (iii) des prestations rendues lors d'acquisitions ou cessions d'entités (iv) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (v) 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 2023

(en milliers d'euros)	Réseau PWC		Réseau KPMG		Réseau Deloitte	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
<b>Audit - Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés</b>						
EDF	2 628	15,3	2 523	11,7	-	-
Entités contrôlées <sup>(1)</sup>	5 362	31,3	16 920	78,3	1 758	83,7
<b>Sous-total</b>	<b>7 990</b>	<b>46,6</b>	<b>19 443</b>	<b>89,9</b>	<b>1 758</b>	<b>83,7</b>
<b>Services autres que la certification des comptes (SACC)<sup>(2)</sup></b>						
EDF	1 302	7,6	1 181	5,5	-	-
Entités contrôlées <sup>(1)</sup>	7 849	45,8	996	4,6	343	16,3
<b>Sous-total</b>	<b>9 151</b>	<b>53,4</b>	<b>2 176</b>	<b>10,1</b>	<b>343</b>	<b>16,3</b>
<b>TOTAL</b>	<b>17 141</b>	<b>100,0</b>	<b>21 620</b>	<b>100,0</b>	<b>2 101</b>	<b>100,0</b>

(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.