



MINISTÈRE
DE L'ÉCONOMIE,
DES FINANCES
ET DE LA SOUVERAINETÉ
INDUSTRIELLE, ÉNERGÉTIQUE
ET NUMÉRIQUE

*Liberté
Égalité
Fraternité*

Agence des
participations
de l'État

RAPPORT FINANCIER

2024



Préambule

Les comptes présentés constituent des comptes combinés pour l'exercice 2024, c'est-à-dire la période comprise entre le 1^{er} janvier 2024 et le 31 décembre 2024. Les principales différences entre des comptes combinés et des comptes consolidés sont les suivantes :

- compte tenu de l'absence de liens capitalistiques entre les entités, les fonds propres combinés représentent le cumul des capitaux propres des entités et de leurs filiales consolidées;
- lors du cumul des capitaux propres des entités combinées, il ne peut être constaté d'intérêts minoritaires. Les intérêts minoritaires présentés au bilan combiné sont ceux déjà présents au bilan de chacune des entités du périmètre;
- seize entités du périmètre sont incluses dans la combinaison par dérogation au règlement CRC n° 2002-12 du 12 décembre 2002 en utilisant la méthode de la mise en équivalence (Airbus, Air France-KLM, Dexia, Engie, Eramet, Naval Group, La Française des Jeux, La Poste, Orange, Renault, Safran, Semmaris, Thales, DCI, ODAS, John Cockerill Défense).

Le périmètre des comptes combinés 2024 correspond au périmètre de l'annexe du décret n°2004-963 du 9 septembre 2004 modifié et portant création du service à compétence nationale de l'Agence des participations de l'État, ainsi que tout changement (retrait ou ajout) intervenu depuis.

L'élaboration de comptes combinés requiert l'application par toutes les entités combinées d'un corps de normes homogènes. Le périmètre de combinaison inclut des entités présentant des comptes en référentiel français et d'autres entités présentant des comptes en référentiel IFRS. Compte tenu du poids significatif des entités présentant des comptes en référentiel IFRS, il a été opté dans la continuité des exercices précédents pour une présentation des données combinées du rapport État actionnaire en norme IFRS.

A la date d'établissement des comptes combinés, les comptes de ODAS et Haropa ont été intégrés sur une base provisoire.

ATTESTATION

COMPTES COMBINÉS
DE L'AGENCE
DES PARTICIPATIONS
DE L'ÉTAT

AVIS DU GROUPE
DE PERSONNALITÉS
INDÉPENDANTES

Vu l'arrêté du ministre de l'Économie et des Finances en date du 16 juin 2020 nommant le groupe chargé d'apprécier les questions de méthode comptable à trancher pour l'élaboration des états financiers du rapport relatif à l'État actionnaire prévu à l'article 179-I-11° modifié de la loi n°2019-1479 du 28 décembre 2019, loi de finances pour 2020.

Après avoir examiné :

- le manuel de combinaison de l'Agence des participations de l'État ;
- les principes comptables sur les comptes combinés 2024, inclus dans le rapport de l'État actionnaire – Agence des participations de l'État établi en application de l'article 179-I-11° de la loi n°2019-1479 du 28 décembre 2019 modifié.

Considérant que :

- les comptes combinés au 31 décembre 2024 arrêtés au 31 mars 2025 comprennent l'ensemble des entités significatives relevant du périmètre de l'Agence des participations de l'État énuméré par le décret n°2004-963 du 9 septembre 2004 modifié portant création du service à compétence nationale Agence des participations de l'État, ainsi que tout changement (retrait ou ajout) intervenu depuis. La liste des entités significatives comprises dans les comptes combinés au 31 décembre 2024 figure à la note 33 – Périmètre de combinaison du présent rapport ;
- le périmètre des comptes combinés, ainsi produit est plus restreint que celui qui résulterait de l'application de l'article 179-I-11° de la loi n°2019-1479 modifiée, comme précisé au point 2.2 des Principes comptables ;
- les états financiers combinés 2024, leurs principes comptables et les notes annexes sont présentés dans ce document ;
- l'avis requis du groupe de Personnalités Indépendantes suivant l'article 179-I-11° de la loi n°2019-1479 modifiée n'est pas une attestation d'audit des états financiers combinés de l'État actionnaire.

Le groupe de Personnalités Indépendantes :

- atteste la conformité des principes comptables contenus dans le manuel de combinaison, rappelés à la note 2 - Principes comptables et dans les encarts « Principes comptables » en préambule des notes annexes du rapport 2024-2025, avec ceux retenus en France pour les sociétés cotées sur un marché réglementé ;
- estime que ces principes comptables de combinaison sont de nature à couvrir l'ensemble des aspects techniques soulevés par la combinaison des participations de l'État et que l'application intégrale des principes comptables du manuel doit permettre d'obtenir la meilleure image possible du patrimoine, de la situation financière et du résultat des entités combinées comprises dans le périmètre de combinaison et détaillées dans le rapport 2024-2025 (cf. Principes comptables, point 2.2).

Paris, le 2 juillet 2025

Le groupe de Personnalités Indépendantes



Danièle
LAJOURMARD



Audrey
RIVIÈRE



William
NAHUM



Philippe
TOURON

NOTE À L'ATTENTION DU LECTEUR

Les chiffres « 2023 pro forma » sont retraités tels que décrits dans la note 2.9 Opérations sur le bilan d'ouverture.

L'ensemble des montants du présent rapport sont exprimés en millions d'euros (M€) sauf mention contraire.

Les chiffres de ce rapport peuvent ne pas correspondre précisément aux totaux en raison des arrondis.

Tableau 1. Compte de résultat

En M€	Notes	2023	2024
Chiffre d'affaires	1	205 997	189 960
Autres produits de l'activité	1	11 637	14 192
Achats et charges externes	2	- 130 789	- 106 539
Impôts et taxes	2	- 6 419	- 6 817
Personnel	2	- 41 897	- 45 529
Autres produits et charges opérationnelles	2	10 916	1 418
Marge opérationnelle		49 445	46 685
Dotations nettes aux amortissements	3	- 17 818	- 19 201
Variation nette des provisions	4	1 005	398
Pertes de valeur	3	- 12 929	- 1 731
Plus ou moins values sur cession d'actifs	5	- 1 305	- 1 730
Résultat opérationnel		18 397	24 421
Résultat financier	6	- 5 137	- 2 272
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		13 260	22 149
Impôts différés et exigibles	7	- 3 071	- 5 600
Résultat des sociétés mises en équivalence	12	3 910	2 610
Résultat des activités arrêtées ou en cours de cession	18	- 70	36
Résultat net de l'ensemble combiné		14 029	19 194
<i>Part du groupe</i>		<i>16 078</i>	<i>18 393</i>
<i>Part des minoritaires</i>		<i>- 2 049</i>	<i>801</i>

Tableau 2. État du résultat global

En M€	2023	Part groupe	Intérêts minoritaires	2024	Part groupe	Intérêts minoritaires
Résultat net de l'ensemble combiné	14 029	16 078	- 2 049	19 194	18 393	801
Variation brute	971	971		537	537	
Effet impôt	- 247	- 247		- 139	- 139	
Juste valeur des actifs évalués à la juste valeur par OCI	724	724	-	398	398	-
Variation brute	6 935	6 876	59	1 701	1 725	- 24
Effet impôt	- 1 856	- 1 840	- 15	- 507	- 512	4
Quote-part des entreprises associées et co-entreprises	- 85	- 73	- 12	- 83	- 75	- 8
Juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	4 993	4 962	32	1 111	1 138	- 28
Variation	327	141	187	1 267	875	392
Quote-part des entreprises associées et co-entreprises	- 200	- 187	- 13	230	232	- 2
Écarts de conversion et couverture d'investissement net	127	- 47	174	1 497	1 107	390
Autres variations recyclables ultérieurement en résultat	- 34	- 38	4	188	185	3
Autres variations recyclables ultérieurement en résultat - QP des entreprises associées et co-entreprises	- 3	- 13	10	39	32	7
Autres variations recyclables ultérieurement en résultat	- 37	- 50	14	227	217	10
Éléments recyclables relatifs aux activités cédées abandonnées ou destinées à être cédées	- 6	- 6	-	- 7	- 7	-
Éléments recyclables en résultat	5 802	5 583	219	3 226	2 854	372
Variation	970	969	1	12	11	0
Quote-part des entreprises associées et co-entreprises	1 046	1 046	-	- 1 000	- 1 000	-
Autres variations non recyclables ultérieurement en résultat	2 017	2 016	1	- 989	- 989	0
Variation brute	259	440	- 181	- 665	- 756	91
Effet impôt	204	170	34	- 24	2	- 26
Quote-part des entreprises associées et co-entreprises	- 33	- 27	- 6	146	147	- 1
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	430	583	- 152	- 543	- 607	64
Éléments non recyclables en résultat	2 447	2 598	- 151	- 1 531	- 1 596	65
<i>Éléments comptabilisés en capitaux propres dans les sociétés contrôlées</i>	<i>8 249</i>	<i>8 181</i>	<i>68</i>	<i>1 695</i>	<i>1 258</i>	<i>437</i>
<i>Éléments comptabilisés en capitaux propres dans les sociétés mises en équivalence</i>	<i>- 610</i>	<i>- 610</i>	<i>-</i>	<i>831</i>	<i>831</i>	<i>-</i>
Total éléments comptabilisés en capitaux propres	7 639	7 571	68	2 526	2 089	437
Résultat global de l'ensemble combiné	21 668	23 649	- 1 982	21 720	20 482	1 238

Tableau 3. État de la situation financière, actif

En M€	Notes	31.12.2023	31.12.2024
Ecart d'acquisition	8	13 479	13 155
Immobilisations incorporelles du domaine propre		25 282	27 184
Immobilisations incorporelles du domaine concédé		3 068	2 952
Immobilisations incorporelles	9	28 350	30 136
Immobilisations corporelles du domaine propre		237 944	251 800
Immobilisations corporelles du domaine concédé		76 816	79 582
Immobilisations corporelles	10	314 760	331 382
Immeubles de placement	11	930	959
Titres mis en équivalence	12	60 968	62 552
Actifs financiers	13	98 020	102 129
Impôts différés actifs	7	12 496	9 745
Autres actifs non courants		16	30
Actif non courant		529 020	550 088
Stocks	14	23 490	24 870
Clients et comptes rattachés	15	37 085	34 423
Actifs d'exploitation		60 575	59 293
Actifs financiers	13	46 220	34 519
Autres actifs	16	39 622	37 200
Trésorerie et équivalents de trésorerie	17	38 543	32 464
Actif courant		184 960	163 476
Actifs détenus en vue de la vente	18	794	818
Total Actif		714 775	714 382

Tableau 4. État de la situation financière, passif

En M€	Notes	31.12.2023	31.12.2024
Capital		7 534	8 361
Primes		12 010	12 302
Réserves		113 300	123 610
Résultat		16 078	18 395
Capitaux propres - part du groupe		148 923	162 668
Capitaux propres - intérêts minoritaires		13 340	12 532
Total capitaux propres		162 262	175 199
Passifs des concessions	19	45 332	46 097
Avantages au personnel	20	20 218	22 134
Autres provisions	21	85 962	96 192
Provisions		106 180	118 326
Passifs financiers	23	157 137	157 638
Impôts différés passifs	7	1 697	1 952
Autres passifs non courants	26	28	40
Passif non courant		310 374	324 054
Avantages au personnel	20	926	1 156
Autres provisions	21	8 478	7 516
Provisions		9 404	8 672
Dettes d'exploitation	25	37 975	37 158
Passifs financiers	23	81 388	56 248
Autres passifs	26	112 978	112 729
Passif courant		241 746	214 807
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	18	393	322
Total Passif		714 775	714 382

Tableau 5. Variation des capitaux propres

En M€	Capital / Dotation en capital	Primes	Réserves	Capitaux propres part groupe	Intérêts minoritaires	Capitaux propres de l'ensemble combiné
Capitaux propres au 31.12.2022	22 217	12 010	97 064	131 291	13 248	144 539
Correction sur ouverture			1 309	1 309		1 309
Capitaux propres retraités au 31.12.2022	22 217	12 010	98 373	132 600	13 248	145 848
Éléments du résultat global nets d'impôts						
Juste valeur des actifs évalués à la juste valeur			- 110	- 110	-	- 110
Juste valeur des instruments de couverture			5 035	5 035	52	5 088
Écarts de conversion et couverture d'investissement			- 22	- 22	185	163
Autres variations recyclables en résultat			- 77	- 77	- 3	- 80
Autres variations non recyclables en résultat			977	977		977
Écarts actuariels sur avantages au personnel			604	604	- 146	458
Autres éléments du résultat global entreprises associées			331	331	- 21	310
Total éléments du résultat global	-	-	6 738	6 738	68	6 805
Païement en actions			51	51	-	51
Résultat net de la période			16 081	16 081	- 2 050	14 031
Augmentation de capital	397			397	1	398
Réduction de capital (1)	- 3 500					
Dividendes			- 4 025	- 4 025	- 635	- 4 660
Variations de périmètre			99	99	1	100
Actions propres			- 326	- 326	-	- 326
Emissions et rémunérations de titres subordonnés à durée indéterminée			1 830	1 830	-	1 830
Minoritaires mouvements sur titres			- 93	- 93	- 51	- 144
Transactions entre actionnaires			18	18	-	18
Autres			- 944	- 944	2 758	1 814
Capitaux propres au 31.12.2023	19 114	12 010	117 802	148 925	13 339	162 265
Correction sur ouverture			- 3	- 3		- 3
Capitaux propres retraités au 31.12.2023	19 114	12 010	117 799	148 923	13 339	162 262
Éléments du résultat global nets d'impôts						
Juste valeur des actifs évalués à la juste valeur			394	394	-	394
Juste valeur des instruments de couverture			1 276	1 276	- 13	1 263
Écarts de conversion et couverture d'investissement			874	874	373	1 247
Autres variations recyclables en résultat			149	149	14	163
Autres variations non recyclables en résultat			10	10	0	11
Écarts actuariels sur avantages au personnel			- 738	- 738	66	- 672
Autres éléments du résultat global entreprises associées			124	124	- 4	120
Total éléments du résultat global	-	-	2 089	2 089	436	2 525
Païement en actions			86	86	-	86
Résultat net de la période			18 393	18 393	801	19 194
Augmentation de capital	438			438	2 859	3 297
Réduction de capital	- 89			- 89	- 4 596	- 4 685
Dividendes			- 4 523	- 4 523	- 815	- 5 338
Variations de périmètre			402	402	6	408
Actions propres			- 63	- 63	-	- 63
Emissions et rémunérations de titres subordonnés à durée indéterminée			- 2 506	- 2 506	-	- 2 506
Minoritaires mouvements sur titres			- 5	- 5	- 39	- 44
Transactions entre actionnaires			- 19	- 19	-	- 19
Autres			- 457	- 457	540	83
Capitaux propres au 31.12.2024	19 463	12 010	131 195	162 668	12 532	175 199

(1) reprise chez l'EPIC Bpifrance de la dotation en numéraire dans le cadre du Fonds pour l'Innovation et l'Industrie (FII) pour 3,5 Md€

Tableau 6. Tableau de flux de trésorerie

En M€	2023	2024
Résultat net avant charges d'impôts	17 103	24 795
Résultat des co-entreprises et entreprises associées	-3 910	- 2 610
Dividendes reçus des co-entreprises et entreprises associées	1 136	955
Résultat des activités cédées ou destinées à être abandonnées	20	- 111
Plus ou moins value de cession	1 351	1 927
Dotations nettes opérationnelles hors dépréciation actif circulant	31 440	24 633
Dotations nettes financières	97	257
Dotations nettes opérationnelles sur actifs circulants	579	163
Variation de juste valeur des actifs et passifs	2 437	- 4 431
Autres éléments non monétaires	4 142	3 275
Capacité d'autofinancement avant intérêts et avant impôts	54 395	48 854
Variation du BFR (hors dépréciation et dettes sur immobilisations)	-7 502	1 937
Produits et charges financières (hors effet de change)	6 511	6 345
Impôt sur les bénéfices payés	-4 248	- 4 063
Besoin en fonds de roulement, intérêts nets, impôts versés	- 5 239	4 219
Flux nets de trésorerie générés par l'activité	49 156	53 073
Investissements corporels et incorporels	-36 450	- 43 153
Produits de cession d'immobilisations corporelles et incorporelles	233	303
Coût d'acquisition titres (donnant le contrôle/déjà consolidés) net de la trésorerie acquise	-348	- 753
Cession de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée	375	76
Variation des actifs financiers	4 187	3 889
Subventions d'investissement reçues maintenues au passif	6 283	5 918
Autres éléments non monétaires liés à l'investissement		18
Flux nets de trésorerie générés par l'investissement	- 25 720	- 33 702
Augmentation de capital/transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	1 825	3 673
Résuction de capital	-3 500	- 110
Dividendes versés	-1 728	- 2 638
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	-635	- 815
Achats / ventes d'actions propres	0	0
Emissions d'emprunts	28 015	30 890
Remboursements d'emprunts	-40 486	- 49 858
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés	-630	- 582
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession	161	150
Intérêts payés	-5 867	- 6 156
Variation des concours bancaires courants	664	- 190
Flux nets de trésorerie générés par le financement	- 22 181	- 25 635
Variation de trésorerie	1 256	- 6 264
Trésorerie et équivalents de trésorerie ouverture	37 350	38 543
Trésorerie et équivalents de trésorerie clôture	38 543	32 464
Variation de trésorerie cash	1 256	- 6 264
Variation de trésorerie non cash	- 63	185
Ecarts de change	- 80	212
Autres variations non cash	17	- 27
Total variation non cash	-63	185

* reclassement au 1^{er} janvier 2021 des positions débitrices relatives aux appels de marge sur dérivés, précédemment nettes au sein des autres dettes financières.

ATTESTATION	2		
ÉTATS FINANCIERS	4	NOTES ANNEXES	34
FAITS SIGNIFICATIFS DE LA PÉRIODE	10	COMPTE DE RÉSULTAT	35
1. CONTEXTE MACRO-ÉCONOMIQUE	11	NOTE 1 CHIFFRE D'AFFAIRES ET AUTRES PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES	35
2. FAITS MARQUANTS DE LA PÉRIODE	12	NOTE 2 AUTRES CHARGES ET PRODUITS OPÉRATIONNELS	37
3. MOUVEMENTS DE PERIMETRE	14	NOTE 3 DOTATIONS NETTES AUX AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR	39
4. PROJETS DANS LE NUCLEAIRE	16	NOTE 4 VARIATION NETTE DES PROVISIONS	39
5. PROJETS DANS LES ENERGIES RENOUVELABLES	17	NOTE 5 PLUS OU MOINS VALUES SUR CESSION D'ACTIFS	40
6. LES OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	18	NOTE 6 RÉSULTAT FINANCIER	41
7. FAITS SIGNIFICATIFS CONCERNANT LES ENTITÉS MISES EN EQUIVALENCE	18	NOTE 7 IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	43
8. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLOTURE	26	ACTIFS IMMOBILISÉS	45
PRINCIPES COMPTABLES	28	NOTE 8 ÉCARTS D'ACQUISITION	45
1. RÉFÉRENTIEL COMPTABLE ET PRINCIPES GÉNÉRAUX	29	NOTE 9 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	46
2. PÉRIMÈTRE DE COMBINAISON ET MÉTHODE DE COMBINAISON	30	NOTE 10 IMMOBILISATIONS CORPORELLES CONCÉDÉES ET PROPRES	48
3. HOMOGENÉITÉ DES PRINCIPES ET CONVERGENCE	31	NOTE 11 IMMEUBLES DE PLACEMENT	53
4. ÉLIMINATION DES COMPTES INTRAGROUPES	31	NOTE 12 TITRES MIS EN ÉQUIVALENCE	54
5. MÉTHODE DE CONVERSION	31	AUTRES ACTIFS	56
6. ESTIMATIONS	31	NOTE 13 ACTIFS FINANCIERS	56
7. ACTIONS PROPRES	32	NOTE 14 STOCKS	60
8. TITRES SUBORDONNÉS	32	NOTE 15 CRÉANCES CLIENTS ET ACTIFS DE CONTRATS	62
9. OPÉRATIONS SUR LE BILAN D'OUVERTURE	32	NOTE 16 AUTRES ACTIFS	63
		NOTE 17 DISPONIBILITÉS ET QUASI DISPONIBILITÉS	63
		ACTIFS ET PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	64
		NOTE 18 ACTIFS ET PASSIFS NON COURANTS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	64
		PASSIFS	65
		NOTE 19 CONTRE VALEUR DES BIENS MIS EN CONCESSION	65
		PROVISIONS	66
		NOTE 20 AVANTAGES AU PERSONNEL	66
		NOTE 21 PROVISIONS COURANTES ET NON COURANTES	74
		NOTE 22 ACTIFS DÉDIÉS A LA COUVERTURE DES PROVISIONS NUCLÉAIRES	98
		AUTRES PASSIFS	101
		NOTE 23 PASSIFS FINANCIERS	101
		NOTE 24 INSTRUMENTS DÉRIVES	103
		NOTE 25 DETTES FOURNISSEURS ET PASSIFS DE CONTRATS	106
		NOTE 26 AUTRES PASSIFS	107
		NOTE 27 GESTION DES RISQUES FINANCIERS	108
		TRÉSORERIE	114
		NOTE 28 ENDETTEMENT NET	114
		NOTE 29 ÉLÉMENTS D'ANALYSE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE	115
		AUTRES INFORMATIONS	116
		NOTE 30 ENGAGEMENTS HORS BILAN	116
		NOTE 31 PARTIES LIÉES	120
		NOTE 32 INFORMATIONS SECTORIELLES	126
		NOTE 33 PÉRIMÈTRE DE COMBINAISON	132

FAITS SIGNIFICATIFS DE LA PÉRIODE

1. CONTEXTE MACRO-ÉCONOMIQUE

L'environnement macroéconomique de l'année 2024 s'est caractérisé par une amélioration progressive après plusieurs années de turbulences :

- une inflation en nette décélération, atteignant 1,8 % en 2024, se rapprochant ainsi des niveaux observés avant la crise. Cette modération a permis une réduction significative des coûts énergétiques par rapport aux deux exercices précédents ;
- des perturbations persistantes sur les chaînes d'approvisionnement mondiales, quoiqu'en atténuation, entraînant toujours des retards dans les livraisons d'équipements et de matériels, ainsi que dans la réalisation de certains programmes d'investissement. Ces tensions ont maintenu un risque élevé de rupture d'approvisionnement en composants et pièces détachées susceptibles d'affecter les opérations ;
- un contexte de taux d'intérêt marqué par une volatilité limitée, les taux demeurant relativement stables par rapport à leur niveau du 31 décembre 2023 ;
- une reprise graduelle de l'activité économique mondiale, accompagnée toutefois de disparités régionales significatives, impactant différemment les opérations selon les zones géographiques.

Par ailleurs, les entreprises de défense ont enregistré des résultats exceptionnels dans un contexte géopolitique en forte tension :

- **Naval Group** a réalisé une performance commerciale remarquable avec plus de 8 Md€ de prises de commandes, notamment, grâce à la signature du contrat pour la livraison de quatre sous-marins aux Pays-Bas. Le chiffre d'affaires a atteint environ 4,4 Md€. Sur le plan opérationnel, l'entreprise a connu plusieurs succès majeurs dont la mise à l'eau du sous-marin brésilien Tonelero, la livraison de la deuxième corvette émirienne, et celle du sous-marin nucléaire d'attaque Tourville.
- **KNDS** a connu une croissance exceptionnelle avec une augmentation de 40 % de ses prises de commandes, atteignant 11,2 Md€, et un carnet de commandes record de 23,5 Md€ (soit 15 % de plus par rapport à 2023). La production du canon Caesar a été triplée depuis le début de la guerre en Ukraine, tandis que celle des obus de 155 mm a doublé. KNDS a opéré une importante montée en cadence de la production des véhicules du programme Scorpion au profit des forces françaises. Par ailleurs, l'expansion internationale s'est poursuivie avec la création d'une filiale en Ukraine, l'engagement dans des négociations pour l'acquisition des activités défense de Texelis ainsi que la signature d'un accord de coopération franco-portugaise pour une acquisition commune de canons Caesar.
- **Eurengo / SNPE** : l'année 2024 a été une année record chez Eurengo, tant au niveau du chiffre d'affaires (483 M€, en augmentation de 37 % par rapport à 2023) que de la prise de commandes (carnet de commandes de 2,5 Md€, en

augmentation de 193 % par rapport à 2023). L'année 2024 a été marquée par l'inauguration de l'unité de production de poudre relocalisée à Bergerac par le ministre de l'Économie et des Finances, et le ministre des Armées, qui constitue à ce jour le projet le plus concret de reconquête de souveraineté industrielle dans le domaine. La ligne de production, dont la construction a démarré début 2024, est déjà entrée en service. Eurengo a enfin poursuivi sa dynamique de consolidation sectorielle par l'acquisition de Thiot Ingénierie, entreprise française spécialisée dans les technologies d'impact, les essais balistiques et l'ingénierie des matériaux.

Enfin, **Orano** a été fortement exposé à la situation géopolitique au Niger. Le 4 décembre 2024, Orano a constaté la perte du contrôle opérationnel de sa filiale minière Somair qu'il opérait et dont il est l'actionnaire majoritaire au Niger. En effet, l'application de la résolution adoptée par le conseil d'administration de Somair du 12 novembre 2024 visant à (i) suspendre les dépenses liées aux activités de production pour prioriser le paiement des salaires, (ii) éviter de dégrader la situation financière de cette société dont les ventes n'ont pu reprendre faute de solutions logistiques agréées avec les autorités du Niger, et (iii) préserver l'intégrité de l'outil industriel, est volontairement empêchée par les représentants des autorités nigériennes. Cette situation s'ajoute à la décision des autorités du Niger du 19 juin 2024 de retirer à la société Imouraren SA son permis d'exploiter un gisement sur le territoire nigérien. Orano subit également l'ingérence des autorités nigériennes dans la gouvernance de la société Cominak ainsi que dans la conduite et le contrôle des opérations. Dans ce contexte et en conséquence, Orano a déconsolidé le périmètre Niger constitué de ses participations dans les sociétés Somair (à hauteur de 63,4 %), Cominak (à hauteur de 69 %) et d'Imouraren (à hauteur de 63,5 %) dans les états financiers consolidés du groupe à compter du 1^{er} décembre 2024. Orano qui avait déjà constitué une provision de 60 M€ au 31 décembre 2023, a comptabilisé en 2024 des provisions et des dépréciations d'actifs complémentaires sur ce périmètre à hauteur de 193 M€ classées en autres charges opérationnelles. Après plusieurs tentatives de résolutions amiables toujours restées sans réponses, Orano a engagé contre l'État du Niger quatre instances devant les tribunaux internationaux compétents afin d'obtenir réparation de son préjudice.

2. FAITS MARQUANTS DE LA PÉRIODE

Jeux Olympiques et Paralympiques de Paris 2024

L'année 2024 a été marquée par l'organisation des Jeux Olympiques et Paralympiques de Paris.

Dans le secteur des transports

La **RATP** a considérablement renforcé son niveau de service pour accueillir et transporter les spectateurs et participants dans les meilleures conditions. La RATP a ainsi significativement accru ses moyens de production pendant cette période, à travers une accélération des recrutements, des dispositifs indemnitaires visant à favoriser la mobilisation du personnel et un renforcement des contrats de sous-traitance.

Plusieurs évolutions majeures ont également été réalisées sur le réseau, dont certaines constituaient des éléments clés pour l'organisation des Jeux et en particulier la mise en service du prolongement de la ligne automatique 14, de la ligne 11 et du tramway T3b.

Du côté de la **SNCF**, la réussite des Jeux a été assurée par la mobilisation de 13 000 agents et 5 000 renforts. L'entreprise a mis en circulation 7 500 trains supplémentaires en Île-de-France, générant 49 millions de trajets, soit une augmentation de 30 % par rapport à la même période en 2023. La satisfaction client a établi un record à 97 % durant cette période. La gestion par **SNCF Réseau** des sabotages la nuit précédant la cérémonie d'ouverture a été unanimement saluée.

Le groupe **ADP** a assuré le bon accueil, à l'arrivée comme au départ, des spectateurs comme des délégations d'athlètes avant, pendant et après les épreuves. 10 500 athlètes en provenance de 206 nations ont été accueillis dans la grande majorité dans les aéroports parisiens (Paris-Charles de Gaulle, Paris-Orly et Paris-Le Bourget).

Dans les autres secteurs

EDF : la flamme 100 % électrique d'EDF s'est imposée comme l'emblème de la durabilité et de l'innovation technologique des JOP de Paris 2024. En complément, EDF a intégré d'autres innovations au village olympique (ombrière recouverte de panneaux photovoltaïques, centrale solaire flottante mobile, etc.) démontrant ainsi son engagement pour un futur durable et innovant.

Enedis : le gestionnaire du réseau de transport a raccordé les sites au réseau de distribution plutôt que sur des groupes électrogènes, permettant d'améliorer l'impact environnemental de l'événement. Mobilisée depuis 2019, Enedis a investi plus de 100 M€ pour effectuer ces raccordements.

La Monnaie de Paris a fabriqué les médailles des athlètes olympiques et paralympiques de Paris 2024 ainsi que des mini-médailles. De nombreuses sociétés actives dans le secteur de la Défense ont contribué à la sécurisation des opérations.

France Télévisions, partenaire historique et diffuseur officiel des Jeux jusqu'en 2032, a proposé une offre sportive avec

plus de 1 500 heures de retransmissions sur ses antennes et, en complément, près de 7 000 heures de directs disponibles sur l'offre numérique. France Médias Monde s'est mobilisée pour donner un écho mondial aux Jeux, en 21 langues. RFI a diffusé les compétitions à destination de ses publics d'Afrique subsaharienne, mais aussi en Europe et en France. France 24 et Monte Carlo Doualiya (MCD) se sont également mobilisées pour couvrir les Jeux.

Autres faits marquants de la période

ADP - Extension de la concession de l'aéroport d'Amman jusqu'en 2039 et restructuration de la dette

Le 10 mai 2024 est entrée en vigueur l'opération globale de restructuration de la concession et des financements d'Airport International Group (AIG), société exploitant l'aéroport international Queen Alia d'Amman en Jordanie, détenue à 51 % et consolidée en intégration globale par ADP. Cette opération comprend :

- l'extension de la concession de l'aéroport d'Amman pour une durée de 7 années supplémentaires, jusqu'en 2039 ;
- un rééchelonnement des dettes d'AIG, dont la maturité est allongée de 3,5 années supplémentaires ;
- le renforcement de la structure financière d'AIG, avec un prêt de la part des actionnaires.

Ces accords contribuent à la stabilité opérationnelle et financière d'AIG et à sa capacité à accompagner la croissance du trafic en Jordanie.

Un test de dépréciation, tenant compte de l'extension de la concession et des impacts de la restructuration de la dette, a été réalisé dans le cadre de l'élaboration des comptes au 1^{er} semestre 2024. Il a donné lieu à une reprise sur dépréciation, déterminée notamment en fonction des perspectives de trafic à l'aéroport International Queen Alia et comptabilisée au 1^{er} semestre 2024. L'impact ponctuel (one-off) de ladite reprise sur dépréciation sur le résultat net part du groupe 2024 s'est élevée à 61 M€. Par ailleurs, l'ensemble de ces accords ont conduit à une sortie de trésorerie pour AIG d'environ 127 M€, dont 100 M€ en 2024, sans impact sur le résultat net part du groupe.

SNCF - Adaptation de fret SNCF conformément aux demandes de la Commission européenne

Pour mémoire, une enquête a été ouverte le 18 janvier 2023 par la Commission européenne à l'encontre de l'État français sur des mesures de soutien présumées illégales dont aurait bénéficié Fret SNCF durant la période 2007-2019. Au regard de l'important risque d'une décision négative et de ses implications (la récupération de plus de 5 Md€ d'aides, synonyme de liquidation), l'État et le groupe SNCF ont considéré qu'il convenait de mettre en œuvre une solution de discontinuité juridique et économique.

Les autorités françaises et la SNCF ont ainsi pris plusieurs engagements envers la Commission européenne, parmi lesquels (i) la cessation par Fret SNCF de ses activités et (ii) la création, au 1^{er} janvier 2025, de deux nouvelles entités

au sein du groupe SNCF, Hexafret (entreprise ferroviaire) et Technis (entreprise de maintenance), chargées de reprendre l'essentiel de l'activité de fret ferroviaire de Fret SNCF; (iii) la cession de 23 flux dédiés exploités par Fret SNCF (réalisée en 2024); (iv) la cession de 50 % des actifs du bilan de Fret SNCF au 31/12/2021 (en cours) et (v) l'ouverture du capital de Rail Logistics Europe (RLE), société mère d'Hexafret et Technis, à un ou plusieurs tiers minoritaires en vue d'un contrôle conjoint.

Cette transformation devrait permettre, au terme de la procédure formelle d'examen, d'obtenir de la Commission européenne le constat d'une discontinuité juridique et économique entre Fret SNCF et les deux nouvelles entités, et donc conduire à l'absence d'extension à ces dernières d'une obligation de remboursement de toute aide passée.

Les actifs restant à céder sont portés au 31/12/2024 par l'entité historique Fret SNCF, devenue structure de défaisance. Les cessions d'actifs isolés restant à réaliser, locomotives et actifs immobiliers, pouvant intervenir au-delà de 2025, la norme IFRS 5 reste non appliquée au 31/12/2024.

SNCF - Accord sur les dispositifs d'accompagnement de fin de carrière

Un accord sur les dispositifs d'accompagnement de fin de carrière a été signé le 22 avril 2024, en substitution à l'accord relatif aux cessations progressives d'activité de 2008.

SNCF - Mise en service du projet Eole

Le 3 mai 2024, le prolongement du RER E vers l'Ouest de l'Île-de-France a été inauguré. Ainsi, les actifs du projet Eole mis en service sur l'exercice représentent 3,6 Md€. Les subventions correspondantes à hauteur de 91,2 % ont été également mises en service.

SNCF - Perte par Keolis du contrat d'exploitation des tramways de Melbourne (Australie)

Le contrat d'exploitation par Keolis Downer du réseau de tramway de Melbourne en Australie, terminé fin novembre 2024, n'a pas été renouvelé.

RATP - Ouverture à la concurrence

En 2024, la RATP se prépare à la transition du réseau historique de bus (Paris et petite couronne), ouvert progressivement à la concurrence à compter de 2025. Tout en répondant à l'ensemble des appels d'offres lancés par Île-de-France Mobilités sur les 13 lots englobant ce réseau, à travers sa filiale RATP Cap Île-de-France, la RATP prépare le transfert effectif de ces activités vers les nouveaux opérateurs désignés par l'autorité organisatrice. Elle travaille aux côtés de l'autorité organisatrice pour assurer le bon déroulement opérationnel de cette transition et garantir la continuité et la qualité du service rendu aux voyageurs.

Audiovisuel public - Négociations des futurs Contrat d'objectifs et de moyens (COM)

Les projets de contrats d'objectifs et de moyens (COM) 2024-2028 des sociétés de l'audiovisuel public, transmis à l'ARCOM à l'été 2024, ont reçu un avis favorable de l'autorité. Toutefois, leur examen par les commissions parlementaires a

conduit à des avis défavorables, en raison de la révision à la baisse de la trajectoire budgétaire dès 2024. Faute d'accord, et dans le contexte de la dissolution de l'Assemblée nationale, les COM n'ont pas été signés. Les discussions reprendront en 2025, en lien avec la redéfinition de la trajectoire budgétaire.

Orano - Signature de contrats concernant le retour de déchets nucléaires japonais

Orano et ses partenaires japonais ont signé le 29 novembre 2024 plusieurs contrats, pour un montant de près de 1 Md€, concernant le retour de l'ensemble des déchets nucléaires japonais encore entreposés au sein de l'usine de La Hague dans la Manche. Conformément aux clauses prévues dans les contrats, l'équivalent en masse et en radioactivité de ces déchets contenus dans les éléments de combustibles usés doit être retourné au Japon, une solution autorisée par l'administration française en date du 27 novembre 2024. De 1981 à 1999, des contrats de traitement de combustibles usés ont été signés avec dix électriciens japonais. 2 793 tonnes de combustibles ont ainsi été traitées à l'usine d'Orano la Hague. Près de 97 % du total de la radioactivité a déjà été renvoyé.

Orano - Développement de l'activité médicale

Orano Med a franchi en 2024 d'importants jalons dans son développement. Le 12 février 2024, RadioMedix, Inc. et Orano Med ont annoncé que la Food and Drug Administration (FDA) des États-Unis avait accordé le statut de « thérapie innovante » (Breakthrough Therapy Designation-BTD) au programme AlphaMedix, un traitement contre les tumeurs neuroendocrines. Le 12 septembre 2024, Orano Med a signé un accord de licence avec Sanofi sur les droits de commercialisation de l'AlphaMedix, Orano Med restant responsable de sa production grâce à sa plateforme industrielle mondiale actuellement en développement à Valenciennes.

Le 17 octobre 2024, Orano Med et Sanofi ont également signé un accord en vue d'associer leurs expertises pour accélérer le développement des radiothérapies internes vectorisées de nouvelle génération dans une nouvelle entité (Orano Med Theranostics) sous la marque Orano Med et prévoyant une entrée de Sanofi au capital de la nouvelle entité à hauteur de 15,6 % pour un montant de 300 M€.

LFB - Soutien en trésorerie

L'État a accordé plusieurs avances en compte courant au LFB (Laboratoire français du fractionnement et des biotechnologies) pour couvrir ses besoins de trésorerie, dans le cadre du développement de l'entreprise:

- le 16 janvier 2024 à hauteur de 200 M€;
- le 17 juin 2024 à hauteur de 210 M€.

Le 30 juin 2024, conformément aux engagements pris par le LFB vis-à-vis de ses créanciers, un nouveau Plan Long Terme 2024-2032 a été présenté à l'ensemble des créanciers.

LFB - Acquisition de la société AMBER PLASMA

Le 29 mai 2024, le LFB a fait l'acquisition, au travers de sa filiale EUROPLASMA, de la totalité des actions de la société AMBER PLASMA spécialisée dans la collecte de plasma en République Tchèque. AMBER PLASMA détient et opère 12 centres de

collecte en République Tchèque. Grâce à cette acquisition, EUROPLASMA détiendra et opérera 25 centres de collecte de plasma en Europe, augmentera significativement ses capacités de collecte et sécurisera l'approvisionnement en plasma du LFB.

LFB - Signature de la Convention pluriannuelle avec l'EFS

Après plusieurs années marquées par des renouvellements annuels et un manque de visibilité sur les approvisionnements, dans la continuité des décisions prises en juillet par le Gouvernement en faveur de la filière plasma en France, le LFB et l'Établissement français du sang (EFS) ont signé le 20 décembre 2024 une convention pluriannuelle bâtie autour de la trajectoire du plan « Ambition plasma », en particulier axée sur la croissance des collectes de plasma (de 800 000 litres à 1 400 000 litres en l'espace de 4 ans). Les engagements pris par l'EFS pour 2025 et 2026 sont fermes et alignés sur les volumes cibles du plan « Ambition plasma » (respectivement 915 000 litres et 1 000 000 litres).

Une clause de revoyure prévoit de confirmer fin 2025 les volumes pour 2027 et fin 2026 les volumes pour 2028.

3. MOUVEMENTS DE PERIMETRE

Des acquisitions et une cession

Prise de participation dans John Cockerill Defense

L'État a acquis le 27 juin 2024 une participation de 10 % dans le capital de la société John Cockerill Defense (JCD) aux côtés de l'État fédéral belge via sa société d'investissement SFPI. Le groupe John Cockerill détient le solde de 80 %. Cette opération a été réalisée via la souscription à une augmentation de capital de la société JCD, avec libération totale à hauteur de 80,6 M€. Les fonds apportés par les deux États ont assuré à JCD le refinancement partiel de l'opération d'acquisition d'Arqus, société française leader européen des véhicules blindés et fournisseur de 90 % des véhicules à roues de l'armée française, auprès de Volvo par JCD. Les prises de participation des deux États permettent d'ancrer le groupe consolidé en France et en Belgique, dans un contexte où celui-ci vise à créer un champion européen des véhicules blindés légers.

En conséquence, JCD est désormais intégrée par mise en équivalence dans les comptes combinés.

Acquisition ASN

L'État français a acquis 80 % du capital d'Alcatel Submarine Networks (ASN) auprès du groupe Nokia, opération finalisée le 31 décembre 2024 pour un montant de 98,1 M€ avant ajustement de prix. A ce prix peuvent s'ajouter deux compléments de prix en 2025 et en 2026 d'un montant maximum de 10 M€ chacun.

ASN est un acteur stratégique dans le domaine des câbles sous-marins de télécommunications, infrastructures

essentielles qui transportent plus de 99 % du trafic transcontinental de données. L'entreprise est le seul acteur européen maîtrisant l'ensemble de la chaîne de valeur (conception, fabrication, pose et maintenance) et réalise un chiffre d'affaires dépassant 1 Md€. Cette acquisition vise à soutenir la croissance d'ASN tout en préservant sa souveraineté technologique. L'entreprise emploie près de 2000 collaborateurs, dont 1370 en France, avec des sites également au Royaume-Uni et en Norvège.

Nokia reste actionnaire minoritaire (20 %) pour faciliter la transition. En conséquence, le bilan d'ASN au 31 décembre 2024 est intégré dans les comptes combinés.

Cession de titres DCI

En avril 2024, l'État a cédé 21,6 % du capital de Défense Conseil International (DCI) à Groupe ADIT. Cette cession à un acteur majeur de l'intelligence stratégique, partenaire de confiance des administrations françaises, doit permettre à DCI de profiter du savoir-faire du Groupe ADIT afin d'accélérer son développement et de constituer un acteur armé pour défendre l'influence française dans le monde.

Après cette cession, l'État détient 34 % du capital de Défense Conseil International et une action de préférence ayant des droits particuliers visant à protéger les intérêts spécifiques de l'État.

En conséquence, DCI est désormais intégrée par mise en équivalence dans les comptes combinés.

Des opérations capitalistiques

Orano - Augmentation de capital

Le conseil d'administration d'Orano SA du 24 octobre 2024 a acté la réalisation d'une augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription d'un montant total de 299.999.952 euros, par la création et l'émission de 9.146.340 actions ordinaires nouvelles d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et une prime d'émission d'un montant de 32,30 euros par action. Cette opération, décidée par l'Assemblée générale en date du 9 octobre 2024, a été entièrement souscrite et libérée par versement en numéraire par l'État français. À son issue, le capital social d'Orano SA est détenu par l'État français à hauteur de 90,33 % et, par JNFL et MHI à hauteur de 4,83 % chacun.

Autres augmentations de capital

Outre les opérations mentionnées précédemment, l'Etat a participé sur l'exercice 2024 à des libérations / augmentations de capital dans les entités du périmètre combiné. Les principales sociétés concernées sont :

- Radio France: 0,8 M€ pour accompagner la transformation et la modernisation,
- SLI: Souscription à une augmentation de capital pour 250 M€ (décembre 2023) avec une libération partielle à hauteur de 200,3 M€ (février 2024),
- IN Groupe: souscription à une augmentation de capital (octobre 2024) pour accompagner la croissance externe du groupe,

- Grand Port Maritime de Dunkerque: dotation de 56 M€ pour financer l'aménagement de zones à vocation industrielle réalisée fin 2024,
- Société de Prise de Participation de l'État (SPPE): 0,3M€.

D'autres opérations

Evolution du pourcentage de détention - Safran

En juin 2024, l'Etat a exercé son droit à l'attribution d'actions au titre d'obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANes) Safran et a reçu 1 067 715 actions Safran existantes. Le pourcentage de détention retenu pour la mise en équivalence de Safran dans le périmètre combiné s'élève à 11,77% au 31 décembre 2024.

Evolution du pourcentage de détention - La Française des Jeux

À la suite de l'arrêt de la Cour de cassation favorable à La Française des Jeux dans le cadre du litige l'opposant à Soficoma, FDJ a annulé 3% de son capital, soit 5 730 000 actions. Le capital social est désormais composé de 185 270 000 actions. Le taux de détention dans les comptes combinés s'élève donc à 21,15% au 31 décembre 2024 du fait d'une relation mécanique.

Souscription à des TSDI - Société Le Nickel (SLN)

Plusieurs opérations de soutien à la SLN ont été réalisées en 2024 suite aux difficultés rencontrées par la filiale (cf. paragraphe «Poursuite des difficultés opérationnelles et financières au niveau de la SLN en Nouvelle-Calédonie dans une situation sociétale très instable»):

- Souscription à 4 055 titres super subordonnés à durée indéterminée (TSDI) en avril 2024 dont:
 - 800 TSDI souscrits par règlement en numéraire à hauteur de 80 M€;
 - 3 255 TSDI souscrits par conversion de prêts consentis en 2016 et 2023 à hauteur de 325,5 M€.
- Souscription à 800 TSDI en juillet 2024 par règlement en numéraire à hauteur de 80 M€;
- Souscription à 200 TSDI en octobre 2024 par règlement en numéraire à hauteur de 20 M€;
- Souscription à 1 500 TSDI en décembre 2024 par règlement en numéraire à hauteur de 150 M€.

Cessions dans les entreprises du périmètre

ADP - Cession des titres Extime Travel Essentials

ADP a retenu Lagardère Travel Retail comme co-actionnaire de l'entreprise commune Extime Travel Essentials Paris, qui opère, pour une durée de dix ans et à compter du 1^{er} février 2024, plus de soixante points de vente, notamment opérés sous l'enseigne RELAY.

Extime Travel Essentials est détenue à parts égales par ADP et par Lagardère Travel Retail. L'ambition des deux actionnaires est de déployer une dynamique nouvelle sur le marché du

Travel Essentials, sur un réseau de points de vente rénové et riche en innovation.

L'impact de l'opération s'élève à 22 M€ et est comptabilisée directement en capitaux propres, ADP ayant conservé le contrôle.

ADP - Cession ADP Ingénierie

Le 15 octobre 2024, ADP a réalisé la cession de 100% du capital social de la société ADP Ingénierie, filiale d'ADP International, à Artelia, groupe de conseil, d'ingénierie et de gestion de projet à l'international. Cette cession s'inscrit dans le cadre de la gestion par ADP de son portefeuille d'activités, visant à maintenir une composition optimale pour l'atteinte des objectifs stratégiques, de développement et de performance financière que le groupe s'est fixé.

RATP / SNCF - Cession Systra

En octobre 2024, la RATP et la SNCF ont conclu l'ouverture du capital de Systra, afin de soutenir et d'accompagner son développement. Dans ce cadre, la RATP et la SNCF ont cédé conjointement aux fonds d'investissement Latour Capital et Fimalac 46,8% du capital social de Systra. A travers cette opération, les nouveaux actionnaires détiennent désormais 58,2% du capital de Systra. La RATP conserve, comme la SNCF, une participation de 20%. Cette participation reste consolidée par mise en équivalence. L'opération de cession partielle a généré une plus-value de cession 77 M€ chez RATP et 73 M€ chez SNCF.

RATP - Cession Londres

En Grande-Bretagne, les difficultés opérationnelles persistantes (pénuries de conducteurs, hausse significative des coûts de production, situation de marché difficile etc.) avaient conduit la RATP à engager fin 2022 un processus d'évaluation de ses options stratégiques pour ces activités et à comptabiliser les résultats des activités londoniennes de RATP Dev selon la norme IFRS 5. En décembre 2024, ce projet s'est concrétisé avec la signature avec First Group d'un accord d'exclusivité pour la cession de cette activité, dont le dénouement s'est finalement opéré fin février 2025. Au 31 décembre 2024, ces activités n'étant pas encore cédées, les actifs concernés ont été réévalués en prenant comme base indicative les modalités d'évaluation de l'accord signé avec l'acquéreur, ce qui s'est traduit par une reprise de dépréciation de 32 M€.

Acquisition dans les entités du périmètre

EDF – GE Steam Power

Le 31 mai 2024, EDF a finalisé l'acquisition des activités nucléaires de GE Steam Power, comprenant notamment la fabrication des turbines Arabelle à Belfort. Ces activités sont logées dans une nouvelle filiale du groupe détenue à 100% par EDF SA, Arabelle Solutions, comptant environ 3 300 collaborateurs.

ADP - Acquisitions de Paris Experience Group et du groupe Extime PS

Paris Experience Group

Le 23 octobre 2024, ADP a finalisé l'acquisition de 100% de Paris Experience Group et de ses sociétés affiliées auprès de ses actionnaires, comprenant les fonds gérés par Ekkio et Montefiore Investment ainsi que l'équipe de management. Paris Experience Group propose des visites de musées et monuments historiques, des circuits touristiques dans la ville de Paris et des excursions en Île-de-France et en régions, des déjeuners et dîners croisières et des événements privés sur la Seine. Paris Experience Group est contrôlée et consolidée en intégration globale. Les travaux d'identification et d'évaluation des actifs et passifs à la juste valeur à la date du 23 octobre 2024 sont en cours. À ce jour, un goodwill provisoire a été comptabilisé pour un montant de 117 M€.

Extime PS

Le 11 octobre 2024, ADP a également finalisé l'acquisition de 100% du groupe américain Private Suite auprès du fonds TPG. L'entité, renommée Extime PS, développe et opère des terminaux exclusifs pour passagers de vols commerciaux et sera présente dans quatre aéroports aux États-Unis, dont deux où les sites d'Extime PS sont déjà en opération, à Los Angeles (LAX) et Atlanta (ATL). Private Suite est contrôlée et consolidée en intégration globale. En application de la norme IFRS 3, le prix d'acquisition a fait l'objet d'une allocation provisoire entre les différents éléments d'actifs et de passifs identifiables des sociétés acquises. Ces travaux d'identification et d'évaluation des actifs et passifs à la juste valeur à la date du 31 octobre 2024 sont en cours et ont donné lieu à la comptabilisation d'un goodwill provisoire, tenant compte des premiers résultats d'évaluations, d'un montant de 124 M\$ américains (soit 114 M€).

Imprimerie Nationale (IN Groupe)

IN Groupe a finalisé l'acquisition de NetsID, l'activité eID de Nexi, le 31 octobre 2024, marquant ainsi une étape importante pour l'entreprise, avec l'intégration de 300 nouveaux collaborateurs au 1^{er} novembre 2024. Cette acquisition a permis au pôle d'étendre son positionnement géographique et commercial, en intégrant les activités numériques au Danemark du groupe européen Nexi, ouvrant ainsi de nouvelles perspectives de croissance et renforçant son savoir-faire dans le domaine de l'identité numérique. IN Groupe assumera ainsi la responsabilité de l'exploitation et du développement continu de MitID ainsi que des services eID associés.

Autres opérations dans les entités du périmètre

RATP - Apport partiel d'actifs

En novembre 2024, la RATP a réalisé une augmentation de capital de sa filiale RATP Habitat, non consolidée compte tenu des contraintes très strictes imposées par la réglementation HLM, mais détenue à 100%. L'opération vise à accroître

les fonds propres de RATP Habitat afin de lui permettre de poursuivre le développement de son offre de logements et de se renforcer, dans un secteur du logement social marqué par une concentration croissante des acteurs. L'opération a été réalisée exclusivement par un apport partiel d'actifs d'une valeur de 239 M€, générant ainsi une plus-value de 229 M€ pour l'EPIC et la RATP, sans effet sur la trésorerie.

ADP - Fusion entre GIL et GAL

La fusion entre GMR Airport Ltd (GAL) détenue à 49% par le groupe ADP et GMR Airports Infrastructure Ltd (GIL), annoncée le 19 mars 2023, a été rendue effective le 25 juillet 2024. ADP détient désormais un intérêt économique de 45,7% dans la holding aéroportuaire composé d'actions ordinaires cotées sur les marchés financiers indiens et d'actions préférentielles OCRPS (Optionally convertible redeemable preference shares) convertibles en actions ordinaires. ADP dispose, via un pacte d'actionnaires, de droits de gouvernance étendus sur GMR Airports similaires à ceux détenus précédemment dans GAL, préservant son influence notable.

Par ailleurs, le groupe ADP détient toujours des obligations convertibles (FCCB – Foreign Currency Convertible Bond) qui ont été émises par GIL (devenue GMR Airports) le 25 mars 2023 pour un montant de 331 M€. Ces FCCB ont été réévaluées à la juste valeur au 31 décembre 2024 pour un montant de 914 M€. L'option d'achat accordée à GMR Enterprise Private Ltd (dérivé passif) et l'option de vente détenue par ADP (dérivé actif) relatives à ces obligations convertibles ont été valorisées respectivement à 530 M€ et 8 M€ au 31 décembre 2024.

À la date de la fusion, l'impact financier de celle-ci est une charge sans effet sur la trésorerie de 398 M€; il a été constaté en quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence. Il est attendu qu'un profit venant compenser cette perte sera mécaniquement dégagé lors de la conversion des obligations convertibles FCCB en actions ordinaires GMR Airports. Entre la date de la fusion et le 31 décembre 2024, la juste valeur des FCCB a diminué de 125 M€ et a généré un impact positif en résultat des sociétés mises en équivalence de 68 M€.

4. PROJETS DANS LE NUCLEAIRE

Principaux projets menés par EDF

EPR de Flamanville 3

A 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.

Performance du parc nucléaire

La production nucléaire réalisée en France s'est élevée à 361,7 TWh, contre 320 TWh en 2023 et 279 TWh en 2022 confirmant le rétablissement de la production nucléaire française suite à la crise de la corrosion sous contrainte de 2022.

EDF poursuit également son programme de « grand carénage » visant l'allongement de la durée de vie de son parc existant.

Nouveau nucléaire français (NNF)

Les travaux se sont poursuivis pour la construction de six nouveaux EPR2 : une revue de maturité technique a validé le franchissement du jalon de passage en « detailed design » pour les bâtiments nucléaires, et le feu vert a été donné par EDF pour le lancement des fabrications des composants primaires (maturité technique atteinte et levée officielle de points d'arrêts de l'ASN).

Nouveau nucléaire britannique

S'agissant du projet Hinkley Point C : la dernière revue du projet a conduit début 2024 à une réévaluation de son calendrier et de son coût. La mise en service de la tranche 1 est désormais prévue entre mi-2029 et mi-2030, pour un coût à terminaison évalué entre 31 et 34 Md£2015. Le chantier a par ailleurs franchi des étapes importantes, avec notamment l'installation de la cuve du réacteur de la tranche 1, fournie par Framatome.

S'agissant du projet Sizewell C : le projet a bénéficié en août 2024 d'un soutien renouvelé du gouvernement britannique, qui a décidé de l'attribution de nouvelles subventions, pour un montant maximum de 5,5 Md£, pour la poursuite de son développement. Dans l'attente d'une décision finale d'investissement, le projet est entré dans une phase de préparation active de la construction avec notamment l'acquisition du site principal et le démarrage des travaux sur site.

Principaux projets menés par Orano

Extension des capacités de production de l'usine d'enrichissement Georges Besse II

Le 10 octobre 2024, Orano a célébré la pose de la première pierre de l'extension de l'usine d'enrichissement Georges Besse II sur le site du Tricastin (Drôme et Vaucluse). Validé par le Conseil d'administration du 19 octobre 2023, cet investissement d'un montant prévisionnel de près de 1,75 Md€, permettra à Orano d'augmenter ses capacités de production de plus de 30%, soit 2,5 millions d'Unité de Travail de Séparation ("UTS"). Cette extension de capacité répond aux demandes des clients électriciens de renforcer leur sécurité d'approvisionnement, grâce à une mise en service prévue en 2028 et une production à pleine capacité en 2030.

Avenir du Traitement-Recyclage au-delà de 2040 – Aval du futur

Le Conseil de politique nucléaire (CPN) du 26 février 2024 a acté les grandes orientations de la politique française pour l'aval du cycle, ouvrant la perspective d'investissements importants sur le site de La Hague. Afin de préparer la poursuite de la stratégie de traitement-recyclage au-delà de 2040, un programme de pérennité & résilience définira les conditions de prolongation des usines existantes et des études seront lancées pour de nouvelles usines.

5. PROJETS DANS LES ENERGIES RENOUVELABLES

Principaux projets menés par EDF

EDF porte de nombreux projets renouvelables en France et à l'étranger. Parmi les projets marquants de l'année 2024 peuvent notamment être soulignés :

Mise en service du parc éolien en mer de Fécamp

Le 15 mai 2024, le parc éolien en mer de Fécamp d'une capacité d'environ 500 MW a été inauguré. Situé entre 13 et 24 km des côtes, le parc contribuera à soutenir les objectifs de transition énergétique de la France qui visent à atteindre 33% d'énergie renouvelable dans son mix énergétique d'ici 2030.

Inauguration de la plus grande centrale solaire du Chili

Le 8 juillet 2024, la plus grande centrale solaire du Chili, CEME 1, a été inaugurée. Elle sera exploitée par Generadora Metropolitana, une joint-venture entre EDF et l'entreprise chilienne AME. CEME 1 est une centrale solaire de 480 MW. Elle se situe dans le désert d'Atacama et comporte 882 000 panneaux solaires de haute technologie sur une surface de 435 ha : CEME 1 produira suffisamment d'énergie pour alimenter en électricité 500 000 foyers tout en évitant l'émission de 280 000 tonnes de CO2 par an.

Mise en service du parc de Serra do Seridó (Nord-Est du Brésil)

EDF, via sa filiale EDF Renouvelables, annonce la mise en service de son plus grand parc éolien en Amérique du Sud, le parc de Serra do Seridó situé dans l'Etat de Paraíba au Nord-Est du Brésil. Composé de 85 éoliennes pour une capacité installée de 480 MWc, ce parc produira l'équivalent de la consommation électrique annuelle d'environ 1,5 million de foyers brésiliens.

Lancement du chantier de construction de la centrale bioénergie du Ricanto (Corse)

A travers sa filiale EDF PEI, EDF lance le chantier de construction de la centrale bioénergie du Ricanto en Corse, un projet essentiel pour garantir la sécurisation du système électrique et la transition énergétique de l'île.

Composée de 8 moteurs nouvelle génération pour une puissance totale de 130 MW, la centrale viendra remplacer la centrale thermique au fioul du Vazzio. L'ouvrage disposera des meilleures technologies disponibles pour ce type d'installations dont en particulier des moteurs à haut rendement et des équipements de dépollution des rejets atmosphériques. Le site fonctionnera avec de la biomasse liquide et offrira une production d'électricité renouvelable et pilotable qui lui permettra de s'adapter en temps réel au besoin de la consommation de l'île tout en abaissant de 65% les émissions de CO₂. Sa production devrait couvrir environ 20% de la consommation annuelle de la Corse.

Principaux projets menés par Orano

Développement du programme "batteries pour véhicules électriques"

Après l'annonce le 16 mai 2023 du partenariat entre Orano et le groupe chinois XTC New Energy, une nouvelle étape a été franchie le 9 décembre 2024 avec la création de deux co-entreprises de production de composants de batteries pour véhicules électriques. Ces co-entreprises baptisées Neomat CAM et Neomat PCAM porteront les projets de construction d'usines pour respectivement la fabrication de matériaux actifs de cathode et la production de précurseurs de matériaux actifs de cathode, déployées sur le site alloué par le Grand port maritime de Dunkerque sur les communes de Gravelines et Loon-Plage. Cette étape du projet s'inscrit en amont du processus d'enquête publique attendu au printemps 2025, et de la sécurisation du carnet de commandes de la future installation auprès de gigafactories implantées en Europe, étapes préalables aux potentielles futures décisions d'investissement. En parallèle et indépendamment du retrait le 25 septembre 2024 du protocole d'accord signé en octobre 2023 avec Stellantis, Orano poursuit les études sur son projet d'usine de recyclage des matériaux contenus dans les batteries de véhicules électriques afin de les valoriser dans de nouveaux composants. Ce projet s'appuie sur un procédé innovant, aujourd'hui en cours d'essai, développé au Centre d'Innovation en Métallurgie Extractive (CIME) sur le site d'Orano à Bessines-sur-Gartempe (Nouvelle-Aquitaine).

6. LES OPÉRATIONS DE FINANCEMENT

Les principales opérations de financement de la période sont détaillées ci-après :

EDF

EDF a réalisé plusieurs émissions d'obligations sur l'exercice 2024 pour un montant total de 6 672 M€ dont 3 329 M€ d'émissions vertes.

EDF a remboursé le 5 juillet 2024 des obligations hybrides émises le 4 octobre 2018 pour un montant nominal de 1 250 M€.

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 M€. Ce remboursement d'un montant nominal de 1 250 M€ a été réalisé le 29 janvier 2025.

Orano

Dans le cadre de son programme EMTN et du refinancement de sa dette, Orano a procédé le 12 mars 2024 à une émission obligataire pour un montant de 500 M€ à 7 ans (échéance mars 2031) avec un coupon annuel de 4,00% (rendement de 4,086% à l'émission).

7. FAITS SIGNIFICATIFS CONCERNANT LES ENTITÉS MISES EN EQUIVALENCE

Air France KLM

Évolution de la coopération commerciale dans le domaine du cargo entre Air France-KLM et CMA CGM

Air France-KLM et CMA CGM ont décidé de mettre fin aux accords signés en mai 2022 à compter du 31 mars 2024, du fait d'un environnement réglementaire contraint sur certains marchés n'ayant pas permis à la coopération de fonctionner de manière optimale.

CMA CGM reste un actionnaire de référence d'Air France-KLM. Les parties ont convenues de modifier la clause de lock-up des actions détenues par CMA CGM dans le capital d'Air France-KLM jusqu'au 28 février 2025. CMA CGM a quitté le Conseil d'administration d'Air France-KLM le 31 mars 2024.

Remboursement anticipé d'obligations OCEANE

Remboursement anticipé de 452 M€ d'obligations OCEANE

Le 25 mars 2024, Air France-KLM a remboursé, à la demande des porteurs d'obligations, 452 M€ sur les 500 M€ d'obligations convertibles en actions nouvelles et/ou échangeables en actions existantes dont l'échéance était le 25 mars 2026.

Ce montant correspond à 25 246 843 obligations. Cette option de remboursement anticipé au 25 mars 2024 faisait partie des termes et conditions relatifs à ces obligations.

Remboursement anticipé de 48 M€ restants d'obligations OCEANE

Les obligations restantes en circulation pour un montant de 48 M€ dont l'échéance était le 25 mars 2026 ont été remboursées en numéraire le 10 mai 2024, à la suite de l'exercice de l'option de remboursement anticipé par l'émetteur de l'obligation dans les conditions prévues par le Règlement des OCEANE 2026. Ces obligations restantes ont été remboursées

par anticipation. Ce montant résiduel de remboursement équivaut à 2 654 942 obligations.

À l'issue de ces deux opérations, il n'y a plus d'obligations de type OCEANE en circulation au 31 décembre 2024.

Emission d'obligations pour un montant total de 650 M€ et rachat de deux souches obligataires existantes

Emission d'obligations pour 650 M€

Le 23 mai 2024, Air France-KLM a réalisé l'émission d'obligations d'un montant nominal de 650 M€ avec une maturité de 5 ans portant intérêt au taux de 4,625% par an dans le cadre de son programme Euro Medium Term Notes. Le produit net de l'émission a été utilisé pour finaliser l'opération de rachat d'obligations lancée le 13 mai 2024, tel que décrit dans le paragraphe ci-dessous.

Rachat de deux souches obligataires

Le 24 mai 2024, Air France-KLM a finalisé le rachat en numéraire portant sur deux souches obligataires existantes et lancée le 13 mai 2024 :

- les obligations d'un montant nominal total de 750 M€ venant à échéance le 16 janvier 2025 et portant intérêt à un taux de 1,875% ;
- les obligations d'un montant nominal total de 500 M€ venant à échéance le 1^{er} juillet 2026 et portant intérêt à un taux de 3,875%.

Sur ces deux tranches, des obligations existantes pour un montant nominal total de 452,7 M€, représentant 36,2% des obligations existantes en circulation, ont été apportées à l'offre de rachat et 452,7 M€ ont été acceptées pour rachat, dont 234,8 M€ d'obligations 2025 et 217,9 M€ d'obligations 2026. Par conséquent, le montant nominal total des obligations existantes restant en circulation après la réalisation de l'offre de rachat sera de 797,3 M€, dont 515,2 M€ d'obligations 2025 et 282,1 M€ d'obligations 2026.

Acquisition d'une participation minoritaire dans le capital de SAS AB

Le 3 octobre 2023, Air France-KLM avait été sélectionné au sein d'un consortium par le Conseil d'administration de SAS AB (Scandinavian Airlines System) comme le candidat gagnant dans le cadre du processus de sollicitation de financement lancé par SAS.

Après l'obtention d'autorisations réglementaires en Europe et aux États-Unis, Air France-KLM a donc finalisé le 28 août 2024 l'acquisition d'une participation minoritaire de 19,90% dans le capital de SAS AB.

Les membres du consortium (qui comprend également Castlake L.P. au nom de certains fonds ou affiliés, Lind Invest ApS et l'État danois) détiennent désormais une participation agrégée de 86,4% dans le capital de SAS AB (à l'exclusion de la reprise par l'État danois en tant que créancier de SAS et conformément aux plans de restructuration de SAS), après avoir investi 1,2 Md\$ dans l'entreprise, dont 475,0 M\$ US en actions ordinaires et 725,0 M\$ US en obligations convertibles sécurisées de premier rang.

Air France-KLM a quant à lui investi un total de 144,5 M\$ US (soit environ 133 M€) dans SAS AB, dont 109,5 M\$ US en actions ordinaires (soit environ 101 M€) et 35,0 M\$ US (soit environ 32 M€) en obligations convertibles sécurisées de premier rang.

Au 31 décembre 2024, cette acquisition s'est traduite par les impacts suivants dans le tableau de flux de trésorerie consolidé d'Air France-KLM :

- l'acquisition des titres de SAS AB pour un montant de 88 M€ présentée dans le "flux de trésorerie lié aux opérations d'investissement" du tableau des flux de trésorerie consolidé (et compte tenu du dépôt déjà versé en 2023 pour un montant total de 13 M€) ;
- l'acquisition des obligations convertibles sécurisées de premier rang pour un montant de 32 M€ présentée dans le "flux de trésorerie lié aux opérations de financement" du tableau des flux de trésorerie consolidé.

Après analyse des caractéristiques de la transaction incluant celle du pacte d'actionnaires, Air France KLM n'a pas le contrôle de SAS AB, ni au sens du droit européen de la concurrence, ni au sens d'IFRS 10. En revanche, Air France-KLM remplit les critères d'IAS 28 pour comptabiliser SAS AB selon la méthode de la mise en équivalence et ce, depuis la date d'acquisition.

Restructuration de l'offre domestique au départ d'Orly et des centres d'appels

La société Air France a présenté le 18 octobre 2023, aux instances représentatives du personnel, le projet d'adaptation de son offre domestique au départ de Paris à horizon 2026, qui consiste pour Air France à opérer l'ensemble de ses vols au départ de Paris-Charles de Gaulle (à l'exception de la délégation de service public sur les liaisons Air France de/vers la Corse, qui restera assurée depuis Paris-Orly), la compagnie Transavia devenant l'opérateur de référence au départ de l'aéroport de Paris-Orly.

L'accord de Rupture Conventionnelle Collective (RCC) intégrant également un dispositif fin de carrière (DFC) présenté par la direction dans le cadre de ce projet a été signé majoritairement par les organisations syndicales représentatives le 9 février 2024.

Conformément au calendrier de cet accord, la période de recueil des candidatures est intervenue au cours quatrième trimestre 2024, donnant lieu à la constitution d'une provision pour restructuration au 31 décembre 2024.

En complément, le management d'Air France a présenté le projet d'évolution de l'activité de ses centres d'appels (Customer Contact), donnant également lieu à la constitution d'une provision pour restructuration au 31 décembre 2024.

Au titre de ces réorganisations, la société a comptabilisé une charge nette de 49 M€ au 31 décembre 2024 en autres produits et charges non-courants, dont 60 M€ de provisions restructuration et (11) M€ de reprise de provisions sur engagements de retraite.

Engie

Succès du déploiement du plan stratégique

Renouvelables

Les capacités installées renouvelables d'Engie ont augmenté de 4,2 GW en 2024, avec l'ajout de 1,9 GW en Amérique Latine, 0,9 GW en Europe, 0,9 GW aux États-Unis et 0,5 GW en AMEA. Au 31 décembre 2024, Engie dispose de 6,8 GW de capacités en construction (75 projets), dont 1,7 GW partiellement mis en service. La capacité installée totale de Renouvelables chez Engie s'élève désormais à 46 GW¹. En 2024, Engie a signé plus de 85 contrats d'achat d'électricité (PPA) pour un total de 4,3 GW (+ 59% par rapport à 2023), dont 3,6 GW ayant une durée de plus de cinq ans. Cette performance comprend de nouveaux contrats avec Meta aux États-Unis, l'élargissement du partenariat global avec Google incluant de nouveaux développements en Belgique et aux États-Unis, ainsi que des accords avec d'autres entreprises du secteur de la Tech aux États-Unis et en Europe. Au quatrième trimestre, Engie a remporté, via Ocean Winds, sa joint-venture à 50-50 avec EDP Renewables dédiée à l'éolien offshore, un projet flottant de 250 MW auprès du Ministère chargé de l'Industrie et de l'Énergie, situé au large de Narbonne, en mer Méditerranée.

Infrastructures - Gaz renouvelables

Après avoir remporté au troisième trimestre une nouvelle concession pour la construction et l'exploitation d'environ 1 000 km de lignes de transport électrique et de 4 sous-stations au Brésil, Engie s'est vu attribuer un contrat pour la construction de 170 km de lignes à travers 3 projets au Pérou, ainsi que la construction de 3 nouvelles sous-stations et l'extension de 4 stations existantes. Le développement du biométhane se poursuit en France, avec une capacité de production annuelle atteignant 13 TWh raccordés aux réseaux d'Engie, soit une augmentation de 20% par rapport au 31 décembre 2023. Engie a également poursuivi son expansion dans le biométhane au Royaume-Uni, en Belgique et aux Pays-Bas.

Batteries

Au 31 décembre 2024, Engie dispose de 2,6 GW de capacités installées de systèmes de stockage d'énergie par batterie dans le monde et de 2,6 GW en construction. Depuis le début de l'année 2024, Engie a ainsi ajouté environ 1,0 GW de nouvelles capacités à son portefeuille d'exploitation en Amérique du Nord, principalement grâce au succès de l'intégration de Broad Reach Power.

Energy Solutions

Energy Solutions a accéléré le développement des réseaux de chaleur et de froid, avec plus de 5 Md€ de prise de commandes additionnelles, un taux moyen d'énergie renouvelable record de 90%, la reconquête en France de toutes les concessions arrivant à échéance, et l'acquisition d'un portefeuille de projets en Espagne. Sur le marché industriel, la production d'énergie décarbonée poursuit son développement, avec plus d'une vingtaine de nouvelles unités de production sur sites industriels gagnées en 2024 en Europe et Asie du Sud-Est.

Des progrès significatifs réalisés sur les objectifs ESG clés

En 2024, les émissions de gaz à effet de serre (GES) liées à la production d'énergie se sont élevées à 48 millions de tonnes, en forte baisse de 55% par rapport à 2017. Au-delà des leviers structurels de décarbonation, cette performance meilleure qu'anticipée résulte également d'un taux d'utilisation plus faible des centrales à gaz en Europe qui sont de plus en plus utilisées comme des actifs flexibles opérant aux heures de pointe. Par ailleurs, la part des énergies renouvelables dans la capacité totale de production d'électricité d'Engie est passée de 41% à fin 2023 à 43% à fin décembre 2024, principalement grâce à l'ajout de 4,2 GW de capacités renouvelables sur l'ensemble de l'année.

Concernant les objectifs de diversité de genre, Engie comptait 32% de femmes au sein du management à fin 2024, un chiffre une nouvelle fois en hausse par rapport à l'année précédente. Engie poursuit les plans d'actions mis en œuvre afin d'atteindre un objectif d'équilibre managérial de 40% à 60% entre les femmes et les hommes.

Approbation par l'Union européenne de l'accord final relatif au nucléaire belge

Le 21 février 2025, la Commission européenne a approuvé, en vertu des règles de l'UE en matière d'aides d'État, l'accord entre Engie et le gouvernement belge, annoncé le 13 décembre 2023, concernant la prolongation de l'exploitation des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4 ainsi que les obligations relatives aux déchets nucléaires. Engie et le gouvernement belge ont finalisé la transaction le 14 mars 2025. Cette étape finale a mené au versement de la première partie du paiement, relative au transfert de responsabilité pour les déchets nucléaires et le combustible usé. La seconde partie sera versée lors du redémarrage des réacteurs en novembre 2025.

Grâce au transfert de l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires au gouvernement belge, Engie ne sera plus exposé à l'évolution des coûts futurs liés à leur traitement.

Doel 4 et Tihange 3 seront détenus dans le cadre d'une co-entreprise appartenant à parité à l'État belge et Engie, avec un mécanisme de Contrat pour Différence permettant un partage équilibré des risques.

Thales

Cession des activités Transport

Le 31 mai 2024, Thales a finalisé la cession du secteur opérationnel Transport à Hitachi Rail pour une valeur d'entreprise de 1,66 Md€.

Dans les comptes de Thales, l'activité est restée consolidée jusqu'à fin mai 2024. Conformément à IFRS 5, le résultat net de la période ainsi que le résultat de cession du secteur sont présentés au sein du résultat des activités non poursuivies.

Acquisitions

Début avril 2024, Thales a finalisé l'acquisition de Cobham Aerospace Communications pour un montant de 941,3 M€, renforçant ainsi sa position de leader mondial dans le domaine des communications et de la connectivité sécurisée du cockpit. Le chiffre d'affaires 2023 de la société s'élevait à environ 180 M€. Thales a procédé à une allocation préliminaire du prix d'acquisition. Après affectation à des actifs incorporels net d'impôt, l'écart d'acquisition résiduel s'élève à 519,3 M€. Ce montant, encore provisoire, pourra être ajusté jusqu'à fin mars 2025, conformément à IFRS 3.

Début mai 2024, Thales a finalisé l'acquisition de la société GetSAT, société fabriquant des antennes dédiées à la communication satellite, notamment pour des entreprises dans le domaine de la défense, de l'aéronautique civil et des services de secours. L'activité est consolidée depuis le 1^{er} mai 2024.

Thales a procédé à une allocation préliminaire du prix d'acquisition. Après affectation à des actifs incorporels (relation clients et technologies à hauteur de 41,9 M€ net d'impôt), l'écart d'acquisition résiduel s'élève à 56,2 M€. Ce montant, encore provisoire, pourra être ajusté jusqu'à fin avril 2025, conformément à IFRS 3.

Début octobre 2024, Thales a finalisé l'acquisition auprès de Boeing de la société Digital Receiver Technology, Inc., société spécialisée dans les radios logicielles dédiées à la surveillance et au renseignement pour l'armée américaine. L'activité est consolidée depuis cette date. L'écart d'acquisition provisoire s'élève à 53,0 M€. L'allocation du prix d'acquisition sera réalisée au cours du 1^{er} semestre 2025.

Eramet

Lithium en Argentine

Le 3 juillet 2024, Eramet a inauguré sa première usine d'extraction directe de lithium à Centenario en Argentine. Le montant total de l'investissement pour l'usine de Centenario s'élève à environ 912 M\$. Le 24 décembre 2024, Eramet a réalisé sa première production de carbonate de lithium, parvenant ainsi à mettre en œuvre à l'échelle industrielle sa technologie avancée d'Extraction Directe du Lithium (« DLE »). L'usine de Centenario est conçue pour extraire et produire 24 000 t/an de carbonate de lithium de qualité batterie et, à pleine capacité, devrait se situer dans le premier quartile de la courbe des coûts de l'industrie du lithium.

Eramet a procédé en octobre 2024 au rachat de la totalité de la participation minoritaire (49,9%) de son partenaire Tsingshan dans Eramine Sudamerica (« Eramine »), pour un montant net de 699 M\$. En conséquence, Eramet détient désormais 100% de sa filiale argentine.

Lithium au Chili

Suite à l'acquisition fin 2023 de concessions couvrant un ensemble de salars de lithium dans la région d'Atacama, Eramet s'emploie à développer de futurs partenariats avec les sociétés d'Etat autorisées par le gouvernement chilien à détenir des droits d'exploration et d'exploitation du lithium, dans lesquels il pourra apporter sa technologie DLE exclusive. Au cours de

l'année 2024, Eramet a par ailleurs signé deux accords de prise d'intérêt pour mener des activités d'exploration au Chili. Eramet participe actuellement à un appel d'offres pour acquérir le droit d'extraction qui permettra de développer le projet.

Indonésie

En Indonésie, les opérations minières ont été fortement contraintes sur l'année par le permis d'exploitation (RKAB) octroyé, et limitant la production et les ventes pour 2024 et les deux prochaines années à 32 Mth (dont 3 Mth de ventes internes à destination de l'usine de NPI de PT WBN. En conséquence, la mine de Weda Bay a produit 32,0 Mth (à 100%) de minerai commercialisable (+ 67% vs. 2023). La production de NPI de l'usine a atteint 30,5 kt-Ni (à 100%), en baisse de 9% sur l'année 2024, pénalisée par le ralentissement de la production et la maintenance de certains fours, ainsi que par des inondations ayant entraîné des difficultés d'acheminement du minerai à l'usine. La contribution de PT WBN au résultat d'Eramet a été de 166 M€ en 2024 (295 M€ en 2023) en lien avec le plus faible niveau des ventes externes de minerai sur la période, et le montant de dividendes versés en 2024 s'est élevé à 114 M€ (267 M€ en 2023).

Poursuite des difficultés opérationnelles et financières au niveau de la SLN en Nouvelle-Calédonie dans une situation sociale très instable

En Nouvelle-Calédonie, l'activité a été très fortement impactée par la situation sociale. En particulier, les émeutes du mois de mai 2024 ont conduit à l'arrêt de la production minière sur l'ensemble du territoire pour des raisons de sécurité et à la suite d'importants dégâts en termes de bâtiments et d'infrastructure. L'activité minière n'a pu reprendre que très partiellement à partir de mi-juin et sur deux sites uniquement (Tiébaghi et Népoui) avec une montée progressive du niveau d'activité jusqu'en fin d'année. Cela a notamment permis d'acheminer du minerai à l'usine de Doniambo, afin d'éviter la mise à l'arrêt des fours. La production minière de la SLN (Société Le Nickel) s'est établie à 2,9 Mth en 2024, en baisse de 50% par rapport à 2023 et la production de ferronickel est également en baisse à 32,9 kt-Ni (- 35% par rapport à 2023). La contribution de la SLN à l'Ebitda d'Eramet s'élève à -171 M€ et le résultat net-part du groupe de la SLN s'élève à -130 M€. En conséquence, la SLN a généré un free cash-flow négatif de -216M€ sur 2024. Devant la situation de trésorerie critique depuis la clôture de l'exercice 2023, et suite à la décision d'Eramet de ne plus financer le déficit de sa filiale calédonienne, un accord a été conclu entre Eramet et l'Etat français, conduisant l'Etat à souscrire à partir d'avril 2024 à des obligations subordonnées à durée indéterminée à taux fixe, « TSD1 », émises par la SLN (voir note « Mouvements de périmètre »). Ce soutien financier devrait permettre à l'entité calédonienne de poursuivre son activité en 2025. Les garanties accordées temporairement par Eramet, pour le compte de sa filiale et dans le cadre de l'exploitation de l'usine de Doniambo ainsi que pour les sites miniers situés en province Sud ont été prolongées jusqu'au 31 décembre 2025 pour un montant total de 49,5 M€. Les garanties concernant les autres sites miniers ont été mises en place jusqu'à la fin des permis d'exploitation directement par la SLN sous la forme de dépôt de garantie, à hauteur de 39 M€.

Abandon et décalage de projets

Recyclage de batteries en France

Eramet a annoncé en octobre 2024 la suspension de son projet de recyclage de batteries en France. Cette décision a été prise face aux fortes incertitudes auxquelles le projet était confronté, à la fois sur l'approvisionnement en matières premières de l'usine, et sur les débouchés des sels métalliques issus du recyclage.

Nickel de classe 1 en Indonésie

Après une évaluation approfondie, Eramet et BASF ont décidé en juin de ne pas investir dans leur projet commun de développement et de construction d'une usine de raffinage de nickel et de cobalt à Weda Bay en Indonésie. Eramet continue d'étudier d'autres opportunités en vue de participer à la chaîne de valeur des batteries au nickel pour véhicules électriques en Indonésie, afin de tirer parti des importantes ressources de la mine de Weda Bay.

Financement

Emprunts

En 2024, Eramet a poursuivi une stratégie de gestion proactive du profil de dette et a étendu la maturité moyenne de la dette de 3 à 3,2 ans :

- d'une part, en prolongeant d'un an le Term Loan (500 M€ à échéance janvier 2028), ainsi que la quasi-totalité du RCF (915 M€ à échéance 2029, 20 M€ restant à échéance 2028) ;
- d'autre part, en émettant un emprunt obligataire de 500 M€ ; cette deuxième série d'obligations liées au développement durable (« sustainability-linked bonds ») à maturité novembre 2029 et un coupon annuel de 6,5 %, a été couplé au rachat de la souche obligataire à échéance 2025 pour un montant de 300 M€.

Notation financière

Deux agences de notation, Moody's et Fitch, avaient attribué à Eramet en 2023 des notes de crédit à long terme de respectivement Ba2 et BB+, avec des perspectives stables. Au troisième trimestre 2024, suite au rachat de la part minoritaire de Tsingshan dans Eramine et compte tenu de la dégradation du contexte géopolitique et des marchés sous-jacents d'Eramet, Moody's et Fitch ont revu les notes de crédit à long terme d'Eramet à Ba3 et BB, respectivement, avec des perspectives négatives.

FDJ

Succès de l'offre publique d'achat sur Kindred

L'acquisition du groupe Kindred est une étape clé dans la construction d'un leader en Europe des jeux d'argent et de hasard. L'intégration de Kindred offre à FDJ UNITED (nouvelle dénomination institutionnelle du groupe) de nouvelles opportunités de croissance, grâce à l'élargissement de son offre de paris et de jeux en ligne et sa présence sur les principaux marchés européens.

L'offre publique d'achat (OPA) sur Kindred a été lancée le 20 février 2024, pour une durée maximale de 39 semaines. Cette offre valorisait l'intégralité du capital de Kindred à près de 2,6 Md€.

Toutes les autorisations réglementaires nécessaires ayant été obtenues dès le 18 septembre, la clôture de l'offre publique a été avancée au 2 octobre. Cette offre a rencontré un grand succès, avec 91,8 % du capital de Kindred apportés d'emblée à l'offre. A l'issue de l'extension de l'offre au 18 octobre, la participation de La Française des Jeux dans Kindred s'établissait à 98,6 %. Dans la foulée, une procédure de retrait obligatoire a été initiée permettant à La Française des Jeux de porter sa participation à 100 % début 2025.

Afin de refinancer cette acquisition, La Française des Jeux a lancé et finalisé sa première émission obligataire inaugurale de 1,5 Md€ en novembre 2024. Par ailleurs, La Française des Jeux a mis en place un crédit de 400 M€, syndiqué auprès de banques françaises et internationales de premier rang, amortissable sur 5 ans.

Conclusion de l'enquête de la Commission européenne

Le 31 octobre 2024, la Commission européenne a rendu sa décision concluant son enquête ouverte le 26 juillet 2021 à l'encontre de l'Etat sur le caractère approprié de la somme de 380 M€ versée par La Française des Jeux pour la sécurisation de ses droits exclusifs sur la loterie et sur les paris sportifs en point de vente, pour une durée de vingt-cinq ans.

La Commission européenne conclut à l'absence d'aide d'Etat au bénéfice de La Française des Jeux lors de sa privatisation et à l'ajustement du montant de la soulte portée de 380 à 477 M€, soit un complément de 97 M€.

Safran

Acquisition des activités oxygène aéronautique d'Air Liquide

Le 29 février 2024, Safran a finalisé l'acquisition de la société Aerospace & Defense Oxygen System SAS (ADOS) regroupant les activités technologiques aéronautiques oxygène et azote d'Air Liquide. Cette acquisition permet de compléter la gamme de produits de Safran Aerosystems. Elle est consolidée dans les comptes de Safran par intégration globale (100 %) depuis le 1^{er} mars 2024 au sein du secteur Equipements & Défense. Depuis leur intégration, ces activités ont généré un chiffre d'affaires contributif de 54 M€ et une contribution au résultat opérationnel de 8 M€. Au 31 décembre 2024, l'allocation définitive du prix d'acquisition de la société ADOS a été réalisée et conduit à constater un écart d'acquisition de 25 M€.

Acquisition de Preligens, l'un des leaders de l'intelligence artificielle pour le secteur de la défense

Safran a finalisé le 2 septembre 2024, l'acquisition de Preligens. Cette acquisition représente pour Safran une opportunité unique d'ajouter à son offre des capacités IA à l'état de l'art, tout en accélérant la feuille de route de sa transformation digitale, en particulier celle appliquée à l'Industrie 4.0.

La société Preligens, renommée Safran.AI, est consolidée en intégration globale (100%) dans les comptes de Safran depuis le 1^{er} septembre 2024 au sein de l'Unité Génératrice de Trésorerie (UGT) Safran Electronics & Defense. Depuis son intégration, cette activité a généré un chiffre d'affaires contributif de 13 M€ et une contribution au résultat opérationnel de 1 M€. Au 31 décembre 2024, l'affectation préliminaire du prix d'acquisition aux actifs et passifs évalués à la juste valeur génère un écart d'acquisition provisoire de 220 M€.

Cession de Roxel, leader européen de la propulsion tactique

Safran a finalisé le 19 décembre 2024 la cession de sa participation dans la co-entreprise Roxel au missilier MBDA pour un prix de 81,4 M€. Détenue jusqu'ici à parité entre Safran et MBDA, Roxel est devenue une filiale du missilier européen à 100%. Le résultat de cession de cette opération a été comptabilisé en résultat opérationnel non courant pour un montant de 83 M€.

Opérations en cours

Acquisition des activités d'actionnement et de commandes de vol de Collins Aerospace

Safran a annoncé le 21 juillet 2023 le projet d'acquisition des activités de commandes de vol et d'actionnement de Collins Aerospace, des produits à fort contenu technologique et critiques pour les avions commerciaux, militaires et les hélicoptères, Safran a fait une offre en numéraire basée sur une valeur d'entreprise de 1,8 Md\$. Cette activité emploie environ 3700 personnes réparties sur huit sites en Europe (France-Italie-Royaume-Uni) et en Asie, avec des ressources en ingénierie et MRO (maintenance et réparation). Elle devrait générer un chiffre d'affaires annuel d'environ 1,5 Md\$. Le 20 novembre 2023, Safran avait été informé de la décision du gouvernement italien d'exercer son « Golden Power » et de s'opposer ainsi à la vente à Safran de Microtecnica S.r.l. Safran a ensuite pris un certain nombre d'engagements, compatibles avec les objectifs visés par cette acquisition, qui répondent aux préoccupations exprimées par le gouvernement italien et fournissent des garanties adéquates pour les intérêts nationaux italiens. Safran a ainsi été informé le 6 juin 2024 de la décision du gouvernement italien d'approuver finalement la vente à Safran de Microtecnica S.r.l. Au Royaume-Uni, le Secretary of State a examiné la notification faite en vertu du « National Security and Investment Act » et a informé Safran qu'il ne prendrait aucune autre mesure concernant ce projet d'acquisition, ce qui constitue une autorisation inconditionnelle. Aux USA le Committee on Foreign Investment in the United States (CFIUS) a approuvé le projet d'acquisition par décision du 16 janvier 2025. Afin d'obtenir l'approbation de l'opération au titre du contrôle des concentrations nécessaires à sa finalisation, Safran a engagé la cession de ses activités d'actionnement mécanique. Ce projet de cession est décrit dans la section suivante ci-dessous. La finalisation de ce projet d'acquisition demeure donc soumise à l'obtention des autorisations requises au titre du contrôle des concentrations, ces autorisations étant notamment conditionnées à l'autorisation et à la finalisation de l'opération de cession des activités d'actionnement électromécanique.

Cession des activités d'actionnement électromécanique

Le 20 décembre 2024, Safran a annoncé la signature d'un accord définitif pour la cession à Woodward de ses activités d'actionnement électromécanique aux Etats-Unis, au Mexique et au Canada. Cette transaction inclut la propriété intellectuelle, les actifs opérationnels, les salariés et les accords à long terme avec les clients concernant le système d'actionneur de compensation du stabilisateur horizontal (HSTA). Ce dernier assure la stabilisation de l'avion et le maintien de son assiette, favorisant un vol sûr et efficace.

La cession comprendra également d'autres produits électromécaniques et des unités de commande électroniques avec un portefeuille d'applications pour l'aviation commerciale et d'affaires. Cette opération constitue une nouvelle étape vers l'acquisition des activités d'actionnement et de commandes de vol de Collins Aerospace. La transaction devrait être finalisée mi-2025, dès que les modalités et conditions usuelles, ainsi que les exigences réglementaires, seront remplies et sous réserve de finalisation concomitante de l'opération d'acquisition des activités de commandes de vol et d'actionnement de Collins Aerospace par obtention des autorisations associées au titre du contrôle des concentrations.

La Poste

Emissions obligataires

Emission obligataire La Banque Postale

La Banque Postale Home Loan SFH a émis, le 29 janvier 2024, une obligation sécurisée « verte » destinée à financer des accords de prêts « verts ». Cette émission réalisée sous le format covered bond s'élève à 750 M€ avec un coupon fixe de 3,125% et sera remboursable en 2034.

La Banque Postale a émis, le 13 février 2024, une dette obligataire pour un montant de 750 M€, avec une maturité à juin 2030 portant intérêt à taux fixe de 3,5%.

La Banque Postale a émis le 1^{er} octobre 2024, une dette obligataire pour un montant de 500 M€, avec une maturité à avril 2031 portant intérêt à taux fixe de 3,5%.

Le 7 novembre, La Banque Postale Home Loan SFH a émis une obligation sécurisée « sociale » sous le format covered bond pour 1 Md€ à 6 ans avec un spread final de MS +45bps et un coupon de 2,750%.

Emissions et remboursements d'emprunts obligataires et titres perpétuels - CNP Assurances

Le 10 juillet 2024, CNP Assurances a émis une dette obligataire subordonnée de 500 M€, de maturité 30 ans, rémunérée au taux fixe de 4,875% jusqu'en juillet 2034 et devenant remboursable au gré de l'émetteur dans 9,5 ans.

En novembre 2024, CNP Assurances a remboursé par anticipation et pour 494 M€ une dette subordonnée perpétuelle émise en novembre 2014 au taux de 4,25%. Cette dette figurait dans les Intérêts minoritaires pour 556 M€.

Cession de La Poste Telecom

La Poste a finalisé le 15 novembre 2024 la cession à Bouygues Telecom de sa participation de 51% dans La Poste Telecom.

La Poste a perçu un montant de 496 M€ au titre de cette cession. La plus-value de cession consolidée, incluant les frais associés, s'élève à 513 M€ avant impôts.

S'agissant de la commercialisation des offres de La Poste Mobile dans le réseau des bureaux de poste, La Poste continuera à être rémunérée en fonction du niveau d'activité et avec un minimum garanti dans le cadre de deux nouveaux contrats cadres de service et de licence de marque.

Jusqu'à sa cession, la participation dans La Poste Télécom était mise en équivalence dans les comptes de La Poste et a dégagé en 2024 et jusqu'au jour de la cession une quote-part de résultat pour La Poste de 14 M€.

CNP Assurances prend le contrôle des activités de protection sociale de La Mutuelle Générale

Le 15 juillet 2024, CNP Assurances et La Mutuelle Générale, ont annoncé la signature d'accords engageants pour la mise en place d'un partenariat structurant dans le domaine de la protection sociale (santé et prévoyance individuelle et collective).

Au 31 décembre 2024, CNP Assurances a ainsi acquis 65% des titres de la société CNP Assurances Protection Sociale et pris le contrôle exclusif de cette entité créée pour y transférer les activités d'assurance santé et prévoyance de La Mutuelle Générale (hors contrats statutaires et activités mutualistes). La Mutuelle Générale détiendra les 35% restant.

Le prix de cette acquisition s'est élevé à 188 M€ et un badwill de 146 M€ a été comptabilisé en résultat.

Dans la mesure où CNP Assurances Protection Sociale détient un contrat de prévoyance pour les agents de la société La Poste, la prise de contrôle de cette société s'est également traduite par la comptabilisation d'une provision pour avantages au personnel de 291 M€ dans les comptes du groupe.

Par ailleurs, une convention d'une durée de 25 ans a été conclue par CNP Assurances Protection Sociale fixant les modalités de gestion des contrats du portefeuille statutaire mutualiste de La Mutuelle Générale. Cette convention a été comptabilisée en actifs incorporels pour 47 M€.

Projet de cession de CNP UniCredit Vita (CUV)

Le 24 septembre 2024, UniCredit a informé CNP Assurances de son intention d'exercer son option d'achat sur l'intégralité des titres détenus par CNP Assurances (51%) dans la co-entreprise CNP UniCredit Vita (CUV). Cette opération conforme au pacte d'actionnaires reste soumise aux autorisations réglementaires habituelles. De ce fait, les actifs et passifs de cette entité, respectivement de 16 449 M€ et 15 629 M€ sont présentés au sein des actifs et passifs destinés à être cédés dans les comptes consolidés 2024 du groupe sans impact en résultat.

Projet de cession des activités d'assurance chypriotes

CNP Assurances a annoncé, le 9 juillet 2024, la signature de la cession de sa filiale chypriote, CNP Cyprus Insurance Holdings. Le prix de cession s'élève à 182 M€ et la moins-value de cession a été estimée à environ 27 M€.

La finalisation de cette transaction a été réalisée le 16 avril 2025, après réception des autorisations réglementaires.

Orange

Création de la co-entreprise MásOrange détenue à 50% par Orange à l'issue du rapprochement des activités d'Orange Espagne et MásMóvil

Le feu vert de la Commission européenne à la transaction a été obtenu le 20 février 2024. Ainsi, à compter de cette date, Orange a présenté la contribution des activités d'Orange Espagne et ses filiales dans les états financiers consolidés en appliquant les principes de la norme IFRS 5 « Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées ».

Le 26 mars 2024, la transaction s'est réalisée et a donné lieu à la création de la co-entreprise MásOrange, contrôlée conjointement par Orange et les actionnaires de MásMóvil. Dans le cadre de cette transaction, Orange a perdu le contrôle exclusif d'Orange Espagne et de ses filiales qui étaient jusque-là consolidées selon la méthode de l'intégration globale et consolide désormais sa participation dans MásOrange selon la méthode de mise en équivalence. Le résultat de cession issu de la perte de contrôle exclusif a été comptabilisé dans le résultat net des activités cédées. La moins-value dégagée par cette cession s'élève à -135 M€.

Cession d'Orange Cinéma Series (OCS) et d'Orange Studio

Le 31 janvier 2024, Orange a finalisé la cession de la totalité de sa participation dans OCS et Orange Studio au groupe Canal+ ayant généré une moins-value de cession de (173) M€.

Plan d'arrêt des activités d'Orange Bank en Europe

En 2024, Orange et le groupe BNP Paribas ont mis en œuvre des partenariats de référencement de comptes clients avec Hello bank! et Cetelem permettant une solution de continuité bancaire pour les clients d'Orange Bank en France et en Espagne. Orange Bank a également cédé l'ensemble des portefeuilles de crédits en Espagne à Banco Cetelem et en France à KKR. La moins-value totale dégagée par ces cessions s'élève à -196 M€ au 31 décembre 2024.

Renault

Lancement de 10 véhicules et prix de la voiture de l'année pour trois modèles

Le groupe Renault a lancé 10 nouveaux véhicules en 2024 dont Scénic E-Tech electric, Rafale et Symbioz. L'offre 100 % électrique a été récompensée par le prix Car of the Year pour Scénic E-Tech electric (COTY 2024) et Renault 5 E-Tech electric et Alpine A290 (COTY 2025).

Cession de titres Nissan

Au cours de l'année 2024, Renault S.A a cédé 295 millions d'actions Nissan Motor Co., Ltd dont 99,1 millions en mars au prix unitaire de 3,61€ et 195,5 millions en septembre au prix unitaire de 2,53€ soit un prix de vente total de 852 M€ (358 M€ en mars et 494 M€ en septembre) pour une valeur nominale de 916 M€ (308 M€ en mars et 608 M€ en septembre). Ces opérations ont dégagé une moins-value de 63 M€. Au Japon, l'opération a été taxée localement à hauteur de 22 M€. Nissan ayant annulé ces titres, le pourcentage d'intérêt de Renault S.A. dans Nissan Motor Co.,Ltd s'élève désormais à 35,9%.

L'exercice de Nissan clos le 31 mars 2024 s'est soldé par un bénéfice de 2 729 M€ (426,6 Md¥) et Renault S.A. a encaissé 142 M€ (24 Md¥) de dividendes de la part de Nissan au cours de l'exercice 2024.

Financement

Renault S.A a remboursé sur 2024 un emprunt obligataire dans le cadre du programme Shelf Registration sur le marché japonais pour un total de 110 Md¥ (836 M€). A la date d'arrêt des comptes annuels, Renault S.A dispose d'une trésorerie et de sources de financement suffisantes pour justifier la continuité d'exploitation pour les douze prochains mois.

Dexia

Retrait des agréments bancaire et de services d'investissement de Dexia au 1^{er} janvier 2024

La Banque centrale européenne (BCE) a validé, par courrier daté du 11 décembre 2023, le retrait de la licence d'établissement de crédit et des autorisations de services d'investissement de Dexia à partir du 1^{er} janvier 2024.

Le retrait des agréments bancaire et de services d'investissement de Dexia s'inscrit dans la continuité de l'exécution du plan de résolution ordonnée validé par la Commission européenne en décembre 2012. Il permet, notamment via l'arrêt de la production réglementaire, une simplification de l'organisation de Dexia, ainsi qu'une amélioration de sa trajectoire de coûts. Il repose sur une analyse détaillée des impacts et des risques, ayant démontré que Dexia est parfaitement à même de poursuivre ce processus de résolution en dehors de la réglementation bancaire sans affecter la capacité du groupe à opérer sa résolution ni la qualité de suivi de son portefeuille. Depuis le 1^{er} janvier 2024, Dexia poursuit sa résolution ordonnée en tant que non-banque.

Simplification du cadre comptable et sortie des IFRS

À la suite de la fusion entre Dexia et Dexia Crediop, Dexia a entrepris une analyse approfondie de son périmètre de consolidation, qui a mené à la constatation de l'intérêt négligeable que représentent, seules et collectivement, ses filiales. En conséquence, à compter du 1^{er} janvier 2024, Dexia a abandonné la production d'états financiers consolidés en normes IFRS et publie uniquement des comptes statutaires en norme bancaire française, selon le plan comptable des établissements de crédit (PCEC).

En conséquence, les comptes consolidés en normes belges de Dexia sont désormais mis en équivalence dans les comptes combinés.

Cession des activités de crédit-bail

Le 8 décembre 2023, Dexia a signé un accord de cession prévoyant l'achat par le groupe BAWAG de ses cinq entités de crédit-bail non réglementées: DCL Évolution, Alsatram, Dexiarail, Dexia FB France et Dexia RB France.

Cette transaction représente un encours de crédit-bail de près de 750 M€, correspondant à environ 80 contrats conclus principalement avec des contreparties du secteur public.

La transaction a été finalisée le 1^{er} février 2024. Un produit de 42 M€ a été enregistré en «Gains ou pertes sur actifs immobilisés» en 2024 au titre de la cession de Dexia FB France.

Refonte du modèle opérationnel

En 2023, afin d'adapter la structure de son organisation à son objectif long terme d'accélérer la résolution ordonnée de ses actifs, Dexia a engagé une réflexion concernant la révision de son modèle opérationnel. Dans ce but, Dexia a entrepris de repenser ses processus opérationnels et d'externaliser certaines fonctions ayant trait à la gestion des risques, le middle et le back office, la comptabilité et la finance.

La mise en œuvre de ce projet d'externalisation a débuté en 2024, avec la phase de design et de conception des processus cibles. Elle sera suivie en 2025 par une phase de tests approfondie et une période de double-run, avant la bascule des services dans le courant de 2026.

Airbus

Lancement d'un programme d'amélioration de l'activité d'avions commerciaux

Compte tenu de la complexité et de l'évolution rapide de l'environnement, notamment des incertitudes géopolitiques et des défis spécifiques à la chaîne d'approvisionnement qui se sont matérialisés courant 2024, Airbus a lancé un programme d'amélioration de son activité d'avions commerciaux.

Ce programme a été conçu pour se concentrer sur les priorités, en s'appuyant sur les activités clés de l'entreprise pour accroître l'efficacité opérationnelle. L'objectif est de sécuriser la montée en cadence industrielle sans compromettre la sécurité, la qualité et la conformité.

Exposition à la guerre en Ukraine

La guerre en Ukraine a accru l'exposition d'Airbus au risque de rupture de la chaîne d'approvisionnement, une partie du titane utilisé par Airbus provenant de Russie, directement et indirectement par l'intermédiaire de ses fournisseurs. Par conséquent, Airbus a mis en œuvre et progresse bien dans son plan de réduction des risques afin d'éviter toute pénurie dans la chaîne d'approvisionnement. Cela a permis à Airbus d'éviter toute interruption de production liée à ce problème en 2024.

En 2024, concernant la Russie, Airbus maintient des contrôles stricts afin de se conformer à toutes les réglementations et sanctions applicables, qui pourraient devenir plus strictes en 2025. Le bureau de représentation à Moscou a été fermé en 2023, et Synertech, l'une des deux coentreprises de la Division Spatiale en Russie, a été fermée au dernier trimestre 2024. La filiale d'Airbus Russie (Airbus RUS) et l'autre coentreprise de la Division Spatiale en Russie, Energia Satellite Technologies, sont en cours de fermeture.

LFB

Le 14 mars 2025, Le LFB est parvenu à un accord unanime avec ses créanciers et son actionnaire sur la manière d'assurer son financement à l'horizon de 2029, date prévue du pic de besoin. L'accord de principe repose sur : 1) le rééchelonnement de l'endettement financier déjà consenti au LFB au niveau de la holding LFB SA et de LFB BIOMEDICAMENTS, 2) une augmentation de capital d'un montant de 892,3 M€ par conversion en capital des avances en compte courant 2023, 2024 et 2025 (en ce inclus les intérêts en numéraire non encore payés et les intérêts capitalisés ou devant être capitalisés) 3) une augmentation de capital d'un montant de 280 M€ par apport en numéraire intégralement souscrite par l'Etat. Le 15 avril 2025, le closing des opérations de financement et de reconstitution des fonds propres de LFB SA a été réalisé selon les modalités prévues. Enfin, l'Etat s'est engagé à financer les besoins résiduels réels courants du Groupe au titre des exercices 2026 à 2029 tels que prévus par le PLT dans la limite d'un montant maximal total de 340 M€.

8. ÉVÉNEMENTS POSTERIEURS À LA CLOTURE

Seuls les événements ayant eu lieu jusqu'au 31 mars 2025 sont précisés dans les différentes notes des comptes combinés et en suivant

EDF

Le 6 janvier 2025, EDF a lancé l'émission de 1,9 Md\$ en trois tranches d'obligations senior, dont le règlement-livraison est intervenu le 13 janvier 2025, ainsi que 500 M\$ d'obligations senior verte, dont le règlement-livraison est intervenu le 20 janvier 2025.

RATP

Fin février 2025, le groupe RATP a finalisé le processus de cession de ses activités bus à Londres au groupe anglais First, conformément à l'accord signé en décembre 2024, confirmant ainsi les hypothèses de valorisation prises à la clôture de l'exercice.

IN Groupe

Le projet d'acquisition du groupe Idemia ISI par IN Groupe poursuit son cours. Le closing de l'opération est envisagé en 2025 si les conditions préalables à la transaction sont levées.

KNDS

Le 11 février 2025, KNDS N.V. a annoncé avoir exercé son option d'augmentation de sa participation dans RENK de 6,7% à 25% plus une action. KNDS N.V. est actuellement en cours d'approbation réglementaire en Allemagne, en Autriche, au Royaume-Uni et aux États-Unis.

PRINCIPES COMPTABLES

1. RÉFÉRENTIEL COMPTABLE ET PRINCIPES GÉNÉRAUX

En application du règlement européen n°1606/2002 du 19 juillet 2002, les entités dont les titres sont admis sur un marché réglementé présentent leurs comptes consolidés à compter de l'exercice 2005 en conformité avec les normes IFRS (International Financial Reporting Standards) telles qu'adoptées par l'Union européenne.

Le périmètre de combinaison inclut des entités qui présentent leurs comptes en référentiel français et d'autres qui retiennent le référentiel IFRS. Compte tenu du poids significatif de ces dernières, une présentation des données combinées du rapport de l'État actionnaire en normes IFRS a été adoptée.

Les comptes des entités présentés en normes françaises sont donc retraités, sauf dans les cas où la présentation d'une telle information serait jugée insuffisamment fiable ou insuffisamment significative. Les exceptions aux traitements IFRS sont détaillées dans chaque chapitre des principes comptables.

En l'absence de précisions dans le référentiel IFRS, les principes de combinaison du règlement ANC 2020-1 du 6 mars 2020, rappelés-ci après, ont été retenus.

Capitaux propres de l'ensemble combiné

L'entrée d'une entité dans le périmètre de combinaison ne provenant pas de l'acquisition de titres mais d'une mise en commun d'intérêts économiques, les fonds propres combinés représentent :

- le cumul des capitaux propres des entités incluses dans le périmètre de combinaison (pris en compte à 100% hors exception);
- la quote-part des capitaux propres (part du groupe) des filiales consolidées par des entités tête de file incluses dans le périmètre de combinaison.

Les titres de participation entre entités du groupe combiné sont éliminés par imputation sur les fonds propres.

Lors du cumul des capitaux propres des entités combinées, il ne peut être constaté d'intérêts minoritaires. Les intérêts minoritaires du bilan combiné de l'APE représentent les intérêts minoritaires déjà présents au passif du bilan de chacune des entités du périmètre.

Détermination de la valeur d'entrée des actifs et passifs des entités combinées

L'entrée d'une entité dans le périmètre de combinaison, ne provenant pas de l'acquisition de titres, il n'est constitué ni écart d'acquisition ni écart d'évaluation.

La valeur d'entrée des actifs et passifs de chacune des entités combinées est égale à leur valeur nette comptable, retraitée aux normes comptables de l'Agence des participations de l'État, à la date de la première combinaison, en distinguant valeur brute, amortissements et provisions. Dans le cas des entreprises incluses dans le périmètre de combinaison, la valeur nette comptable est la valeur nette comptable consolidée.

Normes IFRS et interprétations de l'IFRIC applicables de façon obligatoire pour les états financiers annuels 2024

PREMIERE APPLICATION DE NORMES

Les principes comptables retenus pour l'élaboration des états financiers au 31 décembre 2024 sont conformes à ceux retenus au 31 décembre 2023, à l'exception des évolutions normatives introduites par les textes adoptés par l'Union Européenne et dont l'application est obligatoire pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2024 :

Amendement IAS 7 et IFRS 7: Affacturage inversé - Accords de financement des dettes fournisseurs

L'amendement des deux normes complète la liste des informations à fournir avec un point d'attention particulier sur les opérations d'affacturage inversé. Il précise 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.

Amendement IAS 1: Classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants

L'amendement de la norme fournit de nouvelles dispositions pour apprécier la présentation d'un passif au bilan à la date de clôture en fonction de conditions pouvant rendre le passif exigible dans les 12 mois suivant la clôture.

Amendement IFRS 16: Dette de loyer dans une opération de cession-bail

L'amendement introduit des précisions sur les modalités de comptabilisation des évolutions de la dette de location dans le cadre d'un contrat de cession d'un actif suivi d'une reprise de cet actif en location avec des loyers variables. Cet amendement ne modifie pas les modalités de comptabilisation initiale de la dette de location mais précise qu'en cas d'évolution ultérieure des loyers, la différence entre le loyer réellement payé et la réduction de dette est comptabilisée au compte de résultat.

AUTRES NORMES ET INTERPRETATIONS

Les autres normes et interprétations d'application obligatoires à compter d'un exercice postérieur au 31 décembre 2024 n'ont pas fait l'objet d'application anticipée à cette date.

Les principaux textes qui pourraient avoir un impact sur les comptes combinés futurs sont :

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

Publiée en avril 2024, la norme IFRS 18 remplacera la norme IAS 1 ainsi que les interprétations de normes liées. L'objectif de la norme est de permettre aux investisseurs d'obtenir des informations plus détaillées et comparables sur la présentation de la performance financière et notamment concernant :

- une meilleure comparabilité du compte de résultat grâce à l'ajout de nouvelles catégories de produits et de charges (exploitation, investissement et financement) et de sous-taux devant obligatoirement être publiés;
- un renforcement des informations à fournir sur les indicateurs de performance;
- une revue critique des informations communiquées que ce soit dans les états de synthèse ou les notes annexes pour s'assurer que les informations nécessaires aux investisseurs soient fournies.

IFRS 18 sera applicable de façon rétrospective à compter du 1^{er} janvier 2027 avec une option d'application anticipée au 1^{er} janvier 2026 sous réserve de son adoption par l'Union européenne.

Amendements IFRS 7 et IFRS 9: Classement et évaluation des instruments financiers

L'amendement des deux normes précise la date à laquelle un actif ou un passif financier doit être décomptabilisé avec des précisions spécifiques sur la décomptabilisation de passifs financiers réglés par le biais de systèmes de paiement électronique. L'amendement clarifie également les modalités d'application du critère d'intention de gestion à certains actifs financiers (prêts indexés sur des critères Environnemental, Social et de Gouvernance, prêts sans recours, parts de titrisation détenues contractuellement liées) et impose de nouvelles informations à fournir sur les instruments financiers dont les modalités contractuelles pourraient modifier les flux de trésorerie. De nouvelles informations seront également à fournir sur les instruments de capitaux propres comptabilisés sur option à la juste valeur en contrepartie des autres éléments du résultat global.

Cet amendement est applicable à compter du 1^{er} janvier 2026 sous réserve de son adoption par l'Union européenne.

Amendement IAS 21: Absence de convertibilité

L'amendement de la norme précise dans quelles situations une monnaie est convertible et clarifie comment déterminer le cours de change en l'absence de convertibilité.

Cet amendement est applicable à compter du 1^{er} janvier 2025.

Amendements IFRS 9 et IFRS 7: Contrats d'achat d'électricité renouvelables dépendant de la nature

Ces amendements visent à améliorer la présentation dans les états financiers des contrats d'achat d'électricité d'origine renouvelable. Ces amendements clarifient les modalités d'application de l'exemption « pour usage propre » aux contrats d'approvisionnement physique en énergie. Ces amendements simplifient l'application de la comptabilité de couverture aux contrats d'achat virtuel d'énergie utilisés comme instruments de couverture de trésorerie en qualifiant le volume d'énergie couvert en référence au volume déterminé dans le contrat de couverture. De nouvelles informations à donner en annexe aux états financiers visent en outre à une meilleure compréhension de l'effet de ces contrats sur la performance financière et les flux de trésorerie de l'entreprise.

Sous réserve de son adoption par l'Union européenne ces amendements sont applicables à compter du 1^{er} janvier 2026 ou par anticipation.

2. PÉRIMÈTRE DE COMBINAISON ET MÉTHODE DE COMBINAISON

Les états financiers combinés intègrent les comptes des entités contrôlées par l'État. Il s'agit des comptes sociaux lorsque les entreprises n'établissent pas de comptes consolidés.

L'article 179-I-11^o modifié de la loi n°2019-1479 du 28 décembre 2019, loi de finances pour 2020, prescrit que toutes les entités significatives contrôlées par l'État sont incluses dans le périmètre de combinaison. En conséquence, les entités contrôlées de manière exclusive ou conjointe par l'État sont intégrées, et ceci conformément aux articles 111-3 et 211 du règlement de l'Autorité des normes comptables (ANC) n°2020-01.

Les comptes combinés s'inscrivant dans le cadre du rapport de l'État actionnaire, un second critère a néanmoins été ajouté afin de fournir une image économique et institutionnelle de la notion « d'État actionnaire ». Ainsi, les entités contrôlées ayant une activité non marchande, financées majoritairement et étroitement encadrées, selon une mission et des objectifs définis par l'État sont en dehors du périmètre de combinaison.

La Banque de France et la Caisse des dépôts et consignations sont classées en dehors du périmètre de combinaison, compte tenu de leur indépendance et de leur mode de gouvernance.

Enfin, les entités contrôlées répondant aux critères mais qui ne représentent pas un poids significatif par rapport à leur secteur n'ont pas été incluses dans le périmètre de combinaison. L'importance relative de chaque entité s'apprécie par rapport aux principaux agrégats (total bilan/chiffre d'affaires/dettes financières/effectifs) représentés par l'ensemble des entités du secteur d'activité dans lequel elle se trouve. Dès qu'une entité dépasse l'un des quatre seuils, elle est incluse dans le champ de la combinaison.

Afin de donner une image fidèle, les entités dans lesquelles l'État actionnaire a une influence notable sont, en dérogation avec les règles de combinaison usuelles, combinées selon la méthode de la mise en équivalence.

L'influence notable est présumée comptablement lorsque l'État dispose d'un droit de vote au moins égal à 20% ou est présent dans un comité significatif de l'entité.

La mise en équivalence consiste à substituer à la valeur comptable des titres détenus, le cas échéant, le montant de la part qu'ils représentent dans les capitaux propres de la société associée, y compris le résultat de la période.

3. HOMOGENÉITÉ DES PRINCIPES ET CONVERGENCE

L'élaboration de comptes combinés requiert l'application de normes homogènes par toutes les entités concernées, avec la mise en œuvre au titre de l'exercice 2024 des règles suivantes :

- le retraitement des écritures de nature fiscale a été réalisé pour les entités combinées présentant des comptes sociaux ;
- l'homogénéisation des règles appliquées au sein de l'ensemble des entités (comptes consolidés ou comptes sociaux) a été réalisée lorsque l'information a effectivement été obtenue.

4. ÉLIMINATION DES COMPTES INTRAGROUPES

Les créances et les dettes ainsi que les principaux flux de produits et de charges entre les entités comprises dans le périmètre sont éliminés.

Les modalités d'élimination suivantes ont été mises en œuvre :

- les opérations avec les entités mères des groupes faisant partie du périmètre de combinaison ont été les seules effectivement déclarées ;
- des seuils de déclaration ont été fixés (montant supérieur à 10 M€ pour le bilan et le compte de résultat).

5. MÉTHODE DE CONVERSION

Monnaie de présentation des comptes

La monnaie fonctionnelle de la combinaison est l'euro. Les états financiers sont présentés en millions d'euros.

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.

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 dans une entreprise étrangère consolidée sont inscrits dans les capitaux propres consolidés des groupes combinés 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.

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.

Au 31 décembre 2024, les écarts de conversion des comptes combinés sont les écarts de conversion des entités combinées.

6. ESTIMATIONS

Pour établir leurs comptes, les entités du périmètre procèdent à des estimations qui affectent la valeur comptable de certains éléments d'actifs ou de passifs, des produits et des charges, ainsi que les informations données dans certaines notes de l'annexe. Ces estimations et appréciations sont revues de manière régulière pour prendre en compte l'expérience passée et les autres facteurs jugés pertinents au regard des conditions économiques. En fonction de l'évolution de ces hypothèses ou de conditions différentes, les montants figurant dans les futurs états financiers pourraient différer des estimations actuelles.

Ces estimations et hypothèses concernent principalement :

- les marges prévisionnelles sur les contrats comptabilisés selon la méthode de l'avancement ;
- les flux de trésorerie prévisionnels et les taux d'actualisation et de croissance utilisés pour réaliser les tests de dépréciation des écarts d'acquisition et des autres actifs corporels et incorporels ;
- les modèles et les flux de trésorerie prévisionnels ainsi que les taux d'actualisation et de croissance utilisés pour valoriser les engagements de rachats d'actions aux actionnaires minoritaires de filiales ;
- l'ensemble des hypothèses utilisées pour évaluer les engagements de retraite et autres avantages du personnel, notamment les taux d'évolution des salaires et d'actualisation, l'âge de départ des employés et la rotation des effectifs ;
- l'ensemble des modèles, hypothèses sous-jacentes à la détermination de la juste valeur des rémunérations en actions et assimilées ;

- l'ensemble des hypothèses utilisées pour évaluer les provisions pour opérations de fin de cycle et les actifs correspondants, notamment :
 - les devis prévisionnels de ces opérations ;
 - les taux d'inflation et d'actualisation ;
 - l'échéancier prévisionnel des dépenses ;
 - la durée d'exploitation des installations ;
 - la quote-part financée par des tiers.
- l'ensemble des hypothèses retenues pour calculer les obligations de renouvellement dans le cadre du renouvellement des biens du domaine concédé (évaluation sur la base des engagements contractuels, tels qu'ils sont calculés et communiqués aux concédants dans le cadre de comptes rendus d'activité) ;
- les estimations relatives à l'issue des litiges en cours, et de manière générale à l'ensemble des provisions et passifs éventuels ;
- la prise en compte des perspectives de recouvrabilité permettant la reconnaissance des impôts différés actifs ;
- l'ensemble des hypothèses retenues (statistiques de consommation et estimations des prix) qui permettent d'évaluer les factures à établir à la date de clôture.

7. ACTIONS PROPRES

Les actions propres sont comptabilisées en diminution des capitaux propres sur la base de leur coût d'acquisition. Lors de

leur cession, les gains et pertes sont inscrits directement dans les réserves consolidées pour leurs montants nets d'impôt et ne contribuent, donc, pas au résultat de l'exercice.

8. TITRES SUBORDONNÉS

Les titres subordonnés à durée indéterminée en euros et en devises sont comptabilisés conformément à la norme IAS 32 et en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques. Ils sont comptabilisés en capitaux propres à leur coût historique lorsqu'il existe un droit inconditionnel d'éviter de verser de la trésorerie ou un autre actif financier sous forme de remboursement ou de rémunération de capital.

9. OPÉRATIONS SUR LE BILAN D'OUVERTURE

Les états financiers 2023 retraités intègrent très peu d'ajustements de comptes. Il s'agit principalement de reclassements de compte à compte suite à la revue des tables de correspondance des comptes utilisées par les entités.

Tableau 7. État proforma, actif

En M€	31.12.2023 publié	Ajustements	31.12.2023 proforma
Ecart d'acquisition	13 479	-	13 479
Immobilisations incorporelles du domaine propre	25 282	-	25 282
Immobilisations incorporelles du domaine concédé	3 068	-	3 068
Immobilisations incorporelles	28 350	-	28 350
Immobilisations corporelles du domaine propre	237 944	-	237 944
Immobilisations corporelles du domaine concédé	76 816	-	76 816
Immobilisations corporelles	314 760	-	314 760
Immeubles de placement	930	-	930
Titres mis en équivalence	60 968	-	60 968
Actifs financiers	98 020	-	98 020
Impôts différés actifs	12 513	-	12 513
Actif non courant	529 020	-	529 020
Stocks	23 490	-	23 490
Clients et comptes rattachés	37 085	-	37 085
Actif d'exploitation	60 575	-	60 575
Actifs financiers	46 220	-	46 220
Autres actifs	39 633	-10	39 622
Trésorerie et équivalent de trésorerie	38 543	-	38 543
Actif courant	184 970	-10	184 960
Actifs non courants détenus en vue de la vente	794	-	794
Total Actif	714 785	-10	714 775

Tableau 8. État proforma, passif

En M€	31.12.2023 publié	Ajustements	31.12.2023 proforma
Capital	7 534	-	7 534
Primes	12 010	-	12 010
Réserves	113 300	-	113 300
Résultat	16 081	-3	16 078
Capitaux propres - Part du groupe	148 926	-3	148 923
Capitaux propres - intérêts minoritaires	13 340	-	13 340
Total capitaux propres	162 265	-3	162 262
Passifs des concessions	45 332	-	45 332
Avantages au personnel	20 218	-	20 218
Autres provisions	85 962	-	85 962
Provisions	106 180	-	106 180
Passifs financiers	157 137	-	157 137
Impôts différés passifs	1 697	-	1 697
Autres passifs non courants	28	-	28
Passif non courant	310 374	-	310 374
Avantages au personnel	926	-	926
Autres provisions	8 475	3	8 478
Provisions	9 401	3	9 404
Passifs financiers	81 388	-	81 388
Dettes d'exploitation	37 975	-	37 975
Autres passifs	112 989	-10	112 978
Passif courant	241 753	-7	241 746
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	393	-	393
Total Passif	714 785	-10	714 775

Tableau 9. État proforma, compte de résultat

En M€	31.12.2023 publié	Ajustements	31.12.2023 proforma
Chiffre d'affaires	205 997	-	205 997
Autres produits de l'activité	11 637	-	11 637
Achats et charges externes	- 130 789	-	- 130 789
Impôts et taxes	- 6 419	-	- 6 419
Personnel	- 41 897	-	- 41 897
Autres produits et charges opérationnelles	10 916	-	10 916
Marge Opérationnelle	49 445	-	49 445
Dotations nettes aux amortissements	- 17 818	-	- 17 818
Variation nette des provisions	1 008	-3	1 005
Pertes de valeur	- 12 929	-	- 12 929
Plus ou moins values sur cession d'actifs	- 1 305	-	- 1 305
Résultat opérationnel	18 400	-3	18 397
Résultat financier	- 5 137	-	- 5 137
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	13 263	-3	13 260
Impôts différés et exigibles	- 3 071	-	- 3 071
Résultat des sociétés mises en équivalence	3 910	-	3 910
Résultat des activités arrêtées ou en cours de cession	- 70	-	- 70
Résultat net de l'ensemble combiné	14 032	-3	14 029
Résultat net - Part du Groupe	16 081	-3	16 078
Résultat net - Part des minoritaires	- 2 049	-	- 2 049

NOTES ANNEXES

COMPTE DE RÉSULTAT

NOTE 1 CHIFFRE D'AFFAIRES ET AUTRES PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES

Tableau 10. Chiffre d'affaires par secteur

En M€	2023	2024
Chiffre d'affaires	205 997	189 960
Autres produits de l'activité	11 637	14 192
Total	217 634	204 152

1.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires du périmètre combiné est en diminution de 7,8% sur la période. Cette baisse s'explique par (i) une diminution du chiffre d'affaires d'EDF (-20,4 Md€ sur la période) compensée par (ii) une croissance générale dans les autres participations.

Les entités suivantes sont les principales contributrices au chiffre d'affaires :

Tableau 11. Chiffre d'affaires par entité

En M€	2023	2024
EDF	138 675	118 278
SNCF	41 723	43 328
RATP	6 405	7 032
Aéroports de Paris	5 495	6 158
Orano	2 619	3 311
France Télévisions	3 001	3 296
Chantiers de l'Atlantique	2 392	2 540
Radio France	723	762
Technicatome	527	636
LFB	526	600
Autres	3 910	4 020
Total	205 997	189 960

Dix entités du périmètre combiné constituent à elles seules 98 % du chiffre d'affaires en 2024 (comme en 2023).

Tableau 12. Chiffre d'affaires par secteur

En M€	2023	2024
Défense et aéronautique	617	547
Autres industries	3 081	3 333
Energie	141 819	122 241
Aérien	6 022	6 728
Autoroute	412	439
Ferroviaire	48 128	50 360
Maritime et portuaire	1 040	1 141
Télécom Médias Technologie	4 879	5 170
Chiffre d'affaires	205 997	189 960

Le chiffre d'affaires du secteur **Energie** a diminué de près de -19,6 Md€, soit -13,8% sur l'exercice. Cette baisse s'explique principalement par les variations enregistrées par le groupe EDF, pour -20,4 Md€. Cette évolution concerne principalement les secteurs France – Activités de production et commercialisation (-12,3 Md€, soit -20,4%), Royaume-Uni (-4,2 Md€, soit -19,8%), Autres métiers (-2,6 M€, soit -37,7%) et Italie (-2,5 M€, soit -14,3%) :

- Le chiffre d'affaires du secteur France – Activités de production et commercialisation est en baisse organique de -12,3 Md€. 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 Md€, 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 Md€ et s'explique essentiellement par une baisse des prix sur le gaz.

Les autres évolutions s'expliquent principalement par :

- La hausse du chiffre d'affaires du secteur Distribution est portée par Enedis pour 746 M€ (secteur France - Activités régulées), en lien principalement avec l'indexation du TURPE 6 (+4,81% HT au 1^{er} novembre 2024).
- Le chiffre d'affaires de Dalkia s'élève à 5 323 M€, en baisse organique de -379 M€ (-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 M€, en hausse organique de 140 M€ (+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 M€ pour les 7 mois depuis son entrée dans le périmètre du groupe EDF depuis le 31 mai 2024.
- La diminution organique du chiffre d'affaires du segment Autres métiers de -2 618 M€ provient de la baisse de la marge de trading à hauteur de -1 758 M€ en raison du recul de la volatilité et des prix de marché des énergies et, des activités gazières pour -851 M€ dans un contexte de baisse des prix de marché de gros du gaz.

A noter que cette baisse chez EDF est légèrement compensée par une hausse du chiffre d'affaires du groupe Orano de +0,7 Md€, pour s'établir à 3,3 Md€ au 31 décembre 2024, bénéficiant de la contribution ponctuelle de contrats avec des électriciens japonais dans l'Aval et soutenu par des marchés haussiers dans la Mine et l'Amont.

Le chiffre d'affaires du secteur **Transport** (domaines aérien, autoroutier, ferroviaire, maritime et portuaire) a augmenté quant à lui de 3,1 Md€ sur l'exercice. Cette amélioration est due essentiellement aux impacts :

- de l'aérien pour +0,7 Md€ en lien avec une croissance chez ADP sous l'effet de la progression du trafic, en particulier à l'international, et d'une bonne dynamique des activités commerciales ;
- du ferroviaire pour +2,2 Md€ en lien avec :
 - à la SNCF (+1,6 Md€) : une progression du transport ferroviaire de voyageurs, confirmant l'engouement des clients pour le train et le transport public. L'activité de Geodis est quant à elle stable dans un contexte de baisse des volumes et des taux de fret que traverse le secteur de la logistique.
 - à la RATP (+0,6 Md€) : une dynamique de croissance tirée par l'augmentation de l'offre de transport et l'amélioration de la production en Île-de-France, et le développement des filiales en France et à l'international (démarrage commercial du métro de Riyadh, croissance organique des contrats en portefeuille et nouveaux contrats, en France et aux Etats-Unis).

1.2 Autres produits des activités ordinaires

Les autres produits des activités ordinaires sont essentiellement constitués par des productions immobilisées pour 13,8 Md€ (11,5 Md€ en 2023).

Tableau 13. Autres produits par secteur

En M€	2023	2024
Défense et aéronautique	- 3	18
Autres industries	56	45
Energie	11 359	13 950
Aérien	2	2
Ferroviaire	108	75
Maritime et portuaire	23	24
Autoroute	0	0
Télécom Médias Technologie	92	76
Autres produits de l'activité	11 637	14 192

NOTE 2 AUTRES CHARGES ET PRODUITS OPÉRATIONNELS

Tableau 14. Détails des autres charges et produits opérationnels

En M€	2023	2024
Achats et charges externes	- 130 789	- 106 539
Impôts et taxes	- 6 419	- 6 817
Charges de personnel	- 41 897	- 45 529
Autres produits et charges opérationnels	10 916	1 418
Total	- 168 189	- 157 467

Les charges et autres produits opérationnels sont en baisse de 10,7 Md€ sur la période. La baisse s'explique principalement par EDF pour 13,4 Md€ : cette diminution est liée à la forte baisse des achats de combustible et d'énergie (gaz et électricité), en particulier avec la baisse des prix de marché, et dans une moindre mesure par un effet volume lié à une meilleure disponibilité du parc de production.

2.1 Achats et charges externes

Les achats et charges externes sont détaillés comme suit :

Tableau 15. Achats et charges externes par secteur

En M€	2023	2024
Défense et aéronautique	- 363	- 308
Autres industries	- 2 467	- 2 671
Energie	- 102 000	- 77 402
Aérien	- 2 384	- 2 690
Autoroute	- 309	- 89
Ferroviaire	- 20 642	- 20 431
Maritime et portuaire	- 88	- 325
Services financiers	- 57	- 17
Télécom Médias Technologie	- 2 473	- 2 600
Défaisance	- 3	- 2
Autres services	- 3	- 4
Achats et charges externes	- 130 789	- 106 539

Ce poste diminue de -24,3 Md€. Cette diminution est principalement liée à la forte baisse des achats de combustible et d'énergie (gaz et électricité) chez EDF, en particulier avec la baisse des prix de marché, et dans une moindre mesure par un effet volume lié à une meilleure disponibilité du parc de production.

2.2 Charges de personnel

Les charges de personnel par secteur d'activité sont les suivantes :

Tableau 16. Charges de personnel par secteur

En M€	2023	2024
Défense et aéronautique	- 214	- 141
Autres industries	- 525	- 564
Energie	- 17 255	- 18 827
Aérien	- 1 160	- 1 369
Autoroute	- 50	- 52
Ferroviaire	- 20 421	- 22 153
Maritime et portuaire	- 461	- 520
Télécom Médias Technologie	- 1 811	- 1 903
Défaisance	- 0	- 0
Autres services	- 0	- 0
Charges de personnel	- 41 897	- 45 529

Les charges de personnel augmentent de 3,6 Md€ sur la période, soit une hausse de +8,7%. Cette évolution est essentiellement due :

- au secteur des **Transports**, et en particulier ferroviaire pour 1,7 Md€ en lien avec la croissance des effectifs moyens et les mesures de revalorisation salariales décidées chez RATP et SNCF ;
- au secteur de l'**Energie** pour 1,6 Md€ en lien avec les effets de mesures salariales mises en place chez EDF dans un contexte inflationniste et la hausse des effectifs moyens par rapport à 2023.

2.3 Impôts et taxes

Les impôts et taxes peuvent être détaillés comme suit :

Tableau 17. Impôts et taxes par secteur

En M€	2023	2024
Défense et aéronautique	- 11	- 8
Autres industries	- 35	- 34
Energie	- 4 266	- 4 392
Aérien	- 286	- 434
Autoroute	- 17	- 19
Ferroviaire	- 1 513	- 1 587
Maritime et portuaire	- 27	- 29
Services financiers	- 0	- 0
Télécom Médias Technologie	- 265	- 314
Autres services	- 0	- 0
Total	- 6 419	- 6 817

La hausse du poste «impôts et taxes» (+398 M€) s'explique par :

- le secteur des **Transports** pour +227 M€ dont 148 M€ pour l'aérien. En effet, ADP est soumis à la nouvelle taxe sur les infrastructures longues distances mise en place par la loi de finance pour 2024 à hauteur de 131 M€ : elle est égale à 4,6% du chiffre d'affaires dans le champ d'application de la TVA, déduction faite d'une franchise de 120 M€ ;
- Le secteur de l'**Énergie** contribue pour +125 M€ et en particulier EDF, en lien avec la hausse des taxes locales en France et la taxe sur les revenus de la réglementation Electricity Generator Levy au Royaume-Uni, partiellement compensées par l'absence de prorogation de la CRI en 2024 en Belgique.

2023, aucune subvention n'a été comptabilisée concernant ce dernier au 31 décembre 2024 ;

- un produit de 2 281 M€ au titre des zones non interconnectées et de solidarités.

La contrepartie du produit de CSPE au 31 décembre 2024 est comptabilisée en « autres débiteurs ».

2.4 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels se présentent comme suit :

Tableau 18. *Autres produits et charges opérationnels par secteur*

En M€	2023	2024
Défense et aéronautique	- 16	4
Autres industries	17	- 14
Energie	9 534	- 51
Aérien	- 51	- 53
Autoroute	0	3
Ferroviaire	1 351	1 424
Maritime et portuaire	165	203
Services financiers	- 2	- 12
Télécom Médias Technologie	- 84	- 88
Défaisance	3	2
Autres produits et charges opérationnels	10 916	1 418

Les autres produits et charges opérationnels diminuent de 9,5 Md€ sur l'exercice, principalement du fait des impacts chez EDF de la baisse des subventions d'exploitation. Elles 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 M€ en 2024 (14 126 M€ en 2023) et qui se détaille comme suit :

- un produit de 3 018 M€ (contre une charge de 2 193 M€ 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 M€ (contre 13 992 M€ en 2023). Le dispositif du bouclier tarifaire électricité, qui a pris fin le 31 janvier 2024, est compensé à hauteur de 1 730 M€, minoré par une charge à payer au titre de l'amortisseur d'électricité à hauteur de -168 M€. Le dispositif du bouclier tarifaire gaz ayant pris fin en juillet

NOTE 3 DOTATIONS NETTES AUX AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR

Tableau 19. Dotations nettes aux amortissements et pertes de valeur

En M€	2023	2024
Dotation nette aux amortissements	- 17 818	- 19 201
Perte de valeur	- 12 929	- 1 731
Total	- 30 748	- 20 932

Les dotations nettes aux amortissements ont augmenté et sont comptabilisées pour -19,2 Md€.

Les pertes de valeurs sont quant à elles en nette diminution comparativement au 31 décembre 2023 et s'élèvent à -1,7 Md€ au 31 décembre 2024. Elles concernent principalement le

groupe EDF pour -1,8 Md€ et en particulier la dépréciation de la valeur du projet Hinkley Point C, en lien notamment avec la révision du taux d'inflation.

Pour mémoire, les pertes de valeur enregistrées au 31 décembre 2023 s'élevaient à -12,9 Md€ et concernaient principalement le groupe EDF avec :

- 1,8 Md€ de pertes de valeur sur écart d'acquisition sur le secteur opérationnel Royaume-Uni (EDF Energy);
- 11,2 Md€ de perte de valeur sur les actifs nucléaires en construction et plus précisément en lien avec la mise à jour du calendrier et des coûts du projet Hinkley Point (HPC) au Royaume-Uni.

NOTE 4 VARIATION NETTE DES PROVISIONS

Tableau 20. Variation des provisions

En M€	2023	2024
Reprises de prov. sur actifs circulants	1 017	1 362
Dotations aux prov. sur actifs circulants	- 1 595	- 1 527
Reprises de provisions	6 719	6 947
Dotations aux provisions	- 5 136	- 6 385
Total	1 005	398

Les variations nettes des provisions sont favorables sur l'exercice 2024, avec une reprise nette de 0,4 Md€ au 31 décembre 2024.

NOTE 5 PLUS OU MOINS VALUES SUR CESSION D'ACTIFS

Tableau 21. Détail des plus ou moins values sur cession

En M€	2023	2024
Produits de cession d'actifs	1 301	2 078
VNC des actifs cédés	- 2 607	- 3 808
Total	- 1 305	- 1 730

Les plus ou moins-values sur cession d'actifs évoluent défavorablement pour -0,4 Md€. Elles sont principalement constituées de -2,2 Md€ chez EDF en lien avec les mécanismes environnementaux, principalement les droits d'émission de gaz à effet de serre comptabilisés en immobilisations incorporelles.

NOTE 6 RÉSULTAT FINANCIER

Le résultat financier est en forte augmentation à -2,3 Md€ au 31 décembre 2024. Il se décompose principalement comme suit :

- le coût de l'endettement financier brut (-6,6 Md€) (cf. note 6.1);
- l'effet de l'actualisation des provisions (-4 Md€) (cf. note 6.2);

compensé par :

- l'effet positif des autres produits et charges financiers (+7,8 Md€), et plus particulièrement à la variation de juste valeur des instruments financiers estimés par le résultat (+3,7 Md€ sur l'exercice) (cf. note 6.3).

Le résultat financier se décompose comme suit :

Tableau 22. Résultat financier

En M€	2023	2024
Charges d'intérêts sur opérations de financement	- 6 573	- 6 556
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	- 17	- 6
Résultat net de change sur endettement	57	- 55
Recyclage en résultat des variations de JV des instruments de couverture de flux de trésorerie	- 34	- 14
Autres charges et produits financiers	49	66
Coût de l'endettement financier brut	- 6 517	- 6 565
Dépréciations nettes (des reprises) d'éléments de trésorerie	13	0
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	406	531
Produits de trésorerie	419	531
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	- 1 670	- 1 430
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs	- 3 081	- 2 371
Autres provisions et avances	- 167	- 246
Effet de l'actualisation	- 4 919	- 4 047
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	- 149	- 53
Produits nets (des charges) sur instruments financiers évalués à la juste valeur par OCI	140	374
Variation des instruments financiers évalués à la juste valeur par résultat	2 588	3 686
Autres produits nets (des charges) sur autres actifs financiers	2 238	2 953
Dépréciations nettes (des reprises) d'actifs financiers	- 19	- 274
Charges d'intérêts sur contrats de location (IFRS 17)	- 307	- 360
Dotations nettes (des reprises) aux provisions pour risques et charges	- 11	13
Rendement des actifs de couverture	727	684
Dividendes reçus	668	764
Produits de cession des actifs financiers	5 181	3 185
VNC des actifs financiers cédés	- 5 177	- 3 163
Autres produits et charges financiers	5 880	7 808
Résultat financier	- 5 137	- 2 272

6.1 Charges d'intérêts sur opérations de financement

Les principaux contributeurs aux charges d'intérêts sur les opérations de financement sont détaillés dans le tableau ci-après :

Tableau 23. Coût de l'endettement financier brut par entité

En M€	2023	2024
EDF	- 3 730	- 3 963
SNCF	- 2 012	- 1 846
Aéroports de Paris	- 303	- 261
RATP	- 181	- 219
Orano	- 178	- 127
LFB	- 59	- 112
SFTRF	- 27	- 28
IN Groupe	- 13	- 9
Haropa	- 10	- 9
Chantiers de l'Atlantique	- 15	- 8
Autres	11	18
Coût de l'endettement financier brut	- 6 517	- 6 565

6.2 Effet de l'actualisation

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

Le principal contributeur est EDF à hauteur de -3,2 Md€ (-4,0 Md€ en 2023) dont :

- 1,8 Md€ en lien avec les charges d'actualisation sur les provisions nucléaires (-2,6 Md€ en 2023) : la baisse résulte principalement d'un effet taux à hauteur de 487 M€, en lien avec la hausse du taux réel de 0,1% en France en 2024 (2,6% en 2024 et 2,5% en 2023), 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 M€ ;
- 1,2 Md€ en lien avec la charge d'actualisation des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi (-1,3 Md€ en 2023) : la baisse s'explique par la baisse du taux d'actualisation réel applicable au 1^{er} janvier 2024 (en France : 3,4% au 1^{er} janvier 2024 contre 3,9% au 1^{er} janvier 2023).

6.3 Autres produits et charges financières

La hausse des autres produits et charges financières de 1,9 Md€ est due principalement aux variations de juste valeur liées aux instruments financiers (1,1 Md€ dont 1,2 Md€ pour EDF) dans un contexte de marchés qui restent volatils. Cette évolution globalement favorable s'explique par la variation de juste valeur des actifs dédiés EDF à hauteur de +2,7 Md€ (contre +2,2 Md€ en 2023).

NOTE 7 IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Principes comptables

Les impôts différés sont déterminés sur la base des différences temporelles résultant de la différence entre la valeur comptable des actifs ou passifs et la valeur fiscale de ces mêmes éléments.

Le calcul de l'impôt différé est effectué par entité fiscale, sur la base des taux d'impôts en vigueur à la clôture, tous les décalages temporels étant retenus.

Des situations nettes actives d'impôts différés sont comptabilisées dès lors que ces créances d'impôts sont recouvrables avec une probabilité suffisante. Ce critère est également retenu pour la comptabilisation des impôts différés relatifs aux pertes fiscales ou crédits d'impôt non utilisés. La recouvrabilité s'apprécie au niveau de chaque juridiction fiscale.

7.1 Ventilation de la charge d'impôt

L'impôt de l'exercice se ventile en impôt exigible et impôt différé comme suit :

Tableau 24. Ventilation de la charge d'impôt

En M€	2023	2024
Impôts exigibles	- 4 534	- 3 610
Impôts différés	1 463	- 1 990
Total impôts	- 3 071	- 5 600

7.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique avec la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)

Tableau 25. Preuve d'impôt

En M€	2023	2024
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	13 263	22 149
Taux d'impôt	25,83 %	25,83 %
Charge théorique d'impôt	- 3 426	- 5 721
Ecart entre le taux d'impôt français et les taux applicables à l'étranger	- 59	4
Activation de déficits antérieurs	64	75
Dépréciations d'impôts différés antérieurement reconnus	11	12
Impôts différés de la période non comptabilisés	1 085	- 143
Crédits d'impôts	10	19
Effet des changements de taux	- 2	0
Impôts sans base	248	159
Opérations imposées à un taux autre que le taux de droit commun	- 12	- 36
Autres différences permanentes	- 1 061	25
Autres	71	5
Charge réelle d'impôt	- 3 071	- 5 601
Taux d'impôt effectif	23,2 %	25,3 %

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à -5 601 M€ en 2024, contre -3 071 M€ en 2023, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,3% sur la période. La hausse de la charge d'impôt de 2 530 M€ est à mettre en regard de celle du résultat avant impôt du périmètre de combinaison.

La rubrique « Impôts différés de la période non comptabilisés » comprend principalement les impôts différés non comptabilisés du groupe EDF (-178 M€), essentiellement liés aux impacts défavorables des dépréciations d'actifs d'impôts différés aux Etats-Unis (-183 M€) en raison des contextes politique et économique affectant de manière négative les projets éoliens offshore notamment. En 2023, cette rubrique comprenait principalement les impôts différés

non comptabilisés du groupe EDF (1 062 M€), correspondant essentiellement aux impacts favorables de la reconnaissance et reprise de dépréciation des actifs d'impôts différés du groupe fiscal en France, pour 938 M€ (dont 1 060 M€ relatifs au déficit généré en 2022), et aux États-Unis, pour 182 M€.

La rubrique « Impôts sans base » comprend principalement l'impact favorable chez EDF de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 150 M€ (164 M€ en 2023). **La rubrique « Autres différences permanentes »** comprenait principalement, en 2023, les impacts défavorables au Royaume-Uni des pertes de valeur (-1 020 M€), non récurrentes en 2024.

7.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

Tableau 26. Variation des impôts différés

En M€	31.12.2023	Variations	Effet périmètre	Effet change	Autres mouvements	31.12.2024
Valeur brute des impôts différés actifs	19 308	- 2 255	- 300	151	- 0	16 904
Dépréciations des impôts différés actifs	- 6 812	- 594	303	- 56	-	- 7 159
Valeur nette des impôts différés actifs	12 496	- 2 849	3	95	- 0	9 745
Valeur des impôts différés passifs	1 697	113	72	69	2	1 952
Valeur nette des impôts différés	10 800	- 2 962	- 69	27	- 2	7 793

Analyse des impôts différés actifs

Ventilation des soldes des impôts différés actifs par entité :

Tableau 27. Ventilation des soldes des impôts différés actifs par entité

En M€	31.12.2023	31.12.2024
EDF	7 403	4 553
SNCF	4 363	4 335
RATP	509	495
Orano	97	207
Aéroports de Paris	52	73
Autres	72	83
Total	12 496	9 745

Analyse des impôts différés passifs

Ventilation des soldes des impôts différés passifs par entités :

Tableau 28. Ventilation des soldes des impôts différés passifs par entité

En M€	31.12.2023	31.12.2024
EDF	978	1 070
Aéroports de Paris	415	519
SNCF	227	219
EPIC BPI	3	60
IN Groupe	37	54
Autres	37	30
Total	1 697	1 952

Ventilation des impôts différés par nature

Tableau 29. Ventilation des impôts différés par nature

En M€	31.12.2023	31.12.2024
Déficits reportables	19 837	18 056
Avantages du personnel	4 051	4 326
Provisions réglementées (hors amortissements dérogatoires)	- 638	- 664
Autres provisions non déductibles	4 009	3 970
Pertes de valeur	- 12	- 60
Immobilisations	- 5 901	- 6 588
Instruments financiers	635	- 201
Résultats internes	117	127
Hyperinflation immobilisations corporelles et incorporelles	-	30
Autres	5 250	4 628
Impôts différés bruts	27 348	23 624
Impôts différés non reconnus (dépréciés)	- 16 548	- 15 831
Impôts différés nets comptabilisés	10 800	7 793

ACTIFS IMMOBILISÉS

NOTE 8 ÉCARTS D'ACQUISITION

Principes comptables

Les écarts d'acquisition constatés à l'occasion d'une prise de participation sont définis comme la différence entre :

- d'une part, la somme des éléments suivants :
 - le prix d'acquisition au titre de la prise de contrôle évalué 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 dans l'entité acquise avant la prise de contrôle;
- d'autre part le montant net des actifs acquis et des passifs assumés, évalués à leur juste valeur, à la date d'acquisition.

Lorsqu'il existe une différence négative (« badwill »), elle est immédiatement enregistrée en résultat.

Les écarts d'acquisition reconnus dans les comptes combinés sont ceux figurant dans les comptes consolidés des entités combinées. Les éléments de détermination des écarts d'acquisition ne sont pas reconsidérés (coût des titres, évaluation des éléments d'actif et de passif identifiables).

Conformément à IFRS 3 « Regroupements d'entreprises », les écarts d'acquisition ne sont pas amortis. Ils font l'objet d'un test de perte de valeur dès l'apparition d'indices de pertes de valeur et au minimum une fois par an. La norme IAS 36 « Dépréciation d'actifs » prescrit que ces tests soient généralement réalisés au niveau de chaque Unité génératrice de trésorerie (UGT) à laquelle l'écart d'acquisition a été affecté. Ils peuvent l'être également au niveau de regroupements au sein d'un secteur d'activité ou d'un secteur géographique au niveau desquels est apprécié le retour sur investissement des acquisitions.

La nécessité de constater une perte de valeur est appréciée par comparaison entre la valeur comptable des actifs et passifs des UGT ou regroupement d'UGT et leur valeur recouvrable. La valeur recouvrable est la valeur la plus élevée entre la juste valeur nette des coûts de sortie et la valeur d'utilité.

La juste valeur nette des coûts de sortie est déterminée comme la meilleure estimation de la valeur de vente nette des coûts de sortie lors d'une transaction réalisée dans des conditions de concurrence normale entre des parties bien informées et consentantes. Cette estimation est déterminée sur la base des informations de marché disponibles en considérant les situations particulières.

Les modalités de dépréciation retenues par les entités sont présumées les mieux adaptées à leurs domaines d'activité et sont conservées dans les comptes combinés.

Au titre de l'exercice 2024, tous les écarts d'acquisition ont fait l'objet d'un test de dépréciation. Les amortissements enregistrés par les entités en normes françaises n'ont pas été modifiés et ont fait l'objet d'un simple reclassement en dépréciation.

Tableau 30. Écarts d'acquisition

En M	31.12.2023	Dotations	Effet périmètre	Effet change	Autres mouvements	31.12.2024
Valeurs brutes	19 743		- 1 223	531	- 49	19 003
Dépréciations	- 6 264	- 179	753	- 172	14	- 5 847
Écarts d'acquisition	13 479	- 179	- 469	359	- 34	13 155

Les principaux effets de périmètre de la période concernent EDF pour -823 M€ et s'expliquent par l'acquisition du sous-groupe Arabelle Solutions qui a conduit à la constatation d'un goodwill provisoire de 513 M€ et la perte de contrôle de Sizewell C (Holding) Ltd pour -1 417 M€.

Les principaux écarts d'acquisition au 31 décembre 2024 concernent :

- EDF (7,1 Md€) dont EDF Energy (3,6 Md€) et Framatome (1,5 Md€);
- SNCF (3,6Md€) dont SNCF Marchandises & Logistique (2,5 Md€, dont 2,4 Md€ de Geodis);
- Orano (1,3 Md€) pour les activités du cycle du combustible nucléaire.

NOTE 9 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

Principes comptables

Les immobilisations incorporelles comprennent essentiellement :

- les frais de recherche et de développement ;
- les autres actifs incorporels produits ou acquis ;
- les activités de prospection, d'exploration et de production de minerais ou d'hydrocarbures.

Les immobilisations incorporelles sont comptabilisées à leur coût d'achat ou de production et sont amorties linéairement sur leurs durées d'utilité.

En cas d'événements défavorables, un test de dépréciation est effectué et une provision est constatée si la valeur recouvrable de l'actif est inférieure à sa valeur nette comptable.

Frais de développement

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues. Elles doivent être immobilisées dès que sont démontrés cumulativement et conformément à la norme IAS 38, les éléments suivants :

- la faisabilité technique nécessaire à l'achèvement de l'immobilisation incorporelle en vue de sa mise en service ou de sa vente ;
- l'intention de l'entité d'achever l'immobilisation incorporelle et de l'utiliser ou de la vendre ;
- sa capacité à utiliser ou à vendre l'immobilisation incorporelle ;
- la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs probables ;
- la disponibilité de ressources (techniques, financières et autres) appropriées pour achever le développement et utiliser ou vendre l'immobilisation incorporelle ;
- et la capacité à évaluer de façon fiable les dépenses attribuables à l'immobilisation incorporelle au cours de son développement la faisabilité technique nécessaire.

Les frais de développement capitalisés sont amortis selon le mode linéaire sur leur durée d'utilité prévisible.

Autres actifs incorporels produits ou acquis

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués :

- des logiciels ou progiciels amortis linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des marques acquises à durée de vie indéfinie ou amorties linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des droits d'exploitation ou d'utilisation amortis linéairement sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent ;
- des actifs incorporels liés à la réglementation environnementale (droits d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable acquis à titre onéreux) ;
- des actifs relevant des contrats de concessions rentrant dans le champ d'application d'IFRIC 12 selon le « modèle incorporel ».

Les activités de prospection, d'exploration et de production de minerais ou d'hydrocarbures

Les dépenses de prospection et d'exploration, ayant pour but de mettre en évidence de nouvelles ressources, les coûts engagés dans le cadre d'études géologiques, de tests d'exploration, de repérages géologiques ou géophysiques ainsi que les coûts associés aux forages exploratoires sont enregistrés en charge sur l'année au cours de laquelle ils sont encourus.

Les frais de recherche minière se rapportant à un projet qui, à la date de clôture des comptes a de sérieuses chances de réussite technique et de rentabilité commerciales sont immobilisés. Ils sont valorisés en incorporant des coûts indirects à l'exclusion des charges administratives. Les frais de recherche minière immobilisés sont amortis au prorata du tonnage extrait des réserves qu'ils ont permis d'identifier.

Les coûts de développement associés aux puits commercialement exploitables sont comptabilisés en immobilisations incorporelles.

Contrats de location (preneur)

Pour chaque contrat de location, hors quelques exceptions, un actif au titre du droit d'utilisation d'un bien est reconnu et comptabilisé en contrepartie d'une dette de location, équivalente à la valeur actualisée des paiements restants du contrat. Afin d'apprécier si un contrat est un contrat de location selon IFRS 16 à la date d'entrée en vigueur de celui-ci, le jugement doit être exercé afin de déterminer s'il porte sur un actif spécifique, obtient la quasi-totalité des avantages économiques liés à l'utilisation de l'actif et à la capacité de contrôler l'utilisation de cet actif. Le droit d'utilisation de l'actif est inclus dans les actifs incorporels et est amorti sur la durée du contrat de location.

Au 31 décembre 2024, aucun retraitement sur les comptes du périmètre de combinaison n'a été réalisé. Les droits d'utilisation reconnus sont donc exclusivement ceux qui le sont dans les comptes des entités.

Tableau 31. Variation des immobilisations incorporelles

En M	31.12.2023	Variations	Dotations	Reprises	Effet périmètre	Change-ment de méthode	Effet change	Autres mouve-ments	31.12.2024
Immos incorp. du domaine concédé	3 068	80	- 250	138	-	- 150	65	-	2 952
Frais de développement	178	37	- 21	-	13	8	- 0	-	215
Frais de recherches minières	1 790	125	- 139	-	- 13	-	- 24	-	1 740
Logiciels	2 755	1 421	- 1 410	4	2	5	6	1	2 785
Marques, brevets et droits similaires	1 814	159	- 32	2	-	- 8	- 1	-	1 935
Autres immobilisations incorporelles	6 094	850	- 1 119	26	519	1	53	-	6 423
Immobilisations incorporelles en cours	3 544	1 128	- 116	-	5	-	- 3	-	4 557
Avances sur immobilisations incorporelles	22	3	-	-	-	-	-	-	25
Droit d'utilisation (IFRS 16)	9 085	2 167	- 2 160	12	- 24	- 19	110	334	9 505
Immos incorp. du domaine propre	25 282	5 889	- 4 996	44	502	- 13	141	335	27 184
Valeur nette des immobilisations incorporelles	28 350	5 969	- 5 246	182	502	- 163	207	335	30 136

Les variations de la période concernent principalement les coûts de logiciels capitalisés sur la période pour 1,4 Md€ et les droits d'utilisation sur les nouveaux contrats de location pour 2,2 Md€.

Les autres immobilisations incorporelles incluent principalement EDF et en particulier :

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

Les autres actifs incorporels en cours au 31 décembre 2024 comprennent principalement les études relatives à EPR 2 pour 2 481 M€ y compris 204 M€ d'intérêts intercalaires.

Les actifs liés au droit d'utilisation concernent essentiellement les locations immobilières.

NOTE 10 IMMOBILISATIONS CORPORELLES CONCÉDÉES ET PROPRES

Principes comptables

Les immobilisations des comptes combinés sont présentées sous deux rubriques à l'actif du bilan :

- les immobilisations corporelles du domaine propre ;
- les immobilisations corporelles du domaine concédé. Elles sont celles construites ou acquises en vertu des obligations nées de la signature de contrats de concession bénéficiant à des entités du périmètre de combinaison. Ces entités font principalement partie du secteur Énergie et Transports. Les immobilisations concédées sont transférées aux autorités concédantes à l'issue des contrats, sauf lorsqu'ils sont appelés à être reconduits.

• Évaluation initiale

La valeur brute des immobilisations corporelles correspond à leur coût d'acquisition ou de production. Ce coût comprend les frais directement attribuables au transfert de l'actif jusqu'à son lieu d'exploitation et à sa mise en état pour permettre son exploitation de la manière prévue par la direction.

Les dépenses de sécurité engagées, à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdiction administrative d'exploitation, sont immobilisées.

Le coût d'une immobilisation corporelle comprend par ailleurs l'estimation des coûts relatifs au démantèlement et à l'enlèvement de l'immobilisation et à la remise en état du site sur lequel elle est située, à raison de l'obligation que l'entité encourt. Pour les installations nucléaires, ce coût incorpore le coût du dernier cœur.

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, s'agissant d'actifs éligibles au sens d'IAS 23 « Coûts d'emprunts ».

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes, ils donnent lieu à l'identification de composants qui sont amortis sur des durées qui leurs sont propres.

Les investissements d'extraction et de stockage des hydrocarbures sont comptabilisés en immobilisations corporelles.

Contrat de délégation de service public

La comptabilisation des contrats de délégation de service public prend en compte la nature des contrats et leurs dispositions contractuelles spécifiques.

Concessions de distribution publique d'électricité

• Cadre général

Depuis la loi du 8 avril 1946, le groupe EDF est le concessionnaire unique chargé par la loi de l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France.

Le traitement comptable des concessions repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques. Il prend en compte l'éventualité que le statut de concessionnaire obligé du groupe EDF puisse un jour être remis en cause.

D'une manière générale, ces contrats ont une durée de 20 à 30 ans et relèvent d'un cahier des charges-type des concessions de 1992 (mis à jour en 2007) négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) et approuvé par les pouvoirs publics.

• Constatation des actifs comme immobilisations en concession de distribution publique d'électricité en France

Les actifs utilisés par le groupe EDF dans le cadre de contrats de concession de distribution publique d'électricité en France sont regroupés sur une ligne particulière de l'actif du bilan, quel que soit leur propriétaire (concedant ou concessionnaire), pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concedant.

Concessions de forces hydrauliques

Les contrats de concession de force hydraulique relèvent d'un cahier des charges-type approuvé par décret. Les immobilisations affectées au service de la concession comprennent les ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines, etc.), et pour les concessions renouvelées récemment, les ouvrages de production et d'évacuation d'électricité (alternateurs, etc.).

Les évolutions réglementaires liées à la suppression du droit de préférence lors du renouvellement de la concession ont conduit à une accélération du plan d'amortissement de certains biens.

Concession du réseau public de transport d'électricité

Les biens affectés à la concession du réseau public de transport sont réputés, par la loi, propriété de Réseau de Transport d'Électricité (RTE). Suite à la perte de contrôle de RTE depuis le 31 décembre 2010, ces actifs participent au calcul de la valeur d'équivalence de RTE au bilan consolidé du groupe EDF.

Concession de production et de distribution de chaleur

Les contrats de concession de production et de distribution de chaleur conclus par Dalkia avec des collectivités publiques se caractérisent par un droit d'exploiter, pour une durée limitée et sous le contrôle du concédant, les installations remises par ce dernier ou construites à sa demande. Ces contrats fixent les conditions de rémunération et de transfert des installations au concédant ou à un autre tiers successeur à l'expiration du contrat.

Concessions à l'étranger

Les dispositions relatives aux concessions à l'étranger varient en fonction des contrats et des législations nationales. Les concessions à l'étranger concernent essentiellement Edison en Italie qui est concessionnaire de sites de production d'hydrocarbures, de sites de stockage de gaz, de réseaux de distribution locale de gaz et de sites de production hydraulique. 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.

Les actifs de production hydraulique qui sont remis gratuitement à la fin de la concession sont amortis sur la durée de la concession. Les sites de production d'hydrocarbures sont comptabilisés conformément aux règles applicables à ce secteur.

Régime de propriété des biens inscrits à l'actif de l'EPIC RATP

La loi d'Organisation et de Régulation du Transport Ferroviaire (ORTF) a modifié à compter du 1^{er} janvier 2010 le régime de propriété des biens créés par la RATP ou historiquement mis à sa disposition en distinguant quatre catégories d'actifs dont seules les deux rubriques ci-après rentrent dans le cadre des contrats de concession :

- les matériels roulants et les matériels d'entretien du matériel roulant (biens de retour) appartiennent au STIF depuis le 1^{er} janvier 2010. Le STIF entrera en possession de ces biens à l'expiration des droits d'exploitation de services. Le décret d'application n°2011-320 prévoit que le STIF rachète, au terme de la durée des droits d'exploitation de la RATP, les biens à leur valeur nette comptable, nette de toute subvention, telle qu'elle figure dans les comptes annuels de l'EPIC. Dans les comptes consolidés, ces biens sont comptabilisés en actifs financiers en application de l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services » ;
- Les autres biens nécessaires à l'exploitation (biens de reprise), autres que ceux mentionnés ci-dessus, appartiennent en pleine propriété à la RATP. À l'expiration des droits d'exploitation de lignes, le STIF dispose néanmoins d'un droit de reprise de ces biens. Ces biens sont comptabilisés en actifs financiers et en actifs incorporels en application de l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services ».

Concessions aéroportuaires

La comptabilisation des opérations des aéroports de province (Bordeaux, Strasbourg-Entzheim, etc.) et d'Outre-Mer suit les règles particulières aux concessions. Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût d'acquisition.

Les immobilisations corporelles peuvent être qualifiées de renouvelables ou de non renouvelables :

- Les biens qualifiés de renouvelables sont ceux dont la durée de vie technique est inférieure à la durée résiduelle de la concession et qui doivent être renouvelés avant la fin de la concession.
- Les biens qualifiés de non renouvelables peuvent l'être :
 - Soit par nature (terrains par exemple) ;
 - Soit parce que leur durée d'utilité dépasse la durée résiduelle de la concession.

Les immobilisations non renouvelables avant la fin de la concession, non relatives aux missions régaliennes de l'État et financées par le concessionnaire, font l'objet d'un amortissement linéaire sur la durée restant à courir jusqu'à la fin de la concession aéroportuaire.

10.1 Immobilisations du domaine concédé

Les variations des valeurs nettes des immobilisations s'élevèrent à 2,7 Md€ sur l'exercice. Ces entrées ont été réalisées essentiellement par EDF hauteur de 2,5 Md€ (1,9 Md€ en 2023).

Tableau 32. Variation des immobilisations corporelles du domaine concédé

En M€	31.12.2023	Variations	Dotations	Reprises	Effet périmètre	Effet change	31.12.2024
Terrains, agencements et aménagements de terrains	348	11	-6	-	-	-	353
Constructions	2 922	594	-183	-	-	-	3 333
Installations Productions thermique et hydraulique	4 975	249	-323	-	2	1	4 903
Réseaux et installations électriques	59 611	4 476	-2 632	21	-	-1	61 475
Install.tech., matériels et outillages	1 714	316	-195	-	-	-	1 834
Immobilisations de construction d'autoroutes	2 386	64	-21	-	-	-	2 429
Autres immobilisations corporelles	546	222	-161	-	-	-	608
Immobilisations en cours	4 307	339	-2	14	-13	-	4 645
Avances sur immobilisations corporelles	6	-5	-	-	-	-	2
Total	76 816	6 266	- 3 524	36	- 11	0	79 582

10.2 Immobilisations corporelles du domaine propre

Tableau 33. Variation des immobilisations corporelles du domaine propre

En M	31.12.2023	Variations	Effet périmètre	Dotations	Reprises	Effet change	Autres mouvements	31.12.2024
Démantèlement et reprise et conditionnement de déchets	3 384	109	-10	-29	-	-2	-	3 451
Terrains et agencements	11 141	835	5	-323	7	15	-1	11 678
Constructions, installations générales et aménagements	32 911	5 486	496	-2 148	41	25	-21	36 789
Installations fixes de SNCF Réseau	39 219	6 504	-	-1 454	-	-	-	44 269
Installations production nucléaire	23 236	4 944	-	-3 901	1	149	-	24 429
Installations production thermique et hydraulique	4 764	385	10	-495	-	6	-	4 670
Réseaux et installations électriques	17	22	-	-1	-	1	-	38
Install.tech., matériels et outillages	35 575	6 854	-827	-3 241	93	31	-	38 484
Véhicules	10 650	1 337	-14	-1 272	68	39	168	10 975
Matériels informatiques / bureau / mobilier	57	34	6	-29	-	-	-	67
Autres immobilisations corporelles	2 473	1 308	17	-836	7	3	-3	2 969
Immobilisations en cours	74 411	3 261	-3 667	-1 336	153	953	76	73 851
Avances sur immobilisations corporelles	108	14	-	-	-	-1	7	128
Total	237 944	31 090	- 3 984	- 15 066	370	1 219	227	251 800

Les principales acquisitions de l'exercice du domaine propre ont été réalisées par les entités suivantes :

Tableau 34. Acquisitions par entité

En M€	2023	2024
EDF	12 892	18 670
SNCF	7 901	8 340
RATP	1 911	1 950
Aéroports de Paris	658	1 141
Orano	693	873
Alcatel Submarine Networks		544
Haropa Port	239	139
LFB	148	112
Grand port maritime de Marseille	59	111
Grand port maritime de Dunkerque	79	95
France Télévisions	58	80
Autres	239	501
Total acquisitions	24 936	32 557

10.3 Analyse des acquisitions de la période

Les principaux investissements de la période, relevant tant du domaine concédé que du domaine propre, concernent :

En matière d'énergie

EDF

Les investissements nets (hors cessions) s'élevèrent à 22,4 Md€ en en hausse de 3,3 Md€ par rapport à 2023 (19,1 Md€ en 2023).

Tableau 35. Investissements nets EDF

En M€	2023	2024
France - Activité de production et de commercialisation	6 566	8 471
France - Activités régulées	5 025	5 582
EDF renouvelables	1 759	1 797
Dalkia	297	391
Framatome	386	511
Royaume-Uni	4 088	5 013
Italie	632	612
Autre International	292	429
Autres métiers	55	- 404
Investissements nets	19 100	22 402

Les investissements nets du segment France - Activités de production et commercialisation sont en hausse de 1 905 M€, principalement du fait de l'acquisition des activités nucléaires d'Arabelle Solutions, du rachat des parts d'Assystem dans Framatome, de la montée en puissance du projet EPR 2 et de l'augmentation sur le parc existant (Grand carénage, révisions majeures et visites périodiques).

Les investissements nets du segment France - Activités régulées sont en augmentation de 557 M€ en raison notamment de l'augmentation des travaux de raccordements et de renforcement du réseau.

Au Royaume-Uni, la hausse des investissements nets de 925 M€ traduit la montée en puissance du chantier Hinkley Point C.

L'augmentation de 125 M€ des investissements nets dans le segment Industrie & Services est essentiellement liée aux investissements nécessaires pour EPR 2.

La hausse des investissements nets du segment Autre International de 137 M€ est notamment liée à de nouveaux développements en Asie Pacifique.

Les investissements nets d'EDF Renouvelables et de l'Italie sont stables. En Italie, la hausse dans les activités renouvelables est compensée par la baisse dans les activités de services énergétiques et dans le thermique avec la mise en service de Marghera et Presenzano.

L'augmentation de capital de 500 M€ des actionnaires minoritaires dans EDF Investissements Groupe, destinée à financer HPC génère une ressource minorant les investissements dans le segment Autres métiers.

En matière de transport ferroviaire

SNCF

La performance de la SNCF permet de poursuivre son développement et d'intensifier les investissements en faveur du ferroviaire en France. Ces investissements atteignent le montant record de 10,8 Md€ en 2024 et conformément à la stratégie de la SNCF, favorisent la transition écologique et portent en majorité sur des projets structurants de régénération et de modernisation du réseau ferré et des gares :

- 5,5 Md€ pour le réseau ferré, dont 3,10 Md€ de régénération du réseau principal (objectif atteint);
- 1,0 Md€ pour les gares dans la modernisation structurelle, l'entretien et l'accessibilité;
- 3,7 Md€ pour SNCF Voyageurs: acquisition / rénovation de matériel roulant et développement de l'outil industriel (ateliers de maintenance): 97 rames de matériels roulants neufs ont été livrées en 2024 pour les activités de SNCF Voyageurs (15 Régiolis TER, 51 Régio2N pour TER et Transilien; 29 RER NG Transilien et 2 trams-trains Transilien). A noter que les trains TER et Transilien sont financés par les Régions en tant qu'Autorités Organisatrices de Transports;
- 0,3 Md€ liés aux engagements contractuels de KEOLIS: installations fixes, bus et cars électriques ou bio carburant;
- 0,3 Md€ pour les infrastructures et le matériel roulant des activités logistiques: achat de semi-remorques ou camions au gaz naturel (GNV) pour GEODIS et locomotives électriques pour Captrain, livraison en cours des 400 wagons Combicargo achetés fin 2023;
- 0,1 Md€ pour la Holding SNCF (immobilier, SI, Sécurité et autres).

RATP

Les investissements du groupe RATP s'élevèrent à 2 664 M€ (y compris 510 M€ d'investissements réalisés pour le compte de la Société du Grand Paris dans le cadre du prolongement de la L14 au sud).

Sur les 1 992 M€ d'investissement réalisés en Ile de France par l'EPIC sur le périmètre du plan quadriennal d'investissements

(PQI) 2021-2024 contractualisé avec Île-de-France Mobilités, 73% de l'enveloppe sont consacrés aux programmes d'entretien et de modernisation du réseau et des matériels roulants. Le solde a été consacré à l'accroissement de la capacité de transport (prolongements de lignes de métro et de tramway) et à la modernisation des espaces et de l'information voyageurs.

En matière de modernisation du réseau et d'entretien des infrastructures (1 449 M€), l'effort d'investissement est porté par les projets suivants :

- la modernisation du réseau métro (355 M€), avec des programmes MP14 et MF19, l'automatisation de la ligne 4 (finalisée en décembre 2023), la modernisation de la ligne 6 avec l'arrivée des rames MP89, et la mise à niveau des MF77 de ligne 8 ;
- la modernisation du RER (187 M€) : poursuite du projet d'acquisition des futurs MI20 pour le RER B et rénovation des rames MI2N ;
- la transformation du réseau Bus (361 M€) : adaptation des centres bus à la transition énergétique, achat de bus électriques et au biogaz, et projets SI commandés par IDFM pour assurer la continuité de service dans un environnement multi-opérateurs ;
- le remplacement des rames du tramway T1 (TW20, 97 M€), et la modernisation des infrastructures et systèmes télécom et de conduite (449 M€).

Les dépenses d'extension des réseaux de transport (389 M€) portent sur les projets suivants :

- 288 M€ pour les projets de développement des infrastructures, avec notamment les prolongements de la ligne 11 à Rosny-Bois-Perrier, de la ligne 14 vers St Denis Pleyel et Orly, le prolongement de la ligne 12 vers Mairie d'Aubervilliers ;
- 16 M€ pour le développement des correspondances de la ligne 15, et l'aménagement du pôle de Val-de-Fontenay ;
- 85 M€ pour le projet de prolongement du T1 à Val de Fontenay et du tramway T3B à porte Dauphine.

En matière de modernisation des espaces et de l'information voyageurs (155 M€), les investissements sont portés notamment par une forte dynamique des projets de modernisation des espaces voyageurs sur le réseau métro pour 81 M€ : projet Symphonie (amélioration de la qualité de service dans les espaces), nouveaux écrans d'affichage, rénovation de stations, actualisation et renouvellement des outils de la billettique notamment dans le cadre des Jeux Olympiques et Paralympiques de Paris 2024. Sur le réseau RER, ces investissements représentent 32 M€ et sont portés par les nouveaux écrans d'affichage du RER A et RER B, la rénovation des gares Auber, Gare de Lyon (salle d'échange), Nation, Saint Michel et Charles de Gaulle- Etoile.

En matière de transport aérien

ADP

Les principaux investissements au 31 décembre 2024 sont les suivants :

- l'espace commercial du salon des hospitalités implanté sur la plateforme de Paris-Charles de Gaulle ;
- réalisation de plusieurs projets dans le cadre de la création de la nouvelle gare ferroviaire sur la plateforme d'Orly dans le cadre du plan de développement du Grand Paris ;

- la mise en conformité réglementaire des systèmes de Tri Bagages Est à Paris-Charles de Gaulle ;
- la rénovation de la piste 2 à Paris-Orly ;
- la création des Aires Grand Est Nord (AGEN) à Paris- Charles de Gaulle ;
- le projet de remplacement de la couverture du corps central du T2E afin de garantir la sécurité des biens et des personnes à Paris-Charles de Gaulle ;
- l'installation d'équipements de détection de drones associés à un système d'hypervision et de surveillance aérienne basse altitude pour amélioration de la sûreté et de la sécurité aéronautique à Paris-Charles de Gaulle ;
- l'acquisition de 8 dégivreuses avions, modèle hybride électrique-thermique.

NOTE 11 IMMEUBLES DE PLACEMENT

Principes comptables

Les immeubles de placement sont les biens immobiliers (terrain, bâtiment, ensemble immobilier ou partie de l'un de ces éléments) détenus (en pleine propriété ou grâce à un contrat de location) pour être loués à des tiers et/ou dans la perspective d'un gain en capital.

Les immeubles de placement apparaissent ainsi sur une ligne spécifique du bilan et, conformément à l'option offerte par la norme IAS 40, sont évalués selon la méthode du coût historique, c'est-à-dire à leur coût diminué du cumul des amortissements et du cumul des pertes de valeur.

Les bâtiments concernés sont amortis linéairement sur la base des durées de vie allant de 20 à 50 ans.

Les principales variations et décomposition du poste Immeubles de placement sont les suivantes :

Tableau 36. Variation des immeubles de placement

En M€	31.12.2023	31.12.2024
Ouverture	890	930
Variation	51	65
Périmètre		1
Dotations	- 46	- 39
Change		2
Clôture	930	959

Tableau 37. Immeubles de placement par entités

En M€	Valeurs brutes	Amortissements	Valeurs nettes 31.12.2023	Valeurs brutes	Amortissements	Valeurs nettes 31.12.2024
Aéroports de Paris	1 122	- 461	661	1 190	- 497	693
EDF	29	- 16	12	26	- 17	10
SNCF	276	- 20	256	276	- 20	256
Immeubles de placement	1 321	- 430	930	1 493	- 534	959

La juste valeur des immeubles de placement d'ADP s'élève à 3,6 Md€ au 31 décembre 2024 contre 3,3 Md€ au 31 décembre 2023.

NOTE 12 TITRES MIS EN ÉQUIVALENCE

Les titres mis en équivalence sont composés :

- des entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence dans les comptes combinés soit 16 entités combinées, par mise en équivalence (Safran, Orange, Renault, Air France-KLM en 2006; Airbus Group, Thales et Semmaris en 2007; Engie en 2008; Naval Group en 2011; Dexia en 2013; Eramet en 2016; La Française des jeux en 2019; La Poste en 2020; DCI, ODAS et John Cockerill Défense en 2024).
- des titres mis en équivalence comptabilisés dans les comptes consolidés des entités du périmètre de combinaison.

La répartition entre ces deux types est détaillée dans le tableau ci-après :

Tableau 38. Détail des titres mis en équivalence

En M€	31.12.2023	31.12.2024
Participations de l'Etat mises en équivalence	32 581	34 103
Titres mis en équivalence des entités combinées	28 387	28 449
Titres mis en équivalence	60 968	62 552

12.1 Participations de l'État mises en équivalence dans la combinaison

Les participations de l'État mises en équivalence dans la combinaison de manière directe sont les suivantes :

Tableau 39. Participations mises en équivalence directes

En M€	Quote-part d'intérêts dans le capital	Quote-part de capitaux propres au 31.12.2023	dont quote-part de résultat 2023	Quote-part d'intérêts dans le capital	Quote-part de capitaux propres au 31.12.2024	dont quote-part de résultat 2024
Air France KLM	27,99%	- 574	261	27,99%	- 494	89
Airbus	10,90%	1 929	413	10,89%	2 135	461
DCI		-	-	34,00%	79	6
Dexia	46,81%	2 953	- 177	46,81%	2 261	- 116
Engie	23,77%	7 146	525	23,73%	8 201	974
Eramet	27,38%	438	30	27,30%	393	4
John Cockerill		-	-	10,00%	25	1
La Française des Jeux	20,50%	220	87	21,15%	252	84
La Poste	34,00%	7 624	175	34,00%	7 947	479
Naval Group	62,87%	824	164	62,94%	1 153	167
Odas		-	-	34,00%	- 10	0
Orange	13,40%	4 264	327	13,40%	4 257	315
Renault	15,29%	4 548	336	15,31%	4 641	115
Safran	11,60%	1 343	400	11,77%	1 198	- 79
Semmaris	33,34%	56	9	33,34%	60	10
Thales	26,51%	1 811	271	26,69%	2 005	379
Participations de l'Etat mises en équivalence		32 581	2 821		34 103	2 890

La quote-part de résultat des participations de l'Etat mises en équivalence est relativement stable par rapport à 2023 (+0,1 Md€), marquée par la hausse de la contribution

de Engie (+0,4 Md€) et La Poste (+0,3 Md€) partiellement compensée par la moins bonne performance de Safran (-0,5 Md€).

12.2 Titres mis en équivalence des entités combinées

Les participations de l'Etat mises en équivalence dans la combinaison de manière indirecte sont les suivantes :

Tableau 40. Participations mises en équivalence indirectement

En M€	Quote-part de capitaux propres au 31.12.2023	dont quote-part de résultat 2023	Quote-part de capitaux propres au 31.12.2024	dont quote-part de résultat 2024
Groupe Bpifrance	14 883	534	14 129	440
Participations détenues par EDF	9 037	257	10 167	- 683
KNDS (GIAT)	1 621	173	1 774	217
Participations détenues par ADP	1 779	75	1 426	- 292
Autres	1 068	49	953	38
Titres mis en équivalence des entités combinées	28 387	1 088	28 449	- 280
Titres mis en équivalence	60 968	3 910	62 552	2 610

La quote-part de résultat des titres mis en équivalence dans les entités combinées est en forte diminution (-1,4 Md€). La diminution est principalement liée à :

- EDF (-0,9 Md€):
 - 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 EDF à modifier la méthode de consolidation de Sizewell C qui est mise en équivalence à compter de cette date.
 - Sur l'exercice 2024, -1,0 Md€ 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 -0,8 Md€. 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, l'annonce de Shell de se retirer du partenariat 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 -0,9 Md€ a été comptabilisée dans le résultat des sociétés mises en équivalence.

- ADP (-0,4 Md€): principalement en lien avec le résultat de fusion entre GIL et GAL.

12.3 Variations de la valeur des titres mis en équivalence

Tableau 41. Variation des mises en équivalence

En M€	Titres mis en équivalence	Dont participations de l'Etat mises en équivalence dans la combinaison
31 décembre 2023	60 968	32 581
Variation par capitaux propres (yc juste valeur)	- 464	481
Entrée de périmètre	141	84
Sortie de périmètre	934	-
Ecart de change	545	249
Augmentation de capital	805	18
Distribution de dividendes	- 2 877	- 1 885
Résultat de la période	2 611	2 890
Hyperinflation	13	-
Variation de pourcentage d'intérêt	- 21	31
Autres variations	- 105	- 345
31 décembre 2024	62 552	34 103

AUTRES ACTIFS

NOTE 13 ACTIFS FINANCIERS

Principes comptables

Classement

Le classement des actifs financiers dépend de deux critères :

- Le critère dit du « prêt basique » (ou SPPI - Solely Payment of Principal and Interest) qui vise à s'assurer que les flux de trésorerie contractuels de l'actif sont uniquement composés du remboursement du principal et des intérêts sur le principal restant dus ;
- Le critère du modèle de gestion (ou business model) qui vise à déterminer les objectifs poursuivis par l'entité au travers de la détention de l'actif financier. Il existe 3 modèles de gestion au sens de la norme IFRS 9 qui consistent respectivement à :
 - conserver uniquement des actifs financiers pour encaisser des flux de trésorerie contractuels : les actifs sont alors évalués au coût amorti ;
 - détenir des actifs financiers pour encaisser des flux de trésorerie contractuels et vendre ces actifs : ils sont alors évalués à la juste valeur par capitaux propres (avec recyclage ultérieur en résultat) ;
 - détenir des actifs financiers dans le cadre d'aucun des modèles de gestion ci-dessus : les actifs sont alors évalués à la juste valeur par le résultat.

Il ressort de l'application de ces deux critères que les titres de capitaux propres, qui ne répondent pas par hypothèse au critère du « prêt basique », devraient être systématiquement comptabilisés à la juste valeur par résultat. La norme IFRS 9 prévoit cependant une option qui permet la comptabilisation à la juste valeur par capitaux propres (sans recyclage ultérieur en résultat) afin de refléter les impacts d'une détention durable de titres de capitaux propres dans les états financiers. Cette option est faite actif par actif et de manière irrévocable.

Reclassement

Au cours de la vie de l'actif, IFRS 9 requiert qu'il soit reclassé d'une catégorie à une autre (coût amorti versus juste valeur), si et seulement si le modèle économique de l'entité pour gérer les actifs financiers est modifié.

Evaluation initiale

A l'exception des créances clients qui sont évaluées à leur prix de transaction au sens d'IFRS 15, l'entité doit, lors de la comptabilisation initiale, évaluer un actif financier à sa juste valeur majorée, dans le cas d'un actif financier qui n'est pas évalué à la juste valeur par résultat, des coûts de transaction directement attribuables à l'acquisition de cet actif.

La juste valeur 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 à défaut sur le marché le plus avantageux, à la date d'évaluation. En application d'IFRS 13, les techniques d'évaluation doivent maximiser l'utilisation de données observables sur le marché. Ces techniques sont classées selon une hiérarchie à trois niveaux (par ordre décroissant de priorité) :

- niveau 1 : prix coté (sans ajustement) sur un marché actif pour un instrument identique ;
- niveau 2 : évaluation utilisant uniquement des données observables sur un marché actif pour un instrument similaire ;
- niveau 3 : évaluation utilisant principalement des données non observables.

Dépréciation des actifs financiers

A chaque date de clôture, l'entité doit évaluer la correction de valeur pour pertes d'un actif financier (comptabilisé au coût amorti ou à la juste valeur par capitaux propres) en retenant un montant correspondant aux pertes de crédit attendues sur la durée de vie si le risque de crédit associé à cet actif a augmenté de manière importante depuis la comptabilisation initiale.

Si, à la date de clôture, le risque de crédit associé à un actif financier n'a pas augmenté de façon importante depuis la comptabilisation initiale, l'entité doit évaluer la correction de valeur pour pertes de cet actif au montant des pertes de crédit attendues sur les 12 mois à venir.

Concernant les actifs financiers évalués à la juste valeur par capitaux propres, la correction de valeur pour pertes est comptabilisée en capitaux propres et ne réduit pas la valeur comptable des actifs financiers au bilan.

Décomptabilisation des actifs financiers

L'entité doit décomptabiliser un actif financier si et seulement si :

- les droits contractuels sur les flux de trésorerie de l'actif financier arrivent à expiration
- ou l'entité transfère la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif financier.

Tableau 42. Variation des actifs financiers

En M€	31.12.2023	Variations	Variations par capitaux propres	Dotations	Reprises	Effet périmètre	Actua- lisation	Effet change	Autres mouve- ments	31.12.2024
Capital souscrit non appelé	149	41	-	-	-	-	-	0	-	190
Dépôts, garanties (yc cash collatéral)	997	106	-	-	0	-2	-	-2	-	1 099
Prêts et créances financières	56 098	- 810	-	- 353	64	-178	700	719	0	56 240
Créances financières - IFRIC 12	5 087	37	-	- 36	6	-	-	4	14	5 112
Actifs à la juste valeur par résultat	35 293	4 097	2	- 8	1	-108	-	7	- 29	39 254
Actifs à la juste valeur par capitaux propres	24 512	- 2 471	375	- 0	7	91	-	112	-	22 626
Dérivés	22 105	- 10 176	- 51	-	-	43	-	205	-	12 126
Actifs financiers	144 240	- 9 176	326	- 397	78	- 154	700	1 046	- 15	136 647
dont non courant	98 020									102 129
dont courant	46 220									34 519

Les actifs financiers comprennent notamment une part des actifs dédiés au financement des provisions nucléaires long terme d'EDF et d'Orano, à hauteur respectivement de 33,1 Md€ et 8,4 Md€. Le détail de ces actifs est présenté en Note 22.

Capital souscrit non appelé

Le compte capital souscrit non appelé s'élève à 190 M€ au 31 décembre 2024 et concerne la Société pour le logement intermédiaire (SLI).

Dépôts, garanties (y compris cash collatéral)

Ce poste est quasi exclusivement composé de la SNCF (1,0 Md€ au 31 décembre 2024). Il s'agit des encours de contrats de collatéralisation sur les instruments financiers dérivés mais qui ne satisfont pas les critères de compensation établis par IAS 32.

Prêts et créances financières

Les principaux montants sont liés aux entités suivantes :

Tableau 43. Prêts et créances financières par entités

En M€	31.12.2023	31.12.2024
SNCF	35 490	31 821
EDF	15 404	19 153
ADP	1 811	1 932
Orano	1 230	1 165
EPIC Bpifrance	1 029	896
Autres	2 163	1 319
Total	56 098	56 240

SNCF

Les prêts et créances financières du groupe SNCF sont essentiellement composés des postes suivants :

Créances et dettes de partenariat public privé (PPP)

Dans le cadre de son activité infrastructure, le groupe est entré dans des contrats de partenariat public privé (PPP) via SNCF Réseau pour les projets relatifs :

- à la ligne à grande vitesse (LGV) Bretagne-Pays-de-Loire (BPL) avec le constructeur Eiffage ;
- à la LGV pour le Contournement Nîmes Montpellier (CNM) avec le constructeur Oc'Via ;
- au Global System for Mobile communication for Railways (GSM-R) avec le constructeur Synerail.

Une partie des projets est pré-financée par les constructeurs, lesquels projets sont subventionnés par l'État et les collectivités territoriales. Au fur et à mesure de l'avancement des travaux, la SNCF a constaté en conséquence :

- le montant des subventions à appeler auprès de l'État et des collectivités territoriales sur la ligne « Créances des partenariats publics privés » au sein de ses actifs financiers courants et non courants, 875 M€ pour BPL, 875 M€ pour CNM (respectivement 928 M€ pour BPL, 923 M€ pour CNM et 105 M€ pour GSM-R au 31 décembre 2023) ;
- les montants dus aux constructeurs sur la ligne « Dettes des partenariats publics privés » au sein de ses passifs financiers courants et non courants.

Concernant BPL et CNM, SNCF Réseau reçoit les subventions et rembourse les dettes financières associées (mêmes montants que les subventions) depuis 2017, année d'achèvement des projets. Concernant GSM-R, le montant de la subvention reçue est inférieur à la dette financière associée car le projet n'est pas subventionné à 100%. Les échéanciers de paiement sont les mêmes pour les créances et les dettes et pour l'ensemble des projets concernés.

Des réclamations ont été reçues par SNCF Réseau au titre des exercices 2015 à 2018 pour les PPP CNM et BPL. Ces réclamations sont, en grande partie, contestées par l'entreprise et seule la partie acceptée a fait l'objet d'une comptabilisation.

Autres prêts et créances

Les autres prêts et créances incluent les créances rattachées à des participations, les prêts « aides à la construction », les autres prêts et les dépôts de garantie (hors « cash collatéral actifs ») ainsi que le portage « EOLE ». Pour l'essentiel, ces instruments financiers sont évalués initialement à la juste valeur puis au coût amorti calculé à l'aide du taux d'intérêt effectif (TIE). Lorsqu'ils sont non SPPI, ces actifs sont évalués à leur juste valeur.

EDF

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

Tableau 44. Prêts et créances financières du groupe EDF

En M€	31.12.2023	31.12.2024
Créances à recevoir du NLF	13 104	16 142
Autres prêts et créances financières	2 300	3 010
Prêts et créances financières	15 404	19 152

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 M€ au 31 décembre 2024 (13 104 M€ au 31 décembre 2023) qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent ;
- 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 M€ au 31 décembre 2024 contre 120 M€ au 31 décembre 2023 ;
 - 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 M€ au 31 décembre 2024 (298 M€ au 31 décembre 2023) qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent. Cette créance est à la juste valeur des fonds détenus par Synatom pour le compte de Luminus en tant qu'actifs de couverture ;
 - 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 M€ au 31 décembre 2024 contre 903 M€ au 31 décembre 2023 principalement liés à des parcs au Royaume-Uni (dont le parc éolien offshore NnG pour 464 M€ déprécié à hauteur de (248) M€), en France (dont le parc éolien offshore Provence Grand Large pour 55 M€ déprécié à hauteur de (35) M€) et en Amérique du Nord.

Créances financières – IFRIC 12

RATP

Le groupe RATP considère que plusieurs contrats d'exploitation significatifs entrent dans le champ d'application de l'interprétation IFRIC 12 :

- les contrats d'exploitation de lignes de l'Epic RATP en Île-de-France (dont les contrats pluriannuels conclus avec Ile-de-France Mobilités) ;
- certains contrats d'exploitation opérés par des filiales qui remplissent également ces critères.

Les contributions versées par Ile-de-France Mobilités à la RATP sont constituées notamment d'une rémunération appelée « R2 » dédiée au financement des investissements et correspondant à la rémunération des capitaux engagés, dont la couverture des frais financiers et des charges nettes d'amortissement enregistrées dans les comptes sociaux. Ce mécanisme de financement s'analyse, selon IFRIC12, comme d'une part le recouvrement de l'actif financier et, d'autre part, la rémunération de la créance. Le recouvrement vient diminuer l'actif et la rémunération est un produit, enregistré dans les « autres produits des activités ordinaires ».

La créance financière se décompose comme suit :

Tableau 45. Créances financières RATP

En M€	31.12.2023	31.12.2024
Part non courante	3 189	3 120
Part courante	563	566
Actifs financiers en concession	3 752	3 686

SNCF

Dans le cadre de ses activités de transport, SNCF assure des prestations de service public de transport de voyageurs pour le compte d'Autorités Organisatrices de Transports (AOT) qui peuvent être l'État ou des collectivités territoriales. Ces prestations de services font l'objet de conventions d'une durée de 3 à 10 ans qui répondent à la définition d'accord de concession selon l'interprétation IFRIC 12. Ces services de transport conventionnés sont rendus par SNCF Voyageurs (Transilien, TER et Intercités) et Keolis. Les actifs utilisés pour la réalisation du service public et contrôlés par l'AOT sont inclus dans le champ d'application de l'interprétation IFRIC 12.

Actifs à la juste valeur par résultat

Ces actifs sont principalement composés :

- d'une partie des actifs dédiés au financement des provisions nucléaires long terme d'EDF et d'Orano, à hauteur respectivement de 27,6 Md€ et 7,4 Md€. Les variations sont dues à, d'une part, des augmentations nettes réalisées dans le cadre de la constitution du portefeuille et, d'autre part, à la performance des actifs ;
- d'actifs dits liquides d'EDF qui sont des fonds ou des titres de taux de maturité initiale supérieure à 3 mois, facilement convertibles en trésorerie.

Actifs financiers à la juste valeur par capitaux propres

Ils sont composés à hauteur de 22,1 Md€ de titres dettes ou de capitaux propres détenus par le groupe EDF. Au 31 décembre 2024, leur répartition est la suivante :

Tableau 46. Titres de dettes ou de capitaux propres EDF

En M€	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	5 566		27 557	33 123	30 410
Actifs liquides	16 132		1 867	17 999	20 077
Autres actifs	65	307	1 128	1 500	1 193
Total	21 763	307	30 552	52 622	51 680

Dérivés

La variation concerne principalement les instruments financiers de transaction d'EDF. La diminution de la juste valeur positive des dérivés de transaction 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.

La juste valeur des dérivés est analysée dans la note 24.

NOTE 14 STOCKS

Principes comptables

Les stocks sont inscrits au plus faible de leur coût d'entrée et de leur valeur nette de réalisation.

Le coût des stocks comprend les coûts directs de matières, les coûts directs de main-d'œuvre ainsi que les frais généraux qui ont été encourus.

Matières et combustibles nucléaires

Les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication des combustibles, dont la durée est supérieure à un an, ainsi que les combustibles nucléaires, qu'ils soient en magasin ou en réacteur, sont enregistrés dans les comptes de stocks.

Les matières et combustibles 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, etc.).

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

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 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 d'exploitation

Sont enregistrés dans ces comptes de stocks :

- les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ;
- les 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 certificats relatifs aux différents dispositifs environnementaux ;
- les certificats relatifs aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France) ;
- les en-cours de production de biens et de services ;
- les stocks de gaz.

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 du taux de rotation de ces pièces.

Les stocks détenus dans le cadre d'activités de trading sont évalués en valeur de marché.

Tableau 47. Variation des stocks

En M€	31.12.2023	Variations	Effet périmètre	Effet change	31.12.2024
Valeurs brutes	25 214	1 271	0	156	26 641
Dépréciations	- 1 724	- 420	399	- 26	- 1 771
Stocks	23 490	851	399	130	24 870

Les montants en stock, au 31 décembre 2024, concernent essentiellement EDF à hauteur de 19,2 Md€, SNCF pour 2 Md€, Orano pour 1,3 Md€.

Les principales variations résultent de l'augmentation des stocks chez EDF, en lien avec l'augmentation des stocks de combustibles nucléaires essentiellement portée par un effet prix.

La valeur comptable des stocks, répartie par nature, est la suivante :

Tableau 48. Détail des stocks par nature

En M€	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes 31.12.2023	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes 31.12.2024
Matières premières et autres approvisionnements	4 409	- 766	3 644	4 845	- 819	4 026
Combustibles nucléaires	11 760	- 431	11 329	12 376	- 430	11 946
Stocks de gaz et autres combustibles	1 556	- 260	1 295	1 550	- 275	1 276
Produits intermédiaires et finis	5 441	- 180	5 261	5 743	- 203	5 540
Autres stocks	2 048	- 87	1 960	2 127	- 45	2 082
Stocks	25 214	- 1 724	23 490	26 641	- 1 771	24 870

Les stocks de combustibles nucléaires EDF comprennent une part à plus d'un an à hauteur de 9,2 Md€ au 31 décembre 2024 (8,8 Md€ au 31 décembre 2023).

NOTE 15 CRÉANCES CLIENTS ET ACTIFS DE CONTRATS

Principes comptables

Les créances clients sont inscrites à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir. Une provision pour dépréciation est constituée lorsque leur valeur d'inventaire, basée sur la probabilité de leur recouvrement déterminée statistiquement ou au cas par cas selon la typologie de créances, est inférieure à leur valeur comptable. Le risque associé aux créances douteuses est apprécié par chaque entité du périmètre au regard de leur estimation des pertes attendues à l'échéance.

Les créances clients et comptes rattachés intègrent notamment :

- le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée, non relevée et non facturée. Une provision est constituée, à ce titre, pour faire face aux charges restant à engager ainsi qu'au risque potentiel de non-recouvrement ultérieur ;
- les actifs de contrats long terme, contrats dont l'exécution dépasse le cadre d'un exercice et comptabilisés selon la méthode de l'avancement.

Tableau 49. Variation des créances clients

En M€	31.12.2023	Variations	Effet périmètre	Effet change	31.12.2024
Valeurs brutes	39 232	- 2 679	- 263	351	36 642
Dépréciations	- 2 147	- 69	33	- 35	- 2 218
Clients et comptes rattachés	37 085	- 2 748	- 229	315	34 423

Au 31 décembre 2024, le poste « créances clients et comptes rattachés » inclut des créances sur contrats comptabilisés selon la méthode de l'avancement pour 1,8 Md€ (1,3 Md€ au 31 décembre 2023).

La diminution des créances clients nets de dépréciation de -2,7 Md€ est principalement liée à une baisse des créances pour -2,7 Md€ chez EDF, en lien avec l'évolution du chiffre d'affaires des différents secteurs : France - Activités de production et commercialisation -1,6 Md€, EDF Trading -1,7 Md€ et France - Activités régulées +0,3 Md€. L'évolution de 0,4 Md€ sur le secteur Industrie et Services est notamment portée pour 0,2 Md€ par l'acquisition d'Arabelle Solutions.

Répartition des clients et comptes rattachés

Tableau 50. Répartition des clients et comptes rattachés

	Valeur nette 31.12.2023	Valeur Brute	Dépréciations	Valeur nette 31.12.2024
Créances non échues	30 385	27 861	- 73	27 788
Créances échues à moins de 6 mois	4 493	4 871	- 499	4 372
Créances échues de 6 à 12 mois	992	1 742	- 452	1 290
Créances échues à plus de 12 mois	1 215	2 167	- 1 193	974
Clients et comptes rattachés	37 085	36 642	- 2 218	34 423

NOTE 16 AUTRES ACTIFS

Tableau 51. Variation des autres actifs

En M€	31.12.2023	Variations	Effet périmètre	Actualisation	Effet change	Autres mouvements	31.12.2024
Acomptes versés	1 501	41	- 525	-	1		1 018
Créances sur personnel et organismes sociaux	261	101	- 4	-	0		358
Etat - TVA et autres créances fiscales (hors impôt exigible)	8 500	- 6	7	-	3		8 504
Créances d'impôt exigible	793	150	39	-	9		991
Créances diverses d'exploitation	8 761	766	182	-	66		9 775
Créances hors exploitation	18 092	- 3 278	1	-	0		14 815
Charges à répartir	5	4	- 1	-	-		9
Charges constatées d'avance	2 047	12	14	61	6		2 140
Valeurs brutes	39 960	- 2 210	- 286	61	85	-	37 610
Provisions	- 321	- 46	- 13	-	0		- 380
Autres actifs	39 639	- 2 256	- 300	61	86	-	37 230
dont courant	39 622						37 200
dont non courant	16						30

Au 31 décembre 2024, les créances diverses d'exploitation intègrent principalement les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de trading d'EDF pour un montant de 2,4 Md€ (3,1 Md€ 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.

Les créances hors exploitation sont principalement composées des dotations à recevoir de l'Etat pour 14,7 Md€ de l'EPIC BPI.

NOTE 17 DISPONIBILITÉS ET QUASI DISPONIBILITÉS

Tableau 52. Variation de la Trésorerie et équivalents de trésorerie

En M€	31.12.2023	Variations	Effet périmètre	Effet change	Autres mouvements	31.12.2024
Banques	24 557	- 4 404	216	171	21	20 560
VMP, billets trésorerie - Disponibilités	13 985	- 2 305	181	41	0	11 903
Trésorerie et équivalents de trésorerie	38 543	- 6 709	397	212	21	32 464

Le poste «trésorerie et équivalents de trésorerie» diminue de 6,0 Md€ sur la période, les principales variations concernent EDF, dont la trésorerie et équivalents de trésorerie s'élève à 7,6 Md€, en diminution de de 3,2 Md€.

ACTIFS ET PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE

NOTE 18 ACTIFS ET PASSIFS NON COURANTS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE

Principes comptables

Les actifs non courants destinés à être cédés correspondent à un ensemble d'actifs dont les entités ont l'intention de se défaire dans un délai de douze mois par une vente, un échange contre d'autres actifs ou tout autre moyen, mais en une transaction unique. Sont également compris dans les actifs détenus en vue de la vente, les entités ayant vocation à sortir du périmètre de combinaison.

Seuls les actifs non courants disponibles pour une cession immédiate et hautement probable sont classés dans la rubrique « Actifs non courants destinés à être cédés ». Cette catégorie d'actifs est soumise à un traitement comptable spécifique en application de la norme IFRS 5.

Les entités évaluent ces actifs, classés comme « détenus en vue de la vente », au montant le plus bas entre leur valeur comptable et leur juste valeur diminuée des coûts de la vente.

Leur amortissement cesse à compter de la date de leur classement dans cette catégorie.

Tableau 53. Actifs et passifs détenus en vue de la vente

En M€	31.12.2023	31.12.2024
Actifs détenus en vue de la vente	794	818
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	393	322

Au 31 décembre 2024, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente concernent principalement :

- le groupe EDF pour 589 M€ à l'actif et 122 M€ au passif concernant la cession en cours des actifs de stockage gaz au sein d'Edison en Italie (Stoccaggio);
- le groupe RATP pour 228 M€ à l'actif et 200 M€ au passif, correspondant à l'activité de bus à Londres (hors Sighseeing). Un accord de négociation exclusive a été conclu par RATP Développement en décembre 2024 avec First Group en vue d'une cession totale de l'activité, dont la conclusion définitive est intervenue fin février 2025.

Au 31 décembre 2023, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente concernent principalement :

- le groupe EDF pour 596 M€ à l'actif et 147 M€ au passif concernant la cession en cours des actifs de stockage gaz au sein d'Edison en Italie et d'EDF Energy au Royaume-Uni, ainsi qu'un complément de prix sur projet gazier Cassiopea (E&P Italie);
- le groupe RATP pour 198 M€ à l'actif et 235 M€ au passif, correspondant à l'activité de bus à Londres (hors Sighseeing).

La ligne « Résultat des activités arrêtées ou en cours de cession » correspond au résultat des activités décrites ci-dessus.

PASSIFS

NOTE 19 CONTRE VALEUR DES BIENS
MIS EN CONCESSION**Principes comptables**

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions, sont décomposés au passif en :

- droits sur les biens existants : ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concédant. Ce droit est constitué par la contre-valeur en nature des ouvrages – valeur nette comptable des biens mis en concession – déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- droits sur les biens à renouveler : ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers recouvrent :
 - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant ;
 - la provision pour renouvellement constituée pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession.

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, en tant que financement du nouveau bien effectué pour le compte du concédant. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien en droit du concédant sur les biens existants, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant.

En règle générale, la valeur des passifs spécifiques des concessions est déterminée comme suit :

- les droits du concédant sur les biens existants, représentatifs de la part réputée détenue par le concédant dans les biens, sont évalués sur la base des biens figurant à l'actif ;
- les obligations au titre des biens à renouveler sont calculées à partir de la valeur estimée du bien à renouveler déterminée à chaque fin d'exercice en prenant en compte l'usure du bien à cette date avec pour assiette de calcul :
 - pour la provision pour renouvellement, la différence entre la valeur de remplacement du bien calculée en date de clôture et la valeur d'origine. Les dotations annuelles à la provision sont assises sur cette différence diminuée des provisions déjà constituées, le net étant amorti sur la durée de vie résiduelle des biens. Ce mode de dotation conduit à enregistrer des charges qui, pour un bien donné, progressent dans le temps ;
 - pour l'amortissement du financement du concédant, le coût historique pour la partie des biens financés par le concédant.

Tableau 54. Contre-valeur des biens mis en concession

En M€	31.12.2023	31.12.2024
Contre-valeur des biens mis en concession par le concédant	45 332	46 097

La contre-valeur des biens mis en concession (inscrit au bilan dans le poste « Passifs des concessions ») s'élève à 46 Md€ au 31 décembre 2024. Elle est composée :

- de passifs du groupe EDF, d'un montant de 41,8 Md€, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité en France d'EDF à savoir :
 - les droits sur les biens existants (24,1 Md€) : ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concédant. Ce droit est constitué par la contre-valeur en nature des ouvrages (valeur nette comptable des biens mis en concession) déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
 - les droits sur les biens à renouveler : ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers correspondent

à l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant (17,7 Md€) et à la provision pour renouvellement (inscrite au bilan dans le poste « Provisions ») constituée pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession (8,8 Md€).

- de passifs du groupe SNCF liés à des immobilisations de concession hors champ d'IFRIC 12, d'un montant de 2,2 Md€. Le groupe a reconnu un passif concernant le financement d'actifs contrôlés par le groupe et donnés en concession à un tiers exploitant. Ce passif représente la part de financement apportée par le concessionnaire pendant la période de construction. Ce passif est repris en résultat de manière linéaire au prorata des dotations aux amortissements des actifs concernés. Cette reprise est présentée sur la même ligne que les dotations aux amortissements.
- des fonds de caducité relatifs aux sociétés autoroutières (1,4 Md€) et aéroportuaires (0,6 Md€), sous le régime des concessions et dont les biens sont destinés à être remis à titre gratuit au terme de la concession.

PROVISIONS

NOTE 20 AVANTAGES AU PERSONNEL

Principes comptables

Classement des différents avantages au personnel

Les avantages du personnel sont les contreparties de toute forme accordées par une entité pour les services rendus par les membres de son personnel ou pour la cessation de leur emploi. Ils sont composés :

- des avantages à court terme. Ce sont les avantages du personnel (autres que les indemnités de cessation d'emploi) dont le règlement intégral est attendu dans les douze mois qui suivent la clôture de l'exercice au cours duquel les membres du personnel ont rendu les services correspondants ;
- des avantages postérieurs à l'emploi. Ce sont les avantages du personnel (autres que les indemnités de cessation d'emploi et les avantages à court terme) payables après la cessation de l'emploi du membre du personnel ;
- des autres avantages à long terme. Ce sont tous les avantages du personnel autres que les avantages à court terme, les avantages postérieurs à l'emploi et les indemnités de cessation d'emploi. Leur règlement intégral est attendu au-delà de douze mois suivant la clôture de l'exercice au cours duquel les membres du personnel ont rendu les services correspondants ;
- des indemnités de cessation d'emploi. Ce sont les avantages du personnel fournis en contrepartie de la cessation d'emploi d'un membre du personnel résultant : (i) soit de la décision de l'entité de mettre fin à l'emploi du membre du personnel avant l'âge normal de départ en retraite (ii) soit de la décision du membre du personnel d'accepter une offre d'indemnités en échange de la cessation de son emploi.

Évaluation des régimes à prestations définies (avantages postérieurs à l'emploi)

Le mode d'évaluation retenu est fondé sur la méthode des unités de crédit projetées. La valeur actualisée des obligations des entités de la combinaison est déterminée à hauteur des droits acquis par chaque salarié à la date d'évaluation, par application de la formule d'attribution des droits définie pour chaque régime. Lorsque la formule d'acquisition des droits intègre un palier dont l'effet est de différer l'émergence de l'obligation, celle-ci est déterminée sur un mode linéaire.

Le montant des paiements futurs, correspondant aux avantages, est évalué sur la base d'hypothèses d'évolution des salaires, d'âge de départ en retraite, de mortalité, de rotation du personnel. Ces hypothèses sont inhérentes à chaque entité.

Le taux d'actualisation des paiements futurs est déterminé par référence aux taux de marché des obligations d'entreprises de première catégorie, pour une échéance cohérente avec la maturité des engagements évalués. Dans les pays où une telle référence n'existe pas, le taux retenu est obtenu par référence à celui des obligations d'État.

Ces taux sont homogénéisés sur la zone euro.

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 du retraité et de son conjoint, et le taux de matrimonialité ;
- le taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la durée des engagements, déterminés 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.

Comptabilisation des avantages au personnel

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

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

- dans le compte de résultat :
 - le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires ;
 - la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nette des produits des actifs de couverture, évalués à partir du taux d'actualisation des engagements ;
 - le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications / liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes ;
 - les écarts actuariels relatifs aux avantages à long terme.

- dans l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres :
 - les écarts actuariels relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi;
 - l'effet de la limitation au plafonnement de l'actif dans les cas où il trouverait à s'appliquer.

Fonds externalisés

Les fonds externalisés sont appelés à couvrir des engagements de retraites et autres prestations assimilées. Ils sont évalués au bilan en valeur de marché ou, le cas échéant, sur la base de l'évaluation communiquée par le gestionnaire.

Les actifs de couverture sont déduits de la dette actuarielle pour la présentation au bilan.

Lorsqu'à la clôture de l'exercice, le montant net de la dette actuarielle après déduction de la juste valeur des actifs du régime présente un montant débiteur, un actif est reconnu au bilan dans la limite du cumul de ces éléments différés et de la valeur actualisée des sommes susceptibles d'être récupérées par l'entreprise sous la forme d'une réduction de cotisation futures.

Les provisions pour avantages au personnel s'élèvent à 23,3 Md€ au 31 décembre 2024, dont une part courante de 1,2 Md€ (respectivement 21,2 Md€ et 1,0 Md€ au 31 décembre 2023).

La décomposition des mouvements de la période est la suivante :

Tableau 55. *Avantage au personnel*

31 décembre 2023	21 144
Coûts des services rendus	1 192
Écarts actuariels - avantage à long terme	123
Charges d'intérêts (effet de l'actualisation)	689
Charge nette de l'exercice	2 005
Écarts actuariels	120
Rendement des actifs du régime	617
Réévaluation du passif net	737
Écarts de conversion	- 16
Cotisations versées aux fonds	- 121
Prestations versées	- 1 068
Autres variations	610
Autres mouvements	- 596
31 décembre 2024	23 290
<i>dont non courant</i>	22 134
<i>dont courant</i>	1 156

À fin décembre 2024, les principales sociétés contributives en matière de provision pour avantages au personnel sont les suivantes :

Tableau 56. *Avantages au personnel par entités*

En M€	31.12.2023	31.12.2024
EDF	16 561	18 062
SNCF	2 311	2 841
RATP	690	713
Orano	514	528
Autres	1 068	1 147
Avantages au personnel	21 144	23 290

20.1 Avantages au personnel EDF

La provision pour avantages au personnel passe de 16,6 Md€ au 31 décembre 2023 à 18,1 Md€ au 31 décembre 2024. Nette des actifs financiers non courants, cette provision est de 17,5 Md€ (contre 16,4 Md€ en 2023).

L'évolution par pays de la provision sur l'exercice est la suivante :

Tableau 57. Avantages au personnel EDF

En M€	France	Royaume-Uni	Autres	Total engagements	France	Royaume-Uni	Autres	Total actifs de couverture	Passif net
31 décembre 2023	26 187	6 913	822	33 922	- 10 001	- 7 033	- 470	- 17 504	16 418
Charge nette de l'exercice	1 500	294	65	1 859	- 332	- 319	- 17	- 668	1 191
Ecart actuariels	1 252	- 1 145	- 5	102	- 191	846	- 33	622	724
Cotisations versées aux fonds	-	-	-	-	-	- 72	- 34	- 106	
Cotisations salariales	-	1	1	2	-	4	- 1	3	5
Prestations versées	- 1 190	- 317	- 45	- 1 552	431	317	14	762	- 790
Effet périmètre	-	308	-	308	-	- 322	-	- 322	- 14
Effet change	-	-	51	51	-	-	-	-	51
Autres mouvements	-	-	-	-	-	-	28	28	28
31 décembre 2024	27 749	6 054	889	34 692	- 10 093	- 6 579	- 513	- 17 185	17 507
dont provisions pour avantages au personnel									18 062
dont actifs financiers non courants									- 555

L'impact des écarts actuariels sur la provision comptabilisée s'explique de la façon suivante :

- 0,1 Md€ générés sur les engagements 2024 dont :
 - 1,3 Md€ en France en lien avec la variation des écarts d'expérience pour 1,7 Md€ et la variation du taux d'inflation pour -0,4 Md€, et ;
 - -1,1 Md€ au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation pour -1,0 Md€ ;
- 0,6 Md€ générés sur actifs. Ils résultent principalement, pour 0,8 Md€ 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 -0,2 Md€ 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.

Au regard des variations sur l'exercice, des analyses de sensibilité du montant des engagements aux hypothèses actuarielles retenues ont été réalisées. Il en ressort les impacts suivants :

Tableau 58. Avantages au personnel EDF - sensibilités

En M€	France -25bp	France +25bp	Royaume-Uni -25bp	Royaume-Uni +25bp
Taux d'actualisation	- 1 128	1 210	- 226	236
Taux d'inflation	1 176	- 1 100	180	- 191
Taux d'augmentation des salaires	1 176	- 1 105	n.a.	n.a.
n.a.: non applicable.				

La provision pour avantages au personnel des entités françaises

La provision pour avantages au personnel du groupe EDF est principalement liée aux avantages consentis aux effectifs des entités françaises. Le tableau ci-dessous présente la répartition par nature de la provision aux bornes d'EDF France :

Tableau 59. Avantages au personnel EDF - entités françaises

En M€	31.12.2023	31.12.2024
Retraites	10 300	10 758
Avantages en nature énergie	2 968	3 864
Indemnités de fin de carrière	162	149
Autres	1 296	1 365
Avantages postérieurs à l'emploi	14 726	16 136
Rentes ATMP et invalidité	1 214	1 270
Médailles du travail	221	225
Autres	25	25
Avantages long terme	1 460	1 520
Avantages au personnel	16 186	17 656

En France, la grande majorité des effectifs du groupe bénéficie du statut des Industries électriques et gazières (IEG), incluant le bénéfice d'avantages statutaires, dont, pour les salariés embauchés avant le 1^{er} septembre 2023, le régime spécial de retraite. Ces sociétés sont EDF, Enedis, Électricité de Strasbourg et EDF PEI.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005, 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 EDF au titre de ses engagements.

Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Les engagements provisionnés au titre des retraites comprennent :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1^{er} janvier 2005 pour les activités régulées – transport et distribution (les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement).

La loi du 14 avril 2023, portant réforme des retraites, prévoit la fermeture du régime spécial de retraite des IEG pour les salariés recrutés à compter du 1^{er} septembre 2023. Ces salariés bénéficieront des seuls régimes de retraite de droit commun (CNAV, AGIRC-ARRCO) mais continueront de bénéficier des autres avantages associés au statut des IEG (avantage en nature énergie, droits familiaux, ...)

Par ailleurs, 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) ;

Enfin, 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.

Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages, concernant les salariés en activité, sont accordés selon chaque réglementation locale, en particulier en France, 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.

20.2 Avantages au personnel SNCF

Tableau 60. Avantages au personnel SNCF

En M€	31.12.2023	31.12.2024
Retraite et autres avantages assimilés	325	343
Prévoyance CS	46	44
Action sociale	182	177
Rentes accidents du travail	793	786
Cessation anticipée d'activité (CAA) & temps partiel fin de carrière (TPFC)	-	751
Avantages postérieurs à l'emploi	1 346	2 101
Rentes accidents du travail	42	42
Médailles du travail et autres avantages assimilés	205	176
Cession progressive d'activité (CPA)	273	8
Compte-épargen temps (CET)	446	514
Autres avantages du personnel	966	740
Avantages au personnel	2 311	2 841
dont valeur actualisée des obligations	2 156	2 581
dont juste valeur des actifs du régime	155	260

La variation de +530 M€ se décompose comme suit :

Tableau 61. Variation des avantages au personnel SNCF

En M€	Retraites et assimilés	Prévoyance	Action sociale	Rentes accidents du travail	CPA CET	Médailles du travail et autres avantages	Engagements	Actifs de couverture	Plafonnement de l'actif	Avantages au personnel
31 décembre 2023	1 032	46	182	835	719	205	3 019	711	1	2 309
Coût des services rendus	38	1	3	24	65	33	163			163
Cotisations des salariés	6						6	6		12
Coût des services passés générés au titre d'une modification de régime					442	1	443			443
Effet des liquidations	- 2					- 3	- 4			- 4
Rendement des actifs							-	33		35
Coût financier	44	2	6	27	15	3	97			97
Écarts actuariels générés sur la période	- 95	- 1	- 5	2	52	- 6	- 52	- 26		- 78
Prestations payées par l'entreprise aux salariés	- 24	- 2					- 174	14		- 160
Prestations payées par le fonds	- 21						- 21	- 21		- 42
Effet des variations de périmètre	12						11			11
Effet change	29					1	30	31		61
Autres	- 2				- 1	3	- 2	- 1		- 3
31 décembre 2024 (net)	1 018	44	177	828	1 272	176	3 517	746	4	2 844
dont actif										2
31 décembre 2024 (total passif)										2 841

L'augmentation du passif (actif) net de 465 M€ résulte essentiellement de la constatation de la provision relative aux Cessations anticipées d'activité (CAA) aux Temps partiels fins de carrières (TPFC) de 751 M€ et de la reprise concomitante de la provision pour Cessations progressives d'activité pour 265 M€.

Au 31 décembre 2024, le gain actuariel net de 26 M€ résulte essentiellement des effets contrastés relatifs à :

- la variation des taux d'actualisation et des taux d'inflation observée sur l'ensemble des zones monétaires ;
- l'évolution des autres hypothèses, notamment le taux d'augmentation des salaires ;
- un écart observé sur le nombre de jours épargnés sur les Comptes Épargne Temps ;
- et aux autres écarts d'expérience relatifs aux effectifs et aux barèmes des salaires.

Le gain actuariel reconnu en « Réserves recyclables » au titre des avantages postérieurs à l'emploi s'élève à 70 M€. L'écart actuariel imputé en résultat financier au titre des autres avantages à long terme est une charge nette actuarielle de 46 M€.

Les effets de change concernent principalement les régimes de retraite des filiales anglaises et résultent de la baisse de la parité Livre Sterling / Euro observée depuis le Brexit.

Les avantages postérieurs à l'emploi du groupe SNCF sont principalement composés :

- des régimes de retraite en accord avec les lois et pratiques de chaque pays dans lequel le groupe SNCF est implanté et en dehors des régimes de droits communs régis par la loi.
 - En France, les indemnités de départ à la retraite versées au salarié lors de son départ sont déterminées selon la

convention collective nationale ou l'accord d'entreprise en vigueur dans l'entreprise. Ces régimes peuvent faire l'objet d'un financement partiel.

- En Italie, les salariés bénéficient du *Trattamento di Fine Rapporto di lavoro subordinato* (TFR). Cette indemnité de cessation d'emploi due par l'employeur sans considération du motif de rupture du contrat, prend la forme d'un versement unique représentant environ 1/14ème de la rémunération annuelle par année d'ancienneté. Ce régime est comptabilisé comme un avantage postérieur à l'emploi puisque les indemnités sont octroyées aux salariés au titre des services rendus pendant la période d'activité.
- des rentes accidents du travail, de trajets et maladies professionnelles (ATT-MP) des agents du cadre permanent. Le service des rentes accidents du travail est auto-assuré au personnel actif et retraité des sociétés SNCF, SNCF Voyageurs, SNCF Réseau, Gares et Connexions et FRET SNCF, indépendamment du régime général en vigueur. Les rentes viagères sont intégralement provisionnées dès qu'elles sont accordées aux agents accidentés sans condition d'ancienneté. Elles constituent des avantages à long terme pour les actifs en période d'activité ou des avantages postérieurs à l'emploi pour la période de retraite des agents.
- d'actions sociales mises en œuvre au titre de l'action sociale des sociétés SNCF, SNCF Voyageurs, SNCF Réseau, Gares et Connexions et FRET SNCF : accès aux infrastructures, consultation d'assistantes sociales, etc.
- de régime de prévoyance des cadres supérieurs statutaires.

Les avantages postérieurs à l'emploi du groupe SNCF sont principalement composés :

- Les formules de cessations anticipées d'activité (CAA) et de temps partiels de fin de carrière (TPFC) résultent de l'accord sur les dispositifs d'accompagnement de fin de carrière du 22 avril 2024, qui se substitue à l'accord de juin 2008 relatif à la cessation progressive d'activité (CPA). L'accord sur les dispositifs d'accompagnement de fin de carrière offre à tout salarié contractuel ou statutaire des 6 entités SNCF, des filiales créées dans le cadre de l'ouverture à la concurrence du service Voyageurs et des sociétés Hexafret et Technis (pour une durée de 3 ans), la possibilité de bénéficier d'une formule de cessation anticipée d'activité ou d'un temps partiel de fin de carrière, dès lors qu'il liquide son droit à pension de retraite à l'issue du dispositif. La CAA TPFC constitue un avantage postérieur à l'emploi et fait l'objet d'une provision. Le calcul de la provision repose sur plusieurs hypothèses structurantes, telles que l'âge de départ à la retraite, la durée d'exposition à des postes à pénibilité avérée, les prévisions d'adhésion aux différentes formules de CAA ou de TPFC. La provision relative à la CPA, devenue caduque du fait du

nouvel accord du 22 avril 2024 a été reprise en quasi-intégralité. La CPA qui constituait un avantage à long terme, proposait une formule de temps de travail permettant une cessation dégressive ou complète d'activité avant le départ à la retraite.

- des Comptes Epargne Temps (CET) de fin d'activité, portant sur la réforme de l'organisation du temps de travail dans l'Entreprise et du décret du 3 septembre 2008 sur l'application de la loi du 8 février 2008 pour le pouvoir d'achat, l'ex EPIC SNCF Mobilités avait signé, le 6 juin 2008, un accord collectif prévoyant la création d'un compte épargne temps permettant d'épargner des jours de congés, à utiliser soit en complément des jours de congés de l'année (avantage à court terme), soit en fin de carrière, ou dans le cadre d'une cessation progressive d'activité. L'accord bénéficie au personnel des 6 entités SNCF.

Ces provisions étant calculées sur la base d'hypothèses actuarielles, une variation des taux retenus aurait un impact sur les comptes. Les simulations réalisées mettent en évidence la sensibilité suivante :

Tableau 62. Avantages au personnel SNCF - sensibilités

En M€	Retraites et assimilés	Prévoyance	Action sociale	Rentes accidents du travail	CPA CET
Sensibilité au taux d'actualisation					
+0,25pt	- 64	- 1	- 6	- 24	- 27
-0,25pt	66	1	6	25	29
Sensibilité au taux d'inflation					
+0,25pt		1	6	25	
-0,25pt		- 1	- 6	- 24	
Sensibilité au taux d'adhésion au dispositif CPA					
+1pt					24
-1pt					- 26

Pour rappel, les principales hypothèses de taux retenues en 2024 sont les suivantes :

Tableau 63. Avantages au personnel SNCF - hypothèses de taux

	Geodis Allemagne	Geodis France	Keolis	Eurostar (UK)	Geodis Suède
Taux d'actualisation	3,49%	3,37%	3,13%	5,70%	3,20%
Taux d'augmentation des salaires	2,50%	2,90%	4,54%	2,90%	2,80%
Taux d'inflation	2,00%	2,00%	2,00%	3,20%	1,80%

20.3 Avantages au personnel RATP

Tableau 64. Avantages au personnel RATP

En M€	31.12.2023	31.12.2024
Indemnités de départ à la retraite	273	282
Allocation décès des retraités	26	26
Indemnités de décès des actifs	13	10
Cessation anticipée d'activité	1	1
Rentes maladies professionnelles et accidents du travail des retraités	284	305
TFR (Italie)	33	30
Avantages postérieurs à l'emploi	630	654
Médaille du travail	19	15
Chômage	13	13
Rentes maladies professionnelles et accidents du travail des actifs	27	32
Avantages à long terme	60	60
Avantages au personnel	690	713

La variation de +23 M€ de la provision pour avantages au personnel est principalement liée à la variation des avantages postérieurs à l'emploi et plus précisément à la hausse des rentes maladies professionnelles et accidents du travail des retraités (+21 M€).

Les variations des avantages postérieurs à l'emploi sont les suivantes :

Tableau 65. Avantages postérieurs à l'emploi RATP

En M€	Indemnité fin de carrière	Indemnité décès actifs	Allocations décès des retraités	Rentes accidents du travail / maladies professionnelles	Cessation anticipé d'activité	TFR (Italie)	Retraites des filiales étrangères	Total avantages post-emploi
31 décembre 2023	273	13	27	284	1	34	-	630
Charge de l'exercice	25	1	1	31	-	1	-	60
Prestations payées par l'employeur	- 21	- 5	- 1	- 14	-	- 3	-	- 47
Ecart actuariels	4	-	-	4	-	- 1	- 4	4
Effet de périmètre	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres	1	-	-	-	-	-	4	5
Activités non poursuivies	-	-	-	-	-	-	-	-
31 décembre 2024	283	9	27	306	1	31	-	654

Les avantages postérieurs à l'emploi se composent :

Indemnités de départ en retraite

Le salarié a droit, sauf disposition conventionnelle plus favorable, à une indemnité de départ en retraite. Le montant de cette indemnité est fixé en fonction de l'ancienneté dans l'entreprise. La RATP verse à tous les agents prenant leur retraite et remplissant les conditions, une indemnité de départ calculée sur la base de la rémunération statutaire mensuelle brute et d'un coefficient hiérarchique de l'intéressé à la date de son départ à la retraite. Ce coefficient dépend du nombre d'années atteintes au moment du départ en retraite et est fixé dans le cadre des accords salariaux en vigueur.

Allocation décès des retraités

La RATP verse une allocation décès aux ayants droit des retraités titulaires d'une pension d'ancienneté ou d'une pension proportionnelle concédée avec jouissance immédiate. Le montant de cette allocation est calculé sur la base, au jour du décès, de trois fois le montant mensuel de la pension proprement dite. Le montant de l'engagement est évalué selon les données historiques de versements de cette allocation.

Indemnité décès des actifs

Tout comme le régime général de la sécurité sociale, les assurances sociales RATP couvrent, entre autres risques, le risque décès. L'assurance décès a pour objet de garantir aux ayants droit, lors du décès d'un assuré, le paiement d'une somme dite « capital décès », égale à douze mois du salaire

de l'agent au moment de son décès, destinée à compenser la perte de ressources que l'assuré procurait à son foyer par l'exercice d'une activité professionnelle.

Cessation anticipée d'activité

Ce dispositif s'applique aux salariés atteints d'une maladie professionnelle liée à l'amiante. Il consiste en un maintien partiel de la rémunération en cas de départ anticipé à la retraite, sous condition d'âge, d'agents qui en font la demande.

Rentes maladies professionnelles et accidents du travail des retraités

La RATP ne cotise pas au régime général d'accidents du travail mais assure elle-même le financement des indemnités versées.

Le salarié victime d'un accident du travail ou d'une maladie professionnelle qui conserve, à la date de consolidation des blessures, une incapacité permanente partielle de travail, peut demander une indemnisation en capital ou une rente annuelle et viagère. Il appartient à la commission des rentes accidents de travail et maladies professionnelles de la Caisse de coordination aux Assurances Sociales (CCAS) de la RATP, de se prononcer sur le droit de la victime ou de ses ayants droit à une rente et sur le montant de celle-ci. Ces prestations sont servies par la Caisse. Les rentes sont servies jusqu'au décès de leur bénéficiaire et sont réversibles le cas échéant.

Pensions de retraites des filiales étrangères

Certaines filiales étrangères (essentiellement au Royaume-Uni) ont des plans à prestations définies destinés à couvrir les engagements pour pensions de retraite. Ces engagements sont partiellement couverts par des fonds externalisés, dont les actifs sont composés essentiellement de valeurs financières locales. Dans le cadre de la clôture au 31 décembre 2024, les engagements nets pour pensions des filiales anglaises sont reclassés dans les « actifs et passifs des activités non poursuivies », conformément à la norme IFRS 5.

Provision pour indemnité de départ « TFR » (« Trattamento di Fine Rapporto ») dans les filiales italiennes

Certaines filiales italiennes du Groupe ont des plans à prestations définies destinés à couvrir une indemnité de départ appelée TFR (« Trattamento di Fine Rapporto ») qui correspond à une fraction de la rétribution de chaque employé, provisionnée par l'employeur tout au long de la durée du rapport contractuel avec son salarié et destinée à lui être versée à son départ, quelle que soit la raison de celui-ci (départ en retraite, licenciement pour un juste motif, démission, décès). L'indemnité versée correspond aux droits acquis mensuellement à concurrence d'une fraction du salaire. Ces engagements sont voués à disparaître au fur et à mesure des départs des salariés bénéficiaires, les entreprises de plus de 50 salariés étant maintenant tenues de verser la TFR à l'organisme public de prévoyance italien « INPS » (Istituto nazionale della previdenza sociale).

20.4 Avantages au personnel Orano

Tableau 66. Avantages au personnel Orano

En M€	31.12.2023	31.12.2024
Frais médicaux et prévoyance	2	2
Indemnités de fin de carrière	218	239
Médailles du travail	6	6
Préretraites	277	270
Retraites supplémentaires	11	10
Avantages au personnel	514	528
dont dette actuarielle	863	809
dont juste valeur des actifs de couverture	- 349	- 281

Les sociétés du groupe Orano, selon les lois et usages de chaque pays, versent à leurs salariés qui partent à la retraite une indemnité de fin de carrière. Par ailleurs, elles versent des médailles du travail, des rentes de préretraite, et des compléments de retraite garantissant des ressources contractuelles à certains salariés.

Le principal avantage du groupe, le régime Congés Anticipation Fin de Carrières (« CAFC »), est un régime d'anticipation de fin de carrière de type compte épargne temps (CET) avec abondement de l'employeur, à destination du personnel travaillant de nuit ou dans certains postes définis dans l'accord.

Au 31 décembre 2024, les actifs financiers sont composés d'obligations à hauteur de 98 % et d'autres supports monétaires à hauteur de 2 % (répartition identique à celle du 31 décembre 2023).

NOTE 21 PROVISIONS COURANTES ET NON COURANTES

Principes comptables

Les provisions sont comptabilisées lorsque les trois conditions suivantes sont simultanément remplies :

- il existe une obligation actuelle (juridique ou implicite) vis-à-vis d'un tiers résultant d'un événement passé, antérieur à la date de clôture ;
- il est probable qu'une sortie de ressources représentative d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation ;
- le coût de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues des systèmes d'information, d'hypothèses, éventuellement complétées par l'expérience de transactions similaires, et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires de chaque entité du périmètre de combinaison. Ces différentes hypothèses sont revues, par chaque entité, à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Les passifs éventuels, correspondant à une obligation qui n'est ni probable ni certaine à la date d'arrêté des comptes, ou à une obligation probable pour laquelle la sortie de ressources ne l'est pas, ne sont pas comptabilisés. Ils font l'objet d'une information en annexe.

Les provisions pour démantèlement et reconstitution des sites

Elles sont destinées à couvrir la valeur actuelle des coûts de remise en état des sites qui supportent ou ont supporté des ouvrages. Leur montant reflète la meilleure estimation des coûts futurs déterminés, en fonction des exigences réglementaires actuelles ou en cours d'adoption, de l'état des connaissances techniques ainsi que de l'expérience acquise. Elles sont constituées initialement en contrepartie d'un actif corporel qui est amorti sur la durée d'exploitation prévisible du site concerné.

Les provisions sont actualisées en prenant en compte la date effective d'engagement des coûts. Le taux d'actualisation reflète les conditions d'un taux sans risque attaché à des obligations de même maturité, majoré de l'effet des risques spécifiques attachés au passif concerné.

Dans tous les cas, l'effet des révisions d'estimations (calendrier de démantèlement, estimation des coûts à engager, etc.) conduit à modifier la valeur de l'actif, l'impact dans le montant de l'amortissement étant pris de manière prospective. Enfin, la valeur de l'actif ainsi modifié fait l'objet d'un test de perte de valeur.

Les dotations et reprises de provision relèvent du résultat opérationnel. La charge de désactualisation figure en charges financières. Enfin, la valeur de l'actif fait l'objet d'un test de perte de valeur.

Autres provisions

Des provisions pour risques et charges sont constituées en vue de couvrir les obligations légales, juridiques ou implicites résultant d'événements passés pour lesquelles les entités de la combinaison prévoient qu'une sortie de ressources sera nécessaire. Tous les risques sont régulièrement examinés.

Lorsqu'elles sont utilisées, les provisions sont reprises au compte de résultat et viennent en contrepartie des charges correspondantes.

Tableau 67. Variation des provisions

En M€	Notes	31.12.2023	Dotations	Reprises non utilisées	Reprises utilisées	Effet périmètre	Actualisation	Effet change	Autres mouvements	31.12.2024
Provisions liées à la production d'énergie	21.1	74 110	5 770	- 126	- 3 017	- 27	3 140	754	3 027	83 630
Provisions renouvellement des immobilisations en concession	21.2	8 923	40	- 47	- 8	-	-	-	- 126	8 782
Provisions pour pertes à terminaison	21.3	1 342	387	- 226	- 367	51	23	4	1	1 216
Provisions pour risques liés à des opérations financières	21.4	837	60	- 36	- 23	-	1	9	159	1 006
Provisions environnementales	21.5	2 763	2 142	- 30	- 2 215	- 72	24	48	- 3	2 656
Autres provisions	21.6	6 465	1 990	- 492	- 1 427	- 236	142	25	- 48	6 417
Provisions courantes et non courantes		94 440	10 389	- 957	- 7 058	- 285	3 330	840	3 010	103 708
dont non courant		85 962								96 192
dont courant		8 478								7 516

21.1 Provisions liées à la production d'énergie

Les provisions liées à la production d'énergie (83,6 Md€) comprennent principalement les provisions liées à la production nucléaire, qui s'élèvent à hauteur de 81,3 Md€ au 31 décembre 2024, et comprennent également les provisions pour déconstruction hors installations nucléaires, à hauteur de 2,3 Md€ (note 21.1.3).

Les provisions liées à la production nucléaire comprennent :

- les provisions pour aval du cycle (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) ;
- les provisions pour déconstruction des centrales ;
- 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.

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

Tableau 68. Provisions liées à la production nucléaire

En M€	Notes	31.12.2023	Dotations nettes	Actualisation	Effet change	Autres mouvements	31.12.2024
Gestion du combustible usé		15 114	2 826	638	59	77	18 714
Reprise et conditionnement des déchets		1 801	- 79	93	21	134	1 970
Gestion à long terme des déchets radioactifs		16 262	547	446	61	333	17 649
Provisions pour aval du cycle nucléaire		33 177	3 294	1 177	141	544	38 333
Déconstruction des centrales nucléaires		34 884	- 632	1 593	537	2 257	38 639
Derniers cœurs		3 991	-	193	62	118	4 364
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	21.1.1 et 21.1.2	38 875	- 632	1 786	599	2 375	43 003
Provisions liées à la production nucléaire		72 052	2 662	2 963	740	2 919	81 336
EDF		63 544	2 759	2 545	740	2 689	72 277
ORANO		8 508	- 97	418	-	230	9 059

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

- chez EDF :
 - En France :
 - une augmentation des provisions pour gestion des combustibles usés en France au titre de la révision du scénario industriel d'entreposage des combustibles usés pour 3,3 Md€;
 - 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 pour 0,8 Md€;
 - la première divergence de la centrale de Flamanville 3 se traduisant par une augmentation des provisions liées à la production nucléaire de 0,4 Md€;
 - une hausse du taux d'actualisation réel de 10 points de base en France diminuant les provisions de -1,0 Md€.
 - Au Royaume-Uni :
 - une mise à jour de l'estimation des coûts pour 3,4 Md€ 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 -0,8 Md€;
 - les nouvelles hypothèses 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 -0,4 Md€.
- chez Orano : outre l'effet de désactualisation, elle s'explique par une révision à la hausse des devis ainsi que des variations d'hypothèses financières .

Plus précisément, la répartition par société est la suivante :

Tableau 69. Provisions liées à la production nucléaire par entités

En M€	Orano Note 21.1.1	EDF SA Note 21.1.1	EDF Energy Note 21.1.2	EDF Belgique	TOTAL
Gestion du combustible usé	-	17 449	1 265	-	18 714
Reprise et conditionnement des déchets	1 450	-	520	-	1 970
Gestion à long terme des déchets radioactifs	1 668	14 156	1 446	379	17 649
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31.12.2024	3 118	31 605	3 231	379	38 333
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31.12.2023	2 915	27 081	2 817	364	33 177
Déconstruction des centrales nucléaires	5 942	19 221	12 878	599	38 640
Derniers cœurs	-	2 995	1 369	-	4 364
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31.12.2024	5 942	22 216	14 247	599	43 004
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31.12.2023	5 593	21 139	11 548	596	38 876
Provisions liées à la production nucléaire au 31.12.2024	9 060	53 821	17 478	978	81 337
Provisions liées à la production nucléaire au 31.12.2023	8 508	48 220	14 365	960	72 053

21.1.1 Provisions nucléaires en France

En France, les provisions constituées par EDF SA et Orano au titre du parc nucléaire de production relèvent des dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

En qualité d'exploitant d'installations nucléaires, EDF SA et Orano ont l'obligation juridique de procéder, lors de l'arrêt définitif de tout ou partie de ses installations industrielles, à leur mise en sécurité et à leur démantèlement. Ils doivent

également reprendre et conditionner selon les normes en vigueur certains déchets historiques ainsi que les déchets issus des activités d'exploitation et de démantèlement. Par ailleurs, ils doivent assumer les obligations de surveillance des sites de stockage fermés.

Comptablement, les deux entités :

- provisionnent l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont ils sont les exploitants ; et
- constituent des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme.

Orano

Les variations des provisions pour opérations de fin de cycle se répartissent comme suit :

Tableau 70. Provisions liées à la production nucléaire en France - Orano

En M€	31.12.2023	Reprises utilisées	Dépenses tiers	Révisions de devis	Désactualisation	Autres variations	31.12.2024
Reprise et conditionnement des déchets	1 395	- 112		33	71	63	1 450
Gestion à long terme des déchets et surveillance des sites	1 520	- 15		29	75	59	1 668
Démantèlement	5 594	- 194	- 16	178	272	108	5 942
Provisions pour opérations fin de cycle	8 508	- 321	- 16	240	418	230	9 059

Au 31 décembre 2024, les reprises utilisées de 321 M€ correspondent aux dépenses des opérations de fin de cycle encourues par Orano.

Les révisions de devis pour 240 M€ comprennent des dotations et des reprises relatives :

- au démantèlement des installations en exploitation pour 81 M€ dont la mise en service des nouveaux concentrateurs de produits de fission ("NCPF") pour 47 M€ (ayant pour contrepartie les actifs de démantèlement part groupe ;
- au démantèlement des installations arrêtées et aux opérations de RCD et de gestion long terme des déchets pour 158 M€ dont 61 M€ financés par des contrats commerciaux (ayant pour contrepartie le résultat opérationnel).

Les autres variations pour 231 M€ proviennent des variations d'hypothèses financières sur l'exercice 2024. La contrepartie des variations d'hypothèses financières est décomposée comme suit :

- une charge financière de 109 M€ au titre des installations arrêtées ;
- une augmentation des actifs de démantèlement part groupe de 121 M€ au titre des installations en exploitation ; et
- une augmentation des actifs de démantèlement part tiers pour 1 M€ au titre des installations en exploitation.

EDF

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

Tableau 71. Provisions liées à la production nucléaire en France - EDF

En M€	Notes	31.12.2023	Dotations nettes	Autres mouvements	31.12.2024
Gestion du combustible usé	21.1.1.1	13 876	3 518	55	17 449
Gestion à long terme des déchets radioactifs	21.1.1.2	13 205	822	129	14 156
Provisions pour aval du cycle nucléaire		27 081	4 340	184	31 605
Déconstruction des centrales nucléaires	21.1.1.3	18 419	878	- 76	19 221
Derniers cœurs	21.1.1.4	2 720	126	149	2 995
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		21 139	1 004	73	22 216
Provisions liées à la production nucléaire		48 220	5 344	257	53 821
dont périmètre Loi du 28 juin 2006 ¹		47 001	5 325	257	52 583
dont hors périmètre Loi du 28 juin 2006 ¹		1 219	19		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.

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

- une augmentation des provisions pour gestion des combustibles usés en France au titre de la révision du scénario industriel d'entreposage des combustibles usés pour 3,3 Md€ dont les effets sont présentés en « augmentations » ;
- la première divergence de la centrale de Flamanville 3 se traduisant par une augmentation des provisions liées à la production nucléaire de 0,5 Md€ ;
- 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 pour 0,8 Md€.

Il est par ailleurs à noter une hausse du taux d'actualisation réel de 10 points de base en France diminuant les provisions de -1,0 Md€. L'effet d'actualisation comprend par ailleurs la charge de désactualisation pour 2,3 M€ 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.

21.1.1.1 Provisions pour gestion du combustible usé

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible, est de pratiquer le traitement des combustibles usés, 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 M€) 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 2,2 Md€ 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^{er} 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 usés 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 détention 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 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 M€ 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 M€ 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 M€ 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 M€, et les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs ont diminué de 120 M€.

A 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 M€ au titre du coût lié à la densification des piscines d'Orano à La Hague et à 4,5 Md€ 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 d'EDF 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^e 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 M€) 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.

21.1.1.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Orano

Orano provisionne les dépenses relatives aux déchets radioactifs dont il a la propriété.

Ces dépenses couvrent :

- l'évacuation et le stockage en surface des déchets de très faible activité (TFA) et de faible et moyenne activités à vie courte (FMAVC) issus du démantèlement des installations;
- l'entreposage, l'évacuation et le stockage en subsurface des déchets de faible activité et à vie longue (FAVL);
- l'entreposage, l'évacuation et le stockage en couche géologique profonde des déchets de haute et moyenne activités à vie longue (HAVL et MAVL); et
- la quote-part des frais de surveillance après fermeture des différents sites de stockage ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs).

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent les colis relatifs aux déchets historiques, l'ensemble des déchets qui seront issus du démantèlement des installations et les déchets technologiques HA-MAVL issus de l'exploitation des installations.

Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets.

L'évaluation de la provision liée à la gestion long terme des déchets HAVL et MAVL est fondée sur l'hypothèse de mise en œuvre d'un stockage en couche géologique profonde (ci-après appelé CIGEO) et basée sur le coût à terminaison de 25 Md€ fixé dans l'arrêté ministériel du 15 janvier 2016 (valeur brute non actualisée, aux conditions économiques du 31 décembre 2011). Cet arrêté tient notamment compte du chiffrage du projet établi par l'ANDRA, de l'avis de l'ASN et des observations formulées par les exploitants nucléaires. En application de cet arrêté, il est prévu que le coût du projet CIGEO pourra être mis à jour à l'occasion du franchissement des étapes clés de son développement (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'ASN. Le 15 janvier 2018, l'ASN a par ailleurs rendu son avis sur le dossier d'options de sûreté de CIGEO estimant que le projet a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du dossier d'options de sûreté et demandant des éléments de démonstration complémentaires pour les déchets bitumineux.

Ce coût à terminaison, après ajustement aux conditions économiques au 31 décembre 2024 et actualisation, est provisionné à hauteur de l'estimation de la quote-part de financement qui

sera in fine supportée par le groupe et à due proportion des déchets existant à la clôture et des déchets qui seront issus des opérations de démantèlement. La répartition du financement entre les exploitants nucléaires dépend de multiples facteurs incluant le volume et la nature des déchets envoyés par chaque exploitant, le calendrier d'envoi des déchets et la configuration de l'installation souterraine.

A titre d'analyse de sensibilité, tout relèvement d'un milliard du montant du devis du projet CIGEO en valeur avant actualisation conduirait à une dotation complémentaire par Orano d'environ + 27 M€ exprimés en valeur actualisée sur la base de la méthodologie utilisée pour établir la provision existante.

EDF

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 :

Tableau 72. Détail des provisions liées à la gestion à long terme des déchets radioactifs

En M€	31.12.2023	31.12.2024
Déchets de Très Faible Activité (TFA) et Faible et Moyenne Activité (FMA)	3 176	3 310
Déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL)	369	371
Déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL)	9 660	10 475
Provisions gestion à long terme des déchets radioactifs	13 205	14 156

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 Soulaïnes, 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^e 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.

Évolutions 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 M€.

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 Soulaïnes (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^e Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR), 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-Soulaïnes et amenant à considérer d'autres options que le site de Vendevre-Soulaïnes 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).

Projet du Centre industriel de stockage géologique - Cigéo

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

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.

21.1.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

Orano

L'évaluation du coût des opérations de démantèlement des installations et de RCD repose sur des méthodologies et des scénarios décrivant la nature et le cadencement des opérations envisagées. L'estimation résulte d'une approche paramétrique pour les installations en cours d'exploitation (chiffrage résultant de l'inventaire de l'installation : volume des matières, équipements, etc) et d'une approche analytique pour les installations à l'arrêt et les opérations de RCD (chiffrage résultant de l'estimation du coût de chaque opération envisagée : volume et coût des unités d'œuvre requises, recueil de devis de sous-traitants, etc.).

Les scénarios de démantèlement retenus par Orano sont conformes 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 dans le Code de la santé publique.

Orano évalue les provisions sur la base d'un scénario de référence qui définit notamment l'état final du site. Dès lors qu'Orano considère que la réutilisation industrielle des bâtiments après le déclassement des installations est compatible avec un usage industriel possible, les provisions excluent les coûts de leur déconstruction. Dans certaines situations, Orano prévoit toutefois la déconstruction des bâtiments et provisionne alors les coûts associés. Orano provisionne également les coûts de traitement des sols marqués radiologiquement lorsque les études de caractérisation de ces sols rendent ces opérations probables.

Compte tenu de la durée des opérations de fin de cycle, les principales opportunités et les incertitudes citées pour exemple ci-dessous sont prises en compte lors de leur survenance :

Opportunités :

- gains générés par l'effet d'apprentissage et la standardisation industrielle des modes opératoires ;

- investigations poussées sur l'état des installations grâce aux nouvelles technologies, afin de réduire l'incertitude liée à l'état initial des installations ; et
- obtention d'une dérogation ou d'un seuil de libération permettant le recyclage des matériaux métalliques de très faible activité issus du démantèlement des installations du secteur Amont ;

Incertitudes :

- révision de scénarios de certains projets de RCD de la Hague lors de la qualification de procédés de reprise de déchets ;
- écarts entre l'état initial prévu des installations et l'état initial constaté ;
- évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement ; et
- évolution des paramètres financiers (taux d'actualisation et taux d'inflation).

Par ailleurs, le coût technique des opérations de fin de cycle est conforté par la prise en compte :

- d'un scénario de référence tenant compte du retour d'expérience ;
- d'aléas pour risques identifiés lors des analyses de risques conduites selon le référentiel Orano et mises à jour régulièrement en cohérence avec l'avancement des projets ; et
- d'aléas destinés à couvrir des risques non identifiés.

EDF

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 :

Tableau 73. Variation des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

En M€	31.12.2023	Dotations	Reprises	Actualisation	Autres mouvements	31.12.2024
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 002	-	- 10	594	- 76	13 510
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 417	399	- 264	159	-	5 711
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	18 419	399	- 274	753	- 76	19 221

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 M€ 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 en exploitation (filiale réacteur à eau pressurisée REP paliers 900 MW, 1300 MW et N4)

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

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

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

Entre juin 2014 et juillet 2015, un audit sur les coûts du démantèlement du parc nucléaire d'EDF en exploitation, commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), a été conduit par des cabinets spécialisés. Le 15 janvier 2016, la DGEC a rendu publique la synthèse du rapport de cet audit. L'Administration a indiqué que, bien que l'estimation du coût du démantèlement de réacteurs nucléaires reste un exercice délicat, compte tenu du retour d'expérience relativement limité, des perspectives d'évolution des techniques et de l'éloignement des dépenses dans le temps, l'audit confortait globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire en exploitation. L'Administration 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 2024) s'élève à environ 0,67 Md€ pour une tranche de Fessenheim, à comparer à 0,42 Md€ 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 M€ 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^e 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 M€ 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 M€, dont 77 M€ concernaient la provision pour déconstruction des centrales nucléaires et 31 M€ 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 M€.

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 M€.

Il convient de noter par ailleurs une augmentation des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées de 41 M€, 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 M€ (dont 70 M€ 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 M€.

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 :

Tableau 74. Provisions liées aux centrales nucléaires définitivement arrêtées

En M€	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	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

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 Md€ 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 Md€ 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 Md€ de coût à terminaison pour un réacteur), en raison du traitement du sodium, très délicat à éliminer, et de la taille des installations, en particulier celle du réacteur (sa cuve est 20 fois plus grande que celle d'un REP 1 300 MW).

L'état d'avancement des chantiers sur les installations définitivement arrêtées est le suivant :

- Chooz A : le réacteur a été arrêté en 1991 et le démantèlement nucléaire a débuté en 2007 après l'obtention du décret de démantèlement. La dernière étape du démantèlement a commencé en 2016 avec la découpe, le conditionnement et l'évacuation des composants internes de la cuve, qui sera suivie par le démantèlement

de la cuve elle-même. Après des difficultés rencontrées sur le chantier jusqu'en 2022 (impact de la crise sanitaire, indisponibilités du pont de manutention), celui-ci a progressé 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 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 Sûreté 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.

21.1.1.4 Provision 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 inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement d'une tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision. Il est à noter que le Conseil d'État, dans sa décision du 11 décembre 2020, a contesté la déductibilité fiscale des conséquences de la constitution immédiate d'une provision pour démantèlement du dernier cœur (« part amont »). Par un arrêt du 31 mars 2023, la haute juridiction a confirmé définitivement la non-déductibilité fiscale de cette provision.

En 2023, les provisions pour derniers cœurs ont augmenté de 103 M€ 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 M€ relatifs au dernier cœur de la centrale de Flamanville 3.

21.1.1.5 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyse de sensibilité

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Selon l'article D594-4 du Code de l'environnement et l'arrêté du 1^{er} juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007), le taux d'actualisation doit être inférieur :

- au plafond réglementaire, exprimé en valeur réelle, c'est-à-dire net du taux d'inflation; cette valeur est égale à la valeur non arrondie représentative des anticipations en matière de taux d'intérêt réel à long terme, retenue pour le calcul publié par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (EIOPA) du taux à terme ultime (taux UFR « réel ») applicable à la date considérée, majorée de cent cinquante points de base;
- 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).

Calcul du taux d'actualisation

Orano

Les taux d'inflation et d'actualisation pris en compte pour l'actualisation des provisions pour opérations de fin de cycle sont appréciés à partir des principes décrits ci-après.

Le taux d'inflation est fixé en cohérence avec les anticipations d'inflation à long terme dans la zone Euro et en tenant compte de l'objectif de la Banque centrale européenne.

Le taux d'actualisation est fixé en application de la norme IAS 37 sur la base des conditions de marché à la date de clôture, ainsi que des caractéristiques propres au passif. Le taux est ainsi déterminé à partir d'une courbe de taux sans risque France à la clôture, prolongée pour les maturités non liquides par un taux d'équilibre à long terme (source taux à terme ultime "UFR" publié par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles pour les passifs assurantiels de très long terme, présentant des décaissements au-delà des horizons de marché), à laquelle est ajouté un spread d'obligations d'entreprises de qualité investissement ainsi qu'une prime d'illiquidité. Sur la base des flux de décaissements attendus, un taux unique équivalent est déduit de la courbe des taux ainsi construite.

Sur la base de cette démarche et considérant le taux réglementaire, Orano a retenu, au 31 décembre 2024, une hypothèse de taux d'actualisation de 4,65 % et d'inflation à long terme de 1,88 %, soit un taux réel de 2,72 % (contre respectivement 4,90 % et 2,00 % au 31 décembre 2022, soit un taux réel de 2,84 %).

EDF

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 provisionnels 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^{er} juillet 2020 modifiant l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (voir ci-après), a fait évoluer la formule du plafond réglementaire du taux d'actualisation, en prenant désormais en référence le taux UFR, en lieu et place de la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30, la référence au taux UFR étant considérée comme plus pertinente pour les provisions nucléaires compte tenu des échéances de très long terme. La courbe de taux souverain à fin 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).

Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques des provisions

Orano

Au 31 décembre, l'utilisation d'un taux d'actualisation supérieur ou inférieur de 10 bps au taux utilisé aurait eu pour effet de modifier le solde de clôture des provisions pour opérations de fin de cycle respectivement de - 157 M€ avec un taux de 4,75% ou de + 162 M€ avec un taux de 4,55%.

EDF

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.

Tableau 75. Provisions liées à la production nucléaire - en valeur brute et actualisée

En M€	31.12.2023		31.12.2024	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion du combustible utilisé	18 998	12 657	24 849	16 211
Gestion à long terme des déchets radioactifs	38 467	13 205	40 405	14 156
Aval du cycle nucléaire	57 465	25 862	65 254	30 367
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	23 335	13 002	25 154	13 510
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	8 832	5 417	9 313	5 711
Derniers cœurs	4 668	2 720	5 167	2 995
Déconstruction et derniers cœurs	36 835	21 139	39 634	22 216
Provisions liées à la production nucléaire¹		47 001		52 583

¹ Périmètre Loi du 28 juin 2006

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 :

Tableau 76. Provisions liées à la production nucléaire - EDF - sensibilité

En M€	Montants provisionnés en valeur actualisée au 31.12.2024	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		0,20 %	-0,20 %	0,20 %	-0,20 %
Gestion du combustible utilisé	17 449	- 314	332	269	- 285
Gestion à long terme des déchets radioactifs	14 156	- 712	795	543	- 613
Aval du cycle nucléaire	31 605	- 1 026	1 127	812	- 898
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	-	-
Déconstruction et derniers cœurs	22 216	- 849	899	164	- 175
Provisions liées à la production nucléaire	53 821	- 1 875	2 026	976	- 1 073

21.1.2 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 M€ 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 et s'élèvent à 16 142 M€ au 31 décembre 2024 (13 104 M€ au 31 décembre 2023).

Tableau 77. Variation des provisions nucléaires d'EDF Energy

En M€	31.12.2023	Augmentations	Diminutions	Actualisation	Effet change	Autres mouvements	31.12.2024
Gestion du combustible usé	1 238	16	- 135	65	59	22	1 265
Reprise et conditionnement des déchets	406	-	-	22	21	71	520
Gestion à long terme des déchets radioactifs	1 173	2	-	64	61	146	1 446
Provisions pour aval du cycle nucléaire	2 817	18	- 135	151	141	239	3 231
Déconstruction des centrales nucléaires	10 277	-	- 724	554	538	2 233	12 878
Derniers cœurs	1 271	-	-	66	62	- 30	1 369
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	11 548	-	- 724	620	600	2 203	14 247
Provisions liées à la production nucléaire	14 365	18	- 859	771	741	2 442	17 478

La colonne « 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 3,4 Md€ 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 -0,8 Md€ ;
- 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 -0,4 Md€.

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

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

gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration de British Energy, ont un impact limité sur les engagements contractuels de financement du Secrétariat d'État et du NLF à l'égard de British Energy, tels que résultant des « Accords de restructuration ». Ces accords ont été conclus par British Energy le 14 janvier 2005 dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser sa situation financière. Ces accords ont été modifiés et actualisés le 5 janvier 2009 dans le cadre de l'acquisition de British Energy Limited par le Groupe. Le 1^{er} juillet 2011, British Energy Generation Limited s'est renommée EDF Energy Nuclear Generation Limited et s'est substituée à British Energy comme bénéficiaire de ces accords et avenants.

Les termes des Accords de restructuration stipulent que :

- le NLF a accepté de financer, dans la limite de ses actifs : (i) des passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion 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 m 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 M€ 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.

Tableau 78. Provision pour aval du cycle nucléaire d'EDF Energy

En M€	31.12.2023		31.12.2024	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion du combustible usé	3 790	1 238	4 173	1 265
Reprise et conditionnement des déchets	2 071	406	3 086	520
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 784	1 173	7 780	1 446
Aval du cycle nucléaire	11 645	2 817	15 039	3 231

21.1.2.2 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,

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.

21.1.2.1 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.

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.

Tableau 79. Provisions pour déconstruction d'EDF Energy

En M€	31.12.2023		31.12.2024	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Déconstruction des centrales	20 459	10 195	27 273	12 809

21.1.2.3 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).

21.1.3 Provision nucléaire en Belgique

Tableau 80. Provision nucléaire en Belgique

En M€	31.12.2023	Augmentations	Diminutions	Actualisation	Autres mouvements	31.12.2024
Provision pour aval du cycle nucléaire	364	10	-	5		379
Provision pour déconstruction et derniers cœurs	596	1	- 2	15	- 11	599
Provisions liées à la production nucléaire	960	11	- 2	20	- 11	978

En Belgique, la loi du 11 avril 2003 attribuée 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 d'EDF par :

- des provisions s'élevant à 352 M€ au 31 décembre 2024 (352 M€ au 31 décembre 2023) ;
- une créance représentative des versements anticipés réalisés auprès de Synatom et comptabilisée en actifs financiers en juste valeur pour 354 M€ au 31 décembre 2024 (298 M€ 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 M€ 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.

21.1.4 Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires

La répartition par société est la suivante :

Tableau 81. Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires par entités

En M€	EDF	EDF Energy	Edison	Framatome	Autres (EDF)	Total
Autres provisions pour déconstruction au 31.12.2024	1 133	40	132	449	540	2 294
Autres provisions pour déconstruction au 31.12.2023	1 017	48	127	430	437	2 059

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 M€ de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base en France (110 M€ pour Framatome et 44 M€ 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 M€ pour Framatome et 66 M€ pour Cyclife France, en valeur de réalisation avec un taux de couverture réglementaire de 102 % pour Framatome et de 149 % pour Cyclife France.

21.2 Provisions pour renouvellement des immobilisations en concession

Ces provisions concernent principalement EDF et sa filiale Enedis et sont comptabilisées au titre des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité en France.

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.

L'ensemble des passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'EDF est résumé ci-après :

Tableau 82. Passifs des concessions de distribution publique d'électricité d'EDF

En M€	31.12.2023	31.12.2024
Contre-valeur des biens	57 300	59 123
Financement concessionnaire non amorti	- 33 176	- 34 978
Droits sur biens existants – valeurs nettes	24 124	24 145
Amortissement du financement du concédant	17 007	17 717
Provisions pour renouvellement	8 879	8 741
Droits sur biens à renouveler	25 886	26 458
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	50 010	50 603

21.3 Provisions pour pertes à terminaison

Ces provisions sont essentiellement constituées par les entités suivantes :

Tableau 83. Variation des provisions pour pertes à terminaison par entités

En M€	31.12.2023	Dotations	Reprises	Effet périmètre	Actualisation	Effet change	Autres mouvements	31.12.2024
EDF	676	75	-182	16	23	2	-	609
Areva	183	15	-115					83
Orano	204	110	-126					188
SNCF	199	113	-132				-1	179
Autres	80	75	-38	36		2	2	156
Provisions pour pertes à terminaison	1 342	387	-593	51	23	4	1	1 216

La variation des provisions pour pertes à terminaison est principalement liée à :

- EDF :
 - 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.
- Areva : Le coût à terminaison du projet OL3 à la date d'arrêté des comptes 2024 est de 7 921 M€. Le montant de la provision pour perte à terminaison dans les comptes au 31 décembre 2024 est de 83 M€ afin de couvrir les coûts restants, destinés à apurer la liste des réserves (Punch List et Minor Defects).
- Orano : Dans l'activité Mines, une dotation pour contrats déficitaires a été comptabilisée à hauteur de 12 M€. Dans l'activité Recyclage du secteur Aval, des dotations pour contrats déficitaires ont été comptabilisées à hauteur de 88 M€.

21.4 Provisions pour risques liés à des opérations financières

Tableau 84. Variation des provisions pour risques liés à des opérations financières par entités

En M€	31.12.2023	Dotations	Reprises	Effet périmètre	Actualisation	Effet change	Autres mouvements	31.12.2024
EDF	638	6	-7	160	1	9		806
SNCF	199	54	-52	-1	-	-		200
Provisions pour risques liés à des opérations financières	837	60	-59	159	1	9	-	1 006

Les provisions pour risques liés à des opérations financières sont essentiellement composées à fin décembre 2024 des provisions pour risques liés aux filiales et participations du groupe EDF.

21.5 Provisions environnementales

Tableau 85. Variation des provisions environnementales par entités

En M€	31.12.2023	Dotations	Reprises	Effet périmètre	Actualisation	Effet change	Autres mouvements	31.12.2024
EDF	1 707	2 062	-2 122	-	-	52	1	1 700
SNCF	572	29	-81	-	-	-	13	533
Orano	325	46	-28	-72	24	-3	-9	283
Autres	159	4	-15			-1		140
Provisions environnementales	2 763	2 142	-2 245	-72	24	48	-3	2 656

EDF

La provision de 1700 M€ constituée par EDF au 31 décembre 2024 inclut principalement :

- les certificats d'énergie renouvelable (1 392 M€) : dans le cadre du dispositif de certificats d'énergie renouvelable, le groupe EDF est soumis à une obligation de restitution de certificats d'énergie renouvelable, notamment au Royaume-Uni (EDF Energy) et en Belgique (Luminus). Une grande partie de ces obligations est couverte par les certificats acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles.
- les provisions pour droits d'émission de gaz à effet de serre (309 M€) : 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 M€ au 31 décembre 2024 (531 M€ au 31 décembre 2023). 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 CO2 soumis à certificats (4 000 tonnes pour 2023) et n'a par conséquent pas comptabilisé de provision au 31 décembre 2024 (0,4 M€ au 31 décembre 2023).

SNCF

À la clôture de l'exercice, les risques environnementaux provisionnés par SNCF concernent principalement les éléments suivants :

- l'amiante contenue dans les installations fixes et les matériels roulants ferroviaires pour 408 M€ (421 M€ en 2023);
- le traitement des traverses créosotées 57 M€ (66 M€ en 2023);
- la remise en état des sites pollués 68 M€ (78 M€ en 2023).

La variation nette des provisions pour risques environnementaux (-39 M€) concerne essentiellement les reprises réalisées au titre des traitements réalisés sur l'exercice.

Orano

La provision de 283 M€ comptabilisée par Orano porte sur le réaménagement des sites miniers et le démantèlement des usines de traitement.

21.6 Autres provisions

Tableau 86. Variation des autres provisions par entités

En M€	31.12.2023	Dotations	Reprises	Effet périmètre	Actualisation	Effet change	Autres mouvements	31.12.2024
EDF	3 089	1 366	- 1 124	- 49	34	25	- 34	3 306
Orano	2 246	314	- 253	- 146	105		- 32	2 234
Areva	247	2	- 194	-	-	-	-	55
RATP	213	66	- 53	- 2	-	-	-	224
SNCF	237	93	- 141	- 1	-	-	-	189
Autres	434	149	- 154	- 38	3	- 0	17	409
Autres provisions	6 465	1 990	- 1 919	- 236	142	25	- 49	6 417

Au 31 décembre 2024, ces provisions concernent essentiellement :

- EDF à hauteur de 3,3 Md€ : 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 M€. Une provision complémentaire de 587 M€ 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. Au titre des coûts antérieurs au 31 décembre 2023 supportés par ENI, la part incombant à Edison s'établit à 545 M€. Edison a d'ores et déjà versé à ENI 245 M€ 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 M€. 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...);

- Orano à hauteur de 2,2 Md€, dont 1,9 Md€ pour travaux restant à effectuer. Les principales dotations de l'exercice portent sur les coûts futurs de traitement et d'entreposage des déchets et rebuts. Les provisions utilisées de l'exercice portent sur les dépenses réalisées relatives au traitement et à l'entreposage des déchets et rebuts précédemment provisionnés.

NOTE 22 ACTIFS DÉDIÉS A LA COUVERTURE DES PROVISIONS NUCLÉAIRES

Principes

Les articles L. 594-1 et suivants du Code de l'environnement et leurs textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs. Ces textes régissent le mode de constitution de ces actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondant au coût actualisé des obligations nucléaires de long terme définies dans le Code de l'environnement.

Le décret du 1^{er} juillet 2020 a codifié les obligations réglementaires relatives aux actifs dédiés dans les articles D594-1 et suivants du Code de l'environnement, complétés par l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 1^{er} juillet 2020.

Le décret du 22 novembre 2023 actualise des règles d'investissements des actifs dédiés permettant de fixer certaines limites en fonction de l'échéancier des décaissements et de prévoir de nouvelles règles relatives au risque de concentration.

En particulier, les titres de la société CTE, qui détient 100% du capital de RTE depuis le 31 décembre 2017, ne font plus dorénavant l'objet de limites spécifiques. Par ailleurs, le décret élargit les possibilités d'investissement dans des actifs non cotés et la dérogation ministérielle du 31 mai 2018 permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés dans les actifs dédiés de 10% à 15% est devenue sans objet.

Depuis le décret du 1^{er} juillet 2020, il n'y a plus d'obligation de doter aux actifs dédiés dès lors que le ratio de couverture, défini par le rapport entre la valeur de réalisation des actifs et le montant des provisions concernées, est supérieur à 100%, et les retraits d'actifs ne sont pas autorisés tant que cette valeur est inférieure à 120%. Par ailleurs, le décret porte le délai maximal de dotation aux actifs dédiés en cas de sous-couverture, après autorisation de l'autorité administrative à 5 ans au lieu de 3 ans précédemment.

Au 31 décembre 2024, les actifs dédiés, constitués par EDF et Orano destinés à couvrir les obligations nucléaires visées par la réglementation française, s'élèvent à 46,1 Md€ dans les

comptes du périmètre de combinaison pour une valeur de réalisation de 48,7 Md€.

Tableau 87. Couverture des provisions nucléaires par entité

En M€	Périmètre Loi du 28 juin 2006		31.12.2023		31.12.2024	
	Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
EDF	34 424	36 885	37 712	40 320		
Orano*	8 086	8 171	8 379	8 379		
Actifs dédiés	42 510	45 056	46 091	48 699		
EDF	33 989		38 507			
Orano	8 156		8 708			
Obligations nucléaires	42 145	-	47 215	-		
Taux de couverture						
EDF	108,5%		104,7%			
Orano	100,2%		97,0%			

*y compris la valeur de la part Tiers des actifs de démantèlement

EDF

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.

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 s'est traduit par une hausse des 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 +3,0 Md€ contre des variations de juste valeur positives à hauteur de +2,2 Md€ 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 +0,2 Md€ contre des variations de juste valeur positives à hauteur de +0,4 Md€ 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.

Tableau 88. Détail des actifs dédiés du groupe EDF

En M€	EDF	31.12.2023 Valeur comptable	31.12.2023 Valeur de réalisation	31.12.2024 Valeur comptable	31.12.2024 Valeur de réalisation
Entreprises associées (dont CTE)		3 834	6 287	4 534	7 135
Autres actifs non cotés		2 359	2 367	2 354	2 361
Dérivés		3	3	- 11	- 11
Actifs de rendement (EDF Invest)		6 196	8 657	6 877	9 485
Actions		13 392	13 392	15 995	15 995
Fonds actions non cotées (EDF Invest)		589	589	699	699
Dérivés		55	55	- 61	- 61
Actifs de croissance		14 036	14 036	16 633	16 633
Obligations et TNC		12 488	12 488	13 172	13 172
Fonds de dette non cotée (EDF Invest)		236	236	260	260
Trésorerie		1 104	1 104	395	395
Fonds diversifiés de dettes		363	363	365	365
Dérivés		1	1	10	10
Actifs de taux		14 192	14 192	14 202	14 202
Actifs dédiés		34 424	36 885	37 712	40 320

Orano

Au 31 décembre 2024 et au périmètre des obligations de fin de cycle relevant des articles L.594-1 et suivants du Code de l'environnement, les entités juridiques composant Orano présentent une couverture de 97% des passifs de fin de cycle par les actifs dédiés (contre 100,2% au 31 décembre 2023) conforme aux obligations réglementaires.

Les actifs financiers sous forme de titres ou OPCVM représentent 99,8% des actifs de couverture au 31 décembre 2024. Ils se décomposent de la façon suivante: 51,2% d'actions et autres titres de capital non amortissables, 48,6% d'obligations et monétaires et 0,2% de créances.

Tableau 89. Détail des actifs dédiés du groupe Orano

En M€	Orano	31.12.2023 Valeur comptable	31.12.2023 Valeur de réalisation	31.12.2024 Valeur comptable	31.12.2024 Valeur de réalisation
	Portefeuille de titres dédiés	7 968	8 036	8 363	8 376
	Créances liées aux opérations de fin de cycle	118	118	16	16
	Actifs dédiés	8 086	8 154	8 379	8 392
	<i>dont actifs de couverture Loi 28 juin 2006</i>	8 023	8 091	8 363	8 376
	<i>dont actifs de couverture hors Loi 28 juin 2006</i>	63	63	16	16

Emprunts obligataires

L'augmentation de la dette obligataire de 0,6 Md€ sur l'exercice est principalement liée à un effet change pour 0,5 Md€.

En 2024, EDF a lancé l'émission d'emprunts obligataires pour un montant de 6,7 Md€ sur divers marchés, en partie compensée par des remboursements de près de 2,9 Md€.

Concernant SNCF, les émissions obligataires s'élèvent à 1,5 Md€ pour un montant de remboursement de 5,7 Md€.

Emprunts auprès des établissements de crédit

La forte baisse des emprunts auprès des établissements de crédit est principalement liée à EDF. Les principales opérations réalisées en 2024 concernant les emprunts auprès d'établissements de crédit sont relatives au tirage de lignes de crédit pour 6,7 M€ et à leur remboursement partiel de -12,6 Md€ (dont 12,4 Md€ hors emprunts effectués auprès de la Banque Européenne d'Investissement).

Autres emprunts et dettes assimilées

La variation de -7,9 Md€ des autres emprunts et dettes assimilés s'explique principalement par :

- la baisse de -4,6 Md€ chez EDF. Au 31 décembre 2024, les autres dettes financières incluent notamment des titres de créances négociables (TCN) pour un montant de 2 918 M€, 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 M€;
- ainsi que la baisse de -3,5 Md€ chez l'EPIC BPI relative aux ressources publiques programmes Investissements d'Avenir et France 2030 en diminution.

Dettes - concessions (IFRIC 12)

Ces dettes correspondent principalement aux loyers de concessions, principalement pour SNCF pour 1 032 M€.

Dettes sur achat minoritaires

Il s'agit majoritairement, pour 1,5 Md€, des dettes de la SNCF sur engagement de rachat des participations ne donnant pas de contrôle.

Dettes sur contrats de location

Les principaux contributeurs sont EDF (4,4 Md€) et SNCF (4,6 Md€).

Les variations n'appellent pas d'observation particulière.

Dérivés

La baisse de la juste valeur des dérivés de transactions reflète principalement celle du groupe EDF et 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.

NOTE 24 INSTRUMENTS DÉRIVÉS

Principes comptables

Comptabilisation

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. La variation de juste valeur de ces instruments dérivés est enregistrée au compte de résultat sauf lorsqu'ils sont désignés comme instruments de couverture dans une couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net.

Comptabilité de couverture

L'objectif de la comptabilité de couverture est de représenter dans les états financiers l'effet des activités de gestion des risques d'une entité utilisant des instruments financiers pour gérer les expositions à certains risques qui pourraient avoir une incidence sur le résultat ou les capitaux propres.

Une entité peut choisir de désigner une relation de couverture entre un instrument de couverture et un élément couvert si les relations de couverture satisfont aux critères d'applicabilité suivants :

- la relation de couverture ne comprend que des instruments de couverture qualifiés et des éléments couverts qualifiés ;
- la relation de couverture fait l'objet dès son origine d'une désignation formelle et d'une documentation structurée ;
- la relation de couverture satisfait à toutes les contraintes d'efficacité.

Il existe trois types de relations de couverture :

- la couverture de juste valeur pour se prémunir de toute variation de juste valeur d'un actif ou d'un passif comptabilisé ou d'un engagement ferme non comptabilisé. Le traitement comptable est le suivant :
 - le profit ou la perte sur l'instrument de couverture doit être comptabilisé en résultat ou dans les capitaux propres si l'instrument de couverture couvre un instrument de capitaux propres pour lequel l'entité a choisi de présenter les variations de la juste valeur par capitaux propres ;
 - le profit ou la perte de couverture sur l'élément couvert doit venir ajuster la valeur comptable de l'élément couvert et être comptabilisé en résultat. Si l'élément couvert est un actif financier évalué à la juste valeur par capitaux propres, le profit ou la perte de couverture sur l'élément couvert doit être comptabilisé en résultat. Si toutefois l'élément couvert est un instrument de capitaux propres pour lequel l'entité a choisi de présenter les variations de la juste valeur par capitaux propres, ces montants demeurent dans les capitaux propres.
- la couverture de flux de trésorerie pour se prémunir de toute variation des flux de trésorerie d'un actif ou d'un passif comptabilisé ou d'une transaction prévue hautement probable. Le traitement comptable est le suivant :
 - l'élément couvert ne fait l'objet d'aucune écriture spécifique ;
 - l'instrument de couverture est évalué à sa juste valeur. Ses variations de valeur sont comptabilisées en capitaux propres pour la part efficace de la couverture et en résultat pour la part inefficace ;
 - lorsque les flux de trésorerie couverts se matérialisent, les montants jusqu'alors enregistrés en capitaux propres sont repris au compte de résultat symétriquement aux flux de l'élément couvert ou viennent en ajustement de la valeur de l'actif acquis.
- la couverture d'un investissement net dans une activité à l'étranger pour se prémunir contre tout risque de change associé à un investissement net dans une entité n'ayant pas la même monnaie fonctionnelle que l'entité mère. Le traitement comptable est le même que celui retenu pour la couverture de flux de trésorerie à savoir que :
 - les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur partie considérée comme efficace jusqu'à la cession ou la liquidation de l'investissement net, date à laquelle ce montant est comptabilisé en résultat de cession ;
 - la partie inefficace de la couverture (déterminée selon les mêmes modalités que pour une couverture de flux futurs) est enregistrée directement en résultat.

24.1 Dérivés de couverture

La juste valeur des dérivés de couverture enregistrée au bilan se décompose comme suit :

Tableau 91. Juste valeur des dérivés de couverture

En M€	31.12.2023	31.12.2024
Juste valeur positive des dérivés de couverture	7 469	7 120
Juste valeur négative des dérivés de couverture	8 727	5 800
Juste valeur des dérivés de couverture	- 1 258	1 320
Dérivés de couverture de taux	833	322
Dérivés de couverture de change	419	1 245
Dérivés de couverture de matières premières	- 2 509	- 247
Détail juste valeur des dérivés de couverture	- 1 258	1 320
dont dérivés de couverture des dettes	1 379	1 872

La comptabilité de couverture est appliquée en conformité avec les principes de la norme IFRS 9 et vise principalement la couverture des emprunts émis. L'objectif poursuivi est ainsi de couvrir les risques de taux et de change afin de se prémunir contre toute fluctuation de flux de trésorerie et/ou de valeur. Par ailleurs, en raison des fluctuations du cours de certaines matières premières nécessaires aux besoins de production, les entités souscrivent des dérivés pour couvrir le risque de prix.

Nous présentons en suivant le détail des dérivés de couverture de taux et de change des principales entités contributrices.

Dérivés de couverture de taux

EDF

Tableau 92. Dérivés de couverture de taux du groupe EDF

En M€	31.12.2023					31.12.2024				
	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	supérieur à 5 ans	Total notionnel	Juste valeur	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	Supérieur à 5 ans	Total notionnel	Juste valeur
Payeur fixe / Receveur variable	2 197	4 890	6 293	13 380	1 448	1 573	5 083	8 216	14 872	1 274
Payeur variable / Receveur fixe	915	6 584	17 260	24 759	- 1 176	2 068	7 314	24 745	34 127	- 1 388
Variable / Variable	-	526	3 154	3 680	79	-	7 054	3 530	10 584	201
Fixe / Fixe	525	4 806	5 497	10 828	639	144	5 586	6 182	11 912	397
Swaps de taux	3 637	16 806	32 204	52 647	990	3 785	25 037	42 673	71 495	484

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

SNCF

Tableau 93. Dérivés de couverture de taux du groupe SNCF

En M€	31.12.2023					31.12.2024				
	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	supérieur à 5 ans	Total notionnel	Juste valeur	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	Supérieur à 5 ans	Total notionnel	Juste valeur
Payeur fixe / Receveur variable	623	1 326	1 880	3 829	- 141	286	2 196	1 890	4 372	- 169
Payeur variable / Receveur fixe		100	1 392	1 492	- 63		650	786	1 436	- 50
Variable / Variable				-					-	
Fixe / Fixe				-					-	
Swaps de taux	623	1 426	3 272	5 321	- 204	286	2 846	2 676	5 808	- 219

Dérivés de couverture de change

EDF

Tableau 94. Dérivés de couverture de change du groupe EDF

En M€	31.12.2023									31.12.2024								
	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	Supérieur à 5 ans	Total notionnel à recevoir	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	Supérieur à 5 ans	Total notionnel à livrer	Juste valeur	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	Supérieur à 5 ans	Total notionnel à recevoir	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	Supérieur à 5 ans	Total notionnel à livrer	Juste valeur
Change à terme	4 644	639	-	-	4 641	629	-	5 270	-	2 068	477	-	2 545	2 024	467	-	2 491	44
Swaps	32 046	11 920	15 030	58 996	31 773	11 792	14 665	58 230	785	32 046	11 920	15 030	58 996	34 922	18 500	69 615	123 037	1 807
Dérivés de couverture de change	36 690	12 559	15 030	58 996	36 414	12 421	14 665	63 500	785	34 114	12 397	15 030	61 541	36 946	18 967	69 615	125 528	1 851

SNCF

Tableau 95. Dérivés de couverture de change du groupe SNCF

En M€	31.12.2023									31.12.2024								
	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	Supérieur à 5 ans	Total notionnel à recevoir	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	Supérieur à 5 ans	Total notionnel à livrer	Juste valeur	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	Supérieur à 5 ans	Total notionnel à recevoir	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	Supérieur à 5 ans	Total notionnel à livrer	Juste valeur
Change à terme	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Swaps	-	2 331	6 036	8 367	-	2 861	6 347	9 208	- 327	225	3 042	5 389	8 656	216	3 541	5 578	9 335	- 441
Dérivés de couverture de change	-	2 331	6 036	8 367	-	2 861	6 347	9 208	- 327	225	3 042	5 389	8 656	216	3 541	5 578	9 335	- 441

24.2 Dérivés de transaction

Les dérivés qui ne sont pas qualifiés d'instruments de couverture au sens de la norme IFRS 9 sont comptabilisés en tant que dérivés de transaction. La juste valeur de ces dérivés au bilan se décompose comme suit :

Tableau 96. Juste valeur des dérivés de transaction

En M€	31.12.2023	31.12.2024
Juste valeur positive des dérivés de transaction	14 636	5 006
Juste valeur négative des dérivés de transaction	15 032	4 914
Juste valeur des dérivés de transaction	- 396	92
Dérivés de transaction de taux	19	- 127
Dérivés de transaction de change	- 65	144
Dérivés de transaction de matières premières	177	596
Autres dérivés de transaction	- 528	- 522
Détail juste valeur des dérivés de transaction	- 396	92

Les dérivés de transaction sont principalement constitués des dérivés de transaction de matières premières souscrits par EDF Trading et se décomposent comme suit :

Tableau 97. Dérivés de transaction du groupe EDF

	Unités de mesure	31.12.2023		31.12.2024	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Électricité	Térawattheures	- 18	1 213	- 50	267
Gaz	Millions de therms	- 3 623	- 1 071	- 2 886	376
Produits pétroliers	Milliers de barils	3 380	- 73	- 6 666	4
CO ₂	Millions de tonnes	- 4 429	21	- 3 985	8
Charbon et autres	Milliers de tonnes	- 1	87	-	- 59
Instruments dérivés de transaction liés aux matières premières			177		596

NOTE 25 DETTES FOURNISSEURS ET PASSIFS DE CONTRATS

Tableau 98. Variation des dettes fournisseurs et passifs de contrats

En M€	31.12.2023	Variations	Effet périmètre	Effet change	Changement de méthode	31.12.2024
Dettes d'exploitation	37 975	- 697	- 325	206	- 1	37 158

Au 31 décembre 2024, les dettes d'exploitation sont constituées de :

- dettes fournisseurs, à hauteur de 30,1 Md€ ;
- passifs de contrat long terme, pour un montant total de 7,0 Md€.

NOTE 26 AUTRES PASSIFS

Principes comptables

Les autres passifs sont constitués des dettes fiscales et sociales, des produits encaissés d'avance afférents au nouvel exercice, des charges imputables à l'exercice en cours et qui ne seront payées qu'ultérieurement, des subventions d'investissements reçues et amorties au rythme des actifs, ainsi que des composantes couvertes des engagements fermes d'achat ou de vente dans le cadre d'opérations éligibles à la comptabilité de couverture de juste valeur.

Tableau 99. Variation des autres passifs

En M€	31.12.2023	Variations	Effet périmètre	Effet change	Autres mouvements	31.12.2024
Dettes sociales	12 075	651	163	41	-	12 931
Dettes fiscales (hors impôt)	7 382	230	154	3	-	7 769
Dettes sur acquisitions d'immobilisations	8 462	- 154	- 455	61	2	7 915
Clients - avances et acomptes reçus	5 713	- 954	196	29	-	4 985
Dettes d'exploitation diverses	9 702	- 3 135	- 121	97	-	6 543
Autres dettes d'exploitation	43 334	- 3 361	- 63	231	2	40 143
Créditeurs divers hors exploitation	45	23	-	1	-	68
Subventions d'investissement	56 824	5 109	- 1 969	43	-	60 007
Produits constatés d'avance (yc subventions d'investissement)	11 535	35	370	44	- 1	11 982
Dettes d'impôt exigible	1 268	- 733	19	13	-	568
Autres passifs	69 672	4 435	- 1 581	101	- 1	72 626
Total autres passifs	113 006	1 074	- 1 644	332	-	112 769
dont non courant	28					40
dont courant	112 978					112 728

Les autres passifs pour la période s'élèvent à 112,8 Md€, en baisse de -0,2 Md€. Cette baisse résulte principalement :

- d'une baisse des autres dettes d'exploitation pour -3,5 Md€, correspondant principalement chez EDF (i) au remboursement d'une dette d'exploitation vis-à-vis de l'État au titre de la Contribution au service public de l'électricité (CSPE) pour un montant de 2,0 Md€ au 31 décembre 2023 et (ii) aux appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de trading pour un montant de 0,5 Md€ (0,9 Md€ en 2023);
- partiellement compensée par une hausse des subventions d'investissement pour 3,2 Md€ dont 2,5 Md€ sur la SNCF.

NOTE 27 GESTION DES RISQUES FINANCIERS

Définition

Les risques financiers incluent généralement :

- le risque de crédit : risque qu'une partie à un instrument financier manque à une de ses obligations contractuelles et amène de ce fait l'autre partie à subir une perte financière ;
- le risque de liquidité : risque qu'une entité éprouve des difficultés à honorer des engagements liés à des passifs financiers qui se dénouent par la remise de trésorerie ou d'un autre actif financier, en raison par exemple de l'échéancier des dettes, des lignes de crédit, de clauses de remboursement anticipés des emprunts. Ainsi, l'objectif est de rechercher des ressources au meilleur coût et de s'assurer de leur obtention à tout instant ;
- le risque de marché : risque que la juste valeur ou les flux de trésorerie futurs d'un instrument financier fluctuent en raison des variations des prix d'un marché. Le risque de marché inclut trois types de risques : le risque de taux d'intérêt, le risque de change et les autres risques de prix.
 - Le risque de taux résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des taux d'intérêt (et d'actualisation) pouvant impacter la valeur des actifs placés, la valeur des passifs provisionnés ou les charges financières ;
 - Le risque de change est lié à la diversification des activités des sociétés et de leurs implantations géographiques 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 des sociétés combinées ;
 - En lien avec l'ouverture à la concurrence des marchés aux clients finaux, le développement des marchés de gros, le développement à l'international, les groupes peuvent être exposés aux fluctuations des prix de marché des matières premières qui constituent un risque de variation de prix.

Les principes d'évaluation et comptabilisation des instruments financiers dérivés sont exposés dans la note 24 – Instruments dérivés.

27.1 Risques de crédit

Tableau 100. Échéances des créances clients

En M€	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes au 31.12.2024	Valeurs nettes au 31.12.2023
Créances échues à moins de 6 mois	4 871	- 499	4 372	4 458
Créances échues de 6 à 12 mois	1 742	- 452	1 290	992
Créances échues à plus de 12 mois	2 167	- 1 193	974	1 215
Créances échues	8 781	- 2 145	6 635	6 665
Créances non échues	27 861	- 73	27 788	30 420
Clients et comptes rattachés	36 642	- 2 218	34 423	37 085

A fin décembre 2024, les créances clients échues à plus de 12 mois d'un montant de 974 M€ (contre 1 215 M€ au 31 décembre 2023) concernent principalement EDF (680 M€ net), ADP (212 M€ net) et SNCF (55 M€ net).

Par ailleurs, dans le cadre de la gestion du risque de crédit, il est à noter que :

- bien que les créances puissent être échues avec ses clients, les entités du périmètre de combinaison considèrent qu'elles n'ont pas de raison d'être dépréciées en l'absence d'autres éléments mettant en évidence un risque de non recouvrement. Le groupe SNCF considère que les créances sont dépréciées lorsque le groupe est en contentieux avec un client ou lorsque la capacité à recouvrer le montant de la créance est altérée. Au 31 décembre 2024 les principales créances échues non dépréciées concernent : EDF pour 3 669 M€, la RATP pour 1 189 M€ et la SNCF pour 658 M€.
- des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par EDF pour un montant de 1,3 Md€ (contre 1,8 Md€ au 31 décembre 2023) concernant principalement Edison, EDF SA, Dalkia et Luminus. Le montant des créances correspondantes ne figure donc pas dans le bilan combiné.

27.2 Risques de liquidité

Tableau 101. Échéances des passifs financiers

En M€	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	Supérieur à 5 ans	Montants comptabilisés au 31.12.2024
Emprunts obligataires	7 430	35 426	82 047	124 903
Emprunts auprès des établissements de crédit	2 893	12 676	3 958	19 527
Autres emprunts et dettes assimilées	30 778	2 259	5 980	39 017
ICNE sur dettes financières (hors contrats de location)	1 574	132	312	2 019
Dépôts et cautionnements reçus	15	88	31	135
Dettes rattachées à des participations (yc comptes courants)	73	15	89	178
Dettes financières - IFRIC 12	1 077	983	253	2 313
Dettes sur achat minoritaires	41	1 454	59	1 555
Dettes sur contrats de location	1 947	5 237	2 727	9 911
ICNE sur contrats de location	56	-	-	56
Concours bancaires	3 557	-	-	3 557
Dettes financières	49 442	58 271	95 457	203 171
Dérivés de couverture	1 934	1 223	2 643	5 800
Dérivés de transaction	4 871	25	19	4 915
Dérivés	6 805	1 248	2 662	10 715
Passifs financiers	56 248	59 519	98 119	213 886

Le principal risque de liquidité est le risque de défaillance qu'auraient les entités à rembourser les emprunts (émis sur le marché, contractés auprès des établissements de crédit ou encore assimilés). Le solde de ces emprunts s'élève à 185 Md€ à fin 2024 (contre 198 Md€ à fin 2023).

A court terme, les emprunts d'un montant de 42,6 Md€ sont à mettre au regard de :

- la trésorerie disponible de 32,5 Md€;
- d'actifs financiers à moins d'un an de 34,5 Md€.

27.3 Risques de marché

Les entités du périmètre de combinaison sont exposées aux risques des marchés financiers. Ces risques pourraient générer de la volatilité sur les états financiers. Du fait de leurs expositions géographiques, les états financiers sont exposés à un risque de change. En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du périmètre de combinaison, au 31 décembre 2024 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

Tableau 102. Emprunts par devise

En M€	31.12.2023			31.12.2024		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture
Emprunts libellés en euro	169 246	20 818	190 064	153 048	31 209	184 257
Emprunts libellés en dollars américain	22 890	- 17 172	5 718	25 131	- 22 446	2 685
Emprunts libellés en livre britannique	15 034	1 346	16 380	16 098	- 3 137	12 961
Emprunts libellés dans d'autres devises	7 597	- 4 992	2 605	8 894	- 5 627	3 267
Total des emprunts	214 767	-	214 766	203 170	-	203 171

L'optimisation du coût de l'endettement net à long terme est gérée, dans sa composante taux, au travers de la répartition entre le taux fixe et le taux variable. La décomposition de la

dette financière du périmètre de combinaison est la suivante au 31 décembre 2024 :

Tableau 103. Emprunts par catégorie de taux

En M€	31.12.2023			31.12.2024		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture
Emprunts à taux fixe	188 740	- 15 312	173 428	183 163	- 24 718	158 445
Emprunts à taux variable	26 026	15 312	41 338	20 008	24 718	44 726
Total	214 766	-	214 766	203 170	-	203 170

EDF

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

Risques marchés financiers

Gestion du risque de change

Par la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change, qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion des postes de bilan, les charges financières du Groupe, les fonds propres, les résultats et les taux de rentabilité interne (TRI) des projets.

Afin de limiter son exposition au risque de change, le Groupe a mis en place les principes de gestion suivants :

- financement en devises : le financement, par chaque entité, de ses activités est effectué dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa monnaie fonctionnelle. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés peuvent être utilisés pour limiter le risque de change ;
- adossement actif/passif : les actifs nets des filiales localisées hors zone euro exposent EDF à un risque de change. Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs en

devises est géré par des couvertures de marché avec des dettes émises ou contractées en devises ou un recours à des instruments financiers dérivés. La couverture des actifs nets en devises respecte un couple rendement/risque, les ratios de couverture variant, selon les devises. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;

- couverture des flux opérationnels en devises : de manière générale, les flux générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale, à l'exception des flux liés aux achats de combustible principalement libellés en dollars américains et de certains flux, de moindres montants, liés à des achats de matériel. Selon les principes édictés par le cadre stratégique de gestion financière, EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF Renouvelables) ont à mettre en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute EDF, au 31 décembre 2024 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

Tableau 104. Emprunts EDF par devises

En M€	31.12.2023			31.12.2024		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture
Emprunts libellés en euro	51 346	12 811	64 157	43 009	22 327	65 336
Emprunts libellés en dollars américain	20 860	- 16 634	4 226	22 841	- 21 543	1 297
Emprunts libellés en livre britannique	9 849	5 989	15 838	10 580	1 843	12 424
Emprunts libellés dans d'autres devises	4 592	- 2 166	2 426	5 372	- 2 627	2 745
Total des emprunts	86 647	-	86 647	81 802	-	81 802

Gestion du risque de taux d'intérêt

L'exposition de l'endettement financier net du Groupe EDF aux variations de taux d'intérêt recouvre deux types de risques : un risque d'évolution des charges financières nettes sur les actifs et passifs financiers à taux variable et un risque d'évolution de la valeur des actifs financiers placés à taux fixe. Ces risques sont gérés par le pilotage de la part de l'endettement financier net à taux variable, défini à partir du couple

rendement/risque sur les charges financières nettes prenant en compte les anticipations d'évolution de taux d'intérêt.

Dans ce cadre, une partie de la dette est variabilisée, le Groupe pouvant être amené à utiliser des instruments dérivés de taux dans une optique de couverture.

Au 31 décembre 2024, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 52% à taux fixe et 48% à taux variable.

Tableau 105. Emprunts EDF par catégorie de taux

En M€	31.12.2023			31.12.2024		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture
Emprunts à taux fixe	67 531	- 16 197	51 334	68 605	- 25 766	42 839
Emprunts à taux variable	19 116	16 197	35 313	13 197	25 766	38 963
Total des emprunts	86 647	-	86 647	81 802	-	81 802

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 390 M€ sur la base de la dette brute à taux variable à fin décembre 2024 après couverture.

Le coût moyen de la dette EDF (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 3,85% à fin décembre 2024.

Par ailleurs, le risque de taux d'intérêt est notamment lié à la valeur des engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire et à ses engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel, qui sont actualisés avec des taux qui dépendent des taux d'intérêt aux différents horizons de temps, ainsi qu'aux titres de créances détenus dans le cadre de la gestion des actifs dédiés constitués pour couvrir ces engagements.

Gestion du risque actions

Le risque actions est localisé dans les éléments suivants :

Couverture des engagements sociaux d'EDF SA et d'EDF Energy

Les actifs de couverture des passifs sociaux d'EDF sont partiellement investis sur le marché des actions internationales et européennes.

L'évolution du marché actions impacte donc la valorisation de ces actifs et une évolution négative des actions aurait un effet à la hausse sur le niveau des provisions enregistrées au bilan.

Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF SA sont investis à hauteur de 33% en actions fin décembre 2024, soit un montant de 3,4 Md€.

Au 31 décembre 2024, le fonds de pension à prestations définies de EDF Energy, nommé EDF Group (EDFG) a augmenté son allocation aux actions et fonds actions (hors fonds de croissance diversifiés) passant à une exposition de 8,9% à fin 2024 (4,9% à fin 2023), ce qui représente désormais un montant de 483 M de livres sterling.

Couverture des engagements nucléaires d'EDF

L'analyse du risque actions est détaillée dans la section suivante relative au portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA.

Risques marchés énergie

Politique de 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. Il est donc exposé aux fluctuations des prix de marché des énergies qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

En conséquence, une politique de risques marchés énergies portant sur l'ensemble des commodités énergies est mise en œuvre par le groupe EDF et applicable à EDF et aux entités dont elle assure le contrôle opérationnel.

Cette politique vise à :

- définir le cadre général de gestion des risques marchés énergies dans lequel les différentes entités du Groupe exercent leurs activités de gestion de portefeuille d'actifs (production, optimisation, commercialisation d'énergies) et trading pour EDF Trading;
- définir les responsabilités des gestionnaires d'actifs, du trader et des différents niveaux de contrôle des activités;
- mettre en œuvre une politique de couverture coordonnée à l'échelle du Groupe, cohérente avec les engagements financiers du Groupe;
- consolider l'exposition des différentes entités dont EDF assure le contrôle opérationnel sur les différents marchés structurés liés à l'énergie.

Un bilan annuel sur la mise en œuvre de cette politique est présenté par la Direction des Risques Groupe au Comité des risques et de l'audit du Conseil d'administration.

Pour les entités dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel, leur cadre de gestion des risques est revu dans leurs instances de gouvernance.

Principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies

Les principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, s'appuient sur une séparation stricte des responsabilités pour la gestion des risques marchés énergies, distinguant ce qui relève, d'une part, des gestionnaires d'actifs (production et commercialisation) et, d'autre part, du trading.

Les gestionnaires d'actifs de production et de commercialisation ont la responsabilité de mettre en œuvre une stratégie de gestion des risques qui lisse l'impact des risques marchés énergies sur la variabilité de leurs états financiers. Ils restent néanmoins exposés aux tendances structurelles d'évolution des prix à hauteur des volumes non encore couverts et aux incertitudes sur les volumes (disponibilité des moyens de production, consommation des clients). Le dispositif de contrôle des risques marchés énergies repose sur un système de mesure et d'indicateurs de risques, comprenant notamment des procédures d'alerte en cas de dépassement de limites de risques et impliquant la Direction du Groupe.

Dans le Groupe, pour les entités contrôlées opérationnellement, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante par EDF Trading, qui est l'entité de trading du Groupe et met donc en œuvre la plus grande partie des ordres d'achats / ventes du Groupe sur les marchés de gros. En conséquence, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict, notamment la réglementation européenne relative aux sociétés de trading. Les expositions d'EDF Trading sur les marchés énergies sont strictement encadrées par un suivi quotidien des limites, supervisées par le management de la filiale et par la Direction chargée du contrôle des risques marchés énergies au niveau du Groupe.

De plus, des procédures d'alerte automatique des membres du Conseil d'administration d'EDF Trading ont été mises en place en cas de dépassement de limites de risques (limite de valeur en risque) et de pertes (limite stop-loss). La valeur en risque (Value at Risk ou VaR) désigne une mesure statistique de la perte potentielle maximale de valeur de marché que peut subir un portefeuille en cas d'évolution défavorable des marchés sur une période et avec un intervalle de confiance donnés.

En 2024, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré par une limite de VaR de 57 M€, revue à la baisse à 50 M€ en juillet 2024, et une limite stop-loss de 180 M€.

SNCF

Gestion du risque de change

Les activités commerciales du Groupe ne génèrent pas de risque de change significatif.

Dans le cadre de sa stratégie financière visant à diversifier son accès aux ressources et optimiser son coût de financement, SNCF SA émet des emprunts en devises qui font l'objet d'une couverture de change, généralement mise en place dès l'émission des emprunts. Les flux en devises (principal et intérêts) sont ainsi couverts par des dérivés de change afin de transformer cette dette en euros.

Pour ce qui concerne SNCF Réseau, le risque de change lié aux ressources levées en devises est également couvert par le biais de couvertures de change qui transforment ces ressources en euros.

La ventilation par devises des emprunts et dettes financières, avant et après prise en compte des instruments financiers dérivés (de couverture et de transaction), se présente comme suit :

Tableau 106. Emprunts SNCF par devises

En M€	31.12.2023			31.12.2024		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture
Emprunts libellés en euro	66 433	8 007	74 440	62 119	8 515	70 634
Emprunts libellés en dollars américain	652	- 538	114	667	- 536	131
Emprunts libellés en livre britannique	5 143	- 4 643	500	4 981	- 4 980	1
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 908	- 2 826	82	3 081	- 3 000	81
Total des emprunts	75 136	-	75 136	70 848	-1	70 847

Gestion du risque de taux d'intérêt

L'optimisation du coût de l'endettement net à long terme est gérée, dans sa composante taux, au travers de la répartition entre le taux fixe et le taux variable. La structure cible de l'endettement long terme à taux fixe validée par le Conseil d'administration de SNCF SA doit être comprise entre 80 et 100%. Pour l'année 2024, cette structure cible devait se situer dans une fourchette de 85 à 90% d'endettement à taux fixe. Un intervalle limité de +/- 3 points autour de cette cible est

cependant autorisé. L'exposition au risque de taux du Groupe reste maîtrisée.

Pour pouvoir gérer la répartition de sa dette par type de taux, le Groupe utilise des instruments fermes et optionnels d'échange de taux d'intérêts dans les limites définies par le cadre général susvisé.

La part à taux fixe de l'endettement financier long terme brut déduction faite des créances CDP des deux plus gros contributeurs du Groupe qui sont SNCF SA et SNCF

Réseau au 31 décembre 2024 est de 85,63 % comparée à 91,20 % au 31 décembre 2023. Cette répartition est suivie quotidiennement.

Sur ce même périmètre, le coût de la dette long terme nette de créance CDP s'établit à 2,51 % pour l'exercice 2024 contre 2,60 % pour l'exercice 2023.

La SNCF a ainsi initié, dans la limite de ce que le Cadre Général des Risques permet, une campagne de pré-couverture d'une potentielle hausse des taux des financements annuels long-terme 2024 :

- pré-couverture des émissions futures de 2024 via 12 swaps de taux d'un montant notionnel total de 600 M€ (6 swaps mis en place en 2022, 6 swaps mis en place en 2023). Ces swaps ont été débouclés en mars 2024 afin de couvrir partiellement une émission obligataire de 1000 M€. Ces opérations de débouclage ont engendré une réception de soule d'un total de 11,805 M€ ;

- aucun dérivé de pré-couverture n'est en vie au 31 décembre 2024.

Analyse de sensibilité

La sensibilité du résultat au risque de variation des taux d'intérêt est liée :

- à l'endettement net à taux variable après prise en compte des couvertures de juste valeur ;
- aux dettes en juste valeur sur option ;
- aux instruments dérivés non qualifiés de couverture au sens de la norme IFRS 9.

La sensibilité des réserves recyclables (capitaux propres) au risque de variation des taux d'intérêts est liée aux dérivés qualifiés en couverture de flux de trésorerie.

La ventilation par taux des emprunts et dettes financières se présente comme suit :

La ventilation par taux des emprunts et dettes financières se présente comme suit :

Tableau 107. Emprunts SNCF par catégorie de taux

En M€	31.12.2023			31.12.2024		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture
Taux fixe	71 426	575	72 001	67 398	297	67 695
Taux variable	3 710	- 575	3 135	3 449	- 297	3 152
Total des emprunts	75 136	-	75 136	70 847	-	70 847

Gestion du risque sur matières premières

Pour ses besoins de production, la SNCF est exposée aux risques de variations des cours des produits pétroliers ou plus largement d'énergie. Ce risque est géré par l'utilisation d'instruments financiers dérivés fermes ou optionnels (contrats d'échange, options, prix plancher, prix plafond).

- Chez Keolis, un tunnel de couverture gasoil à prime nulle, pour un volume de 1 500 tonnes de gasoil au 31 décembre 2024, a été mis en place par Keolis SA et désigné en tant que couverture de flux de trésorerie. Ce tunnel est comptabilisé en tant que créance d'exploitation et présente une juste valeur de -0,1 M€ à fin décembre. Pour rappel, Keolis avait mis en place et désigné en tant que couverture de flux de trésorerie 6 tunnels de couverture gasoil à prime nulle, pour un volume de 8 100 tonnes de gasoil au 31 décembre 2023. Ces tunnels présentaient une juste valeur de + 0,2 M€ à fin décembre.
- SNCF Énergie, en sa qualité de fournisseur d'électricité aux filiales du Groupe pour les besoins d'énergie de traction sur le réseau français, contractualise des contrats à terme auprès du marché ou des organismes régulateurs. Lorsque les volumes contractualisés sont destinés exclusivement à couvrir les besoins physiques du Groupe, ils ne font pas l'objet d'une qualification en dérivés, en vertu de l'exemption dite « pour usage propre » prévue par la norme IFRS 9. Depuis le 1^{er} janvier 2020, les achats à terme d'électricité en base annuelle hors quotas ARENH effectués par SNCF Énergie sont qualifiés de transactions de couverture de flux de trésorerie. L'objectif de la

stratégie demeure celui de couvrir le prix d'achat d'électricité et d'acheter l'énergie au moindre coût. En revanche, et de manière marginale, lorsque les volumes peuvent faire l'objet d'un débouclage sur le marché dans un objectif d'optimisation financière, ils sont qualifiés de dérivés de transaction.

- Chez Gares & Connexions, 2 swaps de couverture ont été mis en place en 2024 afin de couvrir le prix de leurs achats d'électricité, à hauteur d'environ 10 % du volume prévisionnel annuel de consommation. Les premiers impacts en résultat se traduiront en 2025 au moment des livraisons du volume couvert. En 2024, les variations de juste valeur de ces dérivés de couverture ont été comptabilisées en réserves recyclables pour des montants non significatifs.

TRÉSORERIE

NOTE 28 ENDETTEMENT NET

Tableau 108. Endettement financier net

En M€	31.12.2023	31.12.2024
Emprunts obligataires (1)	124 331	124 903
Emprunts auprès des établissements de crédit	25 197	19 527
ICNE sur dettes financières (hors contrats de location)	1 717	1 940
Dépôts et cautionnements reçus	132	135
ICNE sur dépôts et cautionnements reçus	64	78
Dettes - concessions (IFRIC 12)	1 325	2 313
Dettes sur achat minoritaires	1 639	1 555
Autres emprunts et dettes assimilées	46 998	39 017
Dettes rattachées à des participations	46	178
Concours bancaires	3 720	3 557
Passifs financiers	205 170	193 203
Part des dérivés de couverture des dettes	-1 379	-1 872
Dérivés de couverture des dettes	-1 379	-1 872
Autres disponibilités (VMP, titres de créances)	-13 993	-11 909
Caisse, banque et assimilables	-24 558	-20 561
Dépréciation disponibilités (VMP, titres de créances)	7	6
Dépréciation caisse, banques et assimilables	1	1
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-38 543	-32 464
Actifs liquides EDF	-20 077	-17 999
Prêt SNCF à CDP	-27 250	-24 418
Autres non répertoriés	-47 327	-42 417
Total endettement financier net	117 922	116 451

(1) Après prise en compte des dettes et créances sur PPP du groupe SNCF

NOTE 29 ÉLÉMENTS D'ANALYSE DU TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE

1) La position globale de trésorerie se dégrade de 6,3 Md€ et ce malgré l'amélioration des flux générés par les activités opérationnelles de +3,9 Md€ (pour un solde de clôture de +53,1 Md€), dont -5,5 Md€ de CAF et +9,5 Md€ de BFR.

La capacité d'autofinancement évolue défavorablement de 5,5 Md€. Ce constat est marqué par plusieurs contrastes :

- une forte amélioration du résultat net avant impôts pour +7,7 Md€ du périmètre combiné, compensée par :
- une baisse de -7,1 Md€ des dotations nettes et,
- une diminution de 6,9 Md€ de la variation de la juste valeur des actifs et passifs.

Le besoin en fonds de roulement, y compris les intérêts nets et les impôts versés, atteint un niveau de 4,2 Md€, (soit une variation de +9,5 Md€ par rapport à 2023).

La variation du besoin en fonds de roulement s'élève à +1,9 Md€ et s'explique principalement par :

- l'EPIC BPI à hauteur de +3,3 Md€ du fait de la baisse du même montant des ressources Programme d'investissements d'avenir (PIA) 4 France 2030 ;
- la SNCF à hauteur de +0,9 Md€ du fait de la forte reconstitution des stocks relative aux opérations de révision à mi-vie du matériel roulant chez TER et Transilien ainsi que par un retard sur le versement du crédit de TVA ;
- partiellement compensée par la baisse chez EDF pour -1,6 Md€, principalement du fait de la variation des positions relatives à la Contribution au service public de l'électricité (CSPE).

2) Les principaux investissements de la période se décomposent comme suit :

Tableau 109. Investissements par entité

En M€	31.12.2023	31.12.2024
EDF	23 207	28 266
SNCF	8 095	8 869
RATP	2 055	2 280
Autres	3 093	3 738
Total investissements	36 450	43 153

Le niveau des investissements bruts, avant prise en compte des subventions, est en forte augmentation alors qu'il était déjà à un niveau élevé les années précédentes (+6,7 Md€). En 2024, il s'élève à 43,2 Md€ (contre 36,5 Md€ en 2023), en particulier chez EDF, SNCF et RATP.

Les investissements d'EDF se sont élevés à 28,3 Md€ (23,2 Md€ en 2023). Ils ont concerné principalement (i) le secteur France – Production et Commercialisation avec la montée en puissance du projet EPR2, les coûts liés à la corrosion sous contrainte et le programme Grand Carénage ; (ii) le secteur France – Activités régulées essentiellement dans les raccordements clients et producteurs, ainsi que dans le renouvellement du réseau, la qualité de la desserte et la modernisation du réseau ; (iii) le secteur Royaume-Uni, concernant principalement les

investissements réalisés pour le projet Hinkley Point C, et (iv) le secteur EDF Renouvelables avec le développement d'importants parcs solaires aux Etats et au Royaume-Uni et de parcs éoliens au Brésil.

Les investissements de SNCF se sont élevés à 8,9 Md€ (8,1 Md€ en 2023). Ils sont essentiellement constitués par (i) les infrastructures ferroviaires : il s'agit d'investissements réalisés pour la régénération du réseau (renouvellements de voies, déploiement de la fibre optique, signalisation et Commande Centralisé du Réseau), la mise en conformité du réseau et pour les projets de développement en cours (EOLE, CDG Express, projets régionaux de développement), (ii) des investissements réalisés par Gares et modernisation structurelle, relatifs notamment à la modernisation et au projet EOLE, ainsi que (iii) l'acquisition et la rénovation de matériel ferroviaire et routier (dont TGV UFC, rames Eurostar, wagons, transconteneurs, conteneurs, rénovations de TGV et automotrices électriques).

Les investissements de la RATP se sont élevés à 2,3 Md€ (2,1 Md€ en 2023). Il s'agit principalement des investissements réalisés en Île-de-France par l'EPIC sur le périmètre du plan quadriennal d'investissements (PQI) 2021-2024 contractualisé avec Île-de-France Mobilités, 73 % de l'enveloppe sont consacrés aux programmes d'entretien et de modernisation du réseau et des matériels roulants. Le solde a été consacré à l'accroissement de la capacité de transport (prolongements de lignes de métro et de tramway) et à la modernisation des espaces et de l'information voyageurs.

3) Les augmentations du poste « capital/transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle » sont détaillées :

Tableau 110. Augmentations et réductions de capital par entité

En M€	31.12.2023	31.12.2024
EDF (1)	1 581	3 045
Orano		297
SLI	156	209
IN Groupe	50	65
Grand port maritime de Dunkerque		56
Audiovisuel public	39	1
Autres	-	1
Total augmentations de capital	1 825	3 673

(1) Comprenant en 2024 : l'augmentation du pourcentage de détention du gouvernement britannique dans le projet Sizewell C au Royaume-Uni pour 2,9 Md€ (485 M€ en 2023) dont 2,3 Md€ par augmentations de capital, l'augmentation de capital Natixis Belgique Investissements dans EDF Investissements Groupe pour 500 M€.

4) La hausse des dividendes versés sur la période s'explique principalement par la hausse des dividendes versés de SNCF qui correspondent aux versements réalisés au fonds de concours de l'État (1,7 Md€) ainsi que par le dividende exceptionnel versé par Technicatome (279 M€).

AUTRES INFORMATIONS

NOTE 30 ENGAGEMENTS HORS BILAN

Tableau 111. Engagements hors bilan

En M€	31.12.2023	31.12.2024
Garantie de soumission / d'exécution / de bonne fin	13 621	17 219
Garanties sur financement	56 328	65 651
Autres engagements	9 586	10 661
Cautions et avals	5 991	5 604
Garantie d'actif ou de passif	91	73
Engagements d'investissement sur biens	43 139	41 403
Engagements d'investissement sur capital	1 398	1 099
Contrats d'achats irrévocables	47 415	50 452
Contrats de location simple	870	706
Lignes de crédit	12	12
Obligations contractuelles et commerciales	178 451	192 880
Les engagements hors bilan liés aux régimes de retraite des salariés	32	28
Les engagements hors bilan liés aux régimes de retraite des salariés	32	28
Engagements donnés	178 483	192 908
Avals et cautions bancaires	1 193	1 319
Engagement d'achat ou d'investissement	18 510	18 119
Engagements de bonne fin et de restitution d'acompte	406	507
Lignes de crédit	20 454	18 539
Garanties liées à des obligations contractuelles	5 331	5 843
Garanties financières	278	2 144
Location financement	14	54
Autres	9 574	13 944
Engagements recus	55 758	60 469
Lignes de crédit autorisées et non utilisés	898	982
Marchés de travaux (signés et non signés)	1 314	1 360
Autres	27	3 865
Engagements réciproques	2 239	6 207

30.1 Engagements d'investissements sur biens (41,4 Md€ contre 43,1 Md€ au 31 décembre 2023)

Les engagements d'investissements concernent essentiellement EDF à hauteur de 16,9 Md€ (16,1 Md€ au 31 décembre 2023) et SNCF à hauteur de 21,7 Md€ (24,5 Md€ au 31 décembre 2023).

Tableau 112. Engagements donnés liés à l'exécution des contrats d'exploitation - EDF

En M€	31.12.2023	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	Supérieur à 5 ans	31.12.2024
Engagements sur achats d'exploitation	8 116	4 928	3 480	899	9 307
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	16 065	11 052	5 456	357	16 865
Engagements donnés liés à l'exécution des contrats d'exploitation	24 181	15 980	8 936	1 256	26 172

SNCF

Ces engagements concernent à la fois les investissements pour l'exploitation de matériel ferroviaire (11,9 Md€ contre 12,9 Md€ au 31 décembre 2023) et les autres engagements d'achat d'immobilisations (10,5 Md€ pour 11,6 Md€ au 31 décembre 2023).

Engagements d'investissement pour l'exploitation de matériel ferroviaire

Les engagements donnés concernent les investissements convenus avec les constructeurs de matériel roulant, en lien pour certains engagements avec les autorités organisatrices de transport (AO) pour la mise en service future de nouveaux matériels. La baisse de 1 754 M€ est liée principalement :

- à la réception par l'activité TER de matériel roulant Regio2N et Régiolis pour -648 M€;
- aux effets de la révision budgétaire et du passage du temps relatifs aux contrats d'acquisition des rames TGV 2020 pour -508 M€;
- aux paiements réalisés par Transilien au titre de l'acquisition de nouvelles rames RER NG pour -501 M€;
- aux effets du passage du temps et des révisions sur les engagements d'investissement du matériel ferroviaire de Transilien et Intercités pour -383 M€;
- au nouveau programme de rénovation à mi-vie des rames NAT du réseau francilien pour +300 M€.

Les engagements reçus correspondent aux financements d'investissements à recevoir des autorités organisatrices de transport (AO) sur le matériel roulant commandé. Ils diminuent à hauteur des investissements réalisés. À l'inverse, ils augmentent à hauteur des nouvelles commandes d'investissement.

La diminution de -817 M€ constatée au cours de l'exercice est due notamment :

- à l'émission d'appels de fonds sur la période concernant les rames Régiolis, Regio2N et Oxygène (-1 316 M€);
- à l'effet du passage du temps sur les engagements d'investissement pour l'exploitation de matériel ferroviaire de Transilien (-1 028 M€);
- à la signature de nouvelles conventions de financement de rames Régiolis, Regio2N et Oxygène (+709 M€);
- au nouveau programme de rénovation à mi-vie des rames NAT du réseau francilien (+300 M€);

EDF

Les engagements fermes de commandes d'exploitation hors achats de combustible et d'énergie ainsi que les engagements d'achats d'immobilisations corporelles s'élèvent à 26,2 Md€ (contre 24,2 Md€ au 31 décembre 2023).

- à la signature de nouvelles conventions de modernisation du matériel roulant pour les régions Occitanie (+288 M€) et Auvergne-Rhône-Alpes (+177 M€).

Engagements d'achat et de financement d'immobilisations autres que matériel ferroviaire

Les engagements reçus de financement d'achat d'immobilisations autres que matériel ferroviaire sont en hausse de 106 M€, en lien avec :

- une baisse des subventions à recevoir liée aux effets du passage du temps et des révisions sur les engagements de Transilien pour -535 M€;
- une hausse des engagements relatifs aux subventions à recevoir des programmes d'investissement de SNCF Réseau pour +783 M€ concernant le projet EOLE.

Les engagements donnés d'achat d'immobilisations diminuent de 1032 M€ en lien avec :

- les effets du passage du temps et des révisions sur les engagements de Transilien pour -546 M€;
- la baisse des engagements relatifs aux programmes d'investissement à réaliser par SNCF Réseau pour - 388 M€.

30.2 Engagements d'achats irrévocables (50,4 Md€ contre 47,4 Md€ au 31 décembre 2023)

Ces montants correspondent essentiellement à des engagements d'achats d'énergies et de combustibles par EDF à hauteur de 45,9 Md€ (43,5 Md€ au 31 décembre 2023).

Tableau 113. Contrats d'achat irrévocables EDF

En M€	31.12.2023	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	De 5 à 10 ans	Supérieur à 10 ans	31.12.2024
Achats d'électricité et services associés	29 142	4 216	8 392	6 951	10 989	30 548
Achats d'autres énergies et de matières premières*	390	103	158	152	-	413
Achats de combustibles nucléaires	14 016	2 331	6 482	4 498	1 623	14 934
Engagements d'achats fermes et irrévocables	43 548	6 650	15 032	11 601	12 612	45 895

*hors achats de gaz et services associés

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 TWh pour 2023) et 2 TWh au titre de l'hydraulique (2 TWh pour 2023).

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.

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.

Au 31 décembre 2024, l'échéancier des engagements d'achats d'énergies et de combustibles d'EDF se présente comme suit :

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.

Tableau 114. Engagements d'achats de gaz par entité

En milliard de m3	31.12.2023	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	Supérieur à 5 ans	31.12.2024
Edison	112	12	42	47	101
EDF	52	2	13	36	51

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).

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 M€. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux est comptabilisée.

EDF

Tableau 115. Engagements donnés d'EDF liés au financement

En M€	31.12.2023	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	Supérieur à 5 ans	31.12.2024
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	3 760	1 250	418	1 988	3 656
Garanties financières données	1 216	73	617	505	1 195
Autres engagements liés au financement	1 067	886	253	14	1 153
Engagements donnés liés au financement	6 043	2 209	1 288	2 507	6 004

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.

30.3 Garanties sur financement 65,2 M€ (56,3 Md€ au 31 décembre 2023)

Les garanties de financement reçues concernent essentiellement l'EPIC BPI France et EDF.

EPIC Bpifrance

Ces engagements sont passés de 58,9 Md€ au 31 décembre 2024 contre 50,1 Md€ au 31 décembre 2023 et concernent des engagements de garantie en faveur des établissements de crédits.

30.4 Engagements hors bilan reçus (58,5 Md€ contre 55,8 Md€ au 31 décembre 2023)

Engagements d'achats ou d'investissements (18,1 Md€ contre 18,5 Md€ au 31 décembre 2023)

Ces engagements reçus concernent essentiellement SNCF (17,5 Md€ contre 18,3 Md€ au 31 décembre 2023).

Autres engagements reçus (13,9 Md€ contre 9,6 Md€ au 31 décembre 2023)

Ces engagements concernent quasi exclusivement EDF pour ses activités opérationnelles.

NOTE 31 PARTIES LIÉES

Principes

L'objet de la présente note est de présenter les transactions significatives réalisées entre une entité du périmètre de combinaison et une partie liée au sens de la norme IAS 24. Les transactions entre entreprises intégrées globalement et entreprises associées ou entre entreprises associées ont fait l'objet d'un recensement sur la base des flux et soldes supérieurs 10 M€. Les transactions entre sociétés intégrées globalement étant éliminés (cf. note 2 – Principes comptables – élimination des intra-groupes) lors de la préparation des états financiers combinés ne donnent pas lieu en conséquence à information au titre de la norme.

La liste des entités, en intégration globale ou des participations dans les entreprises associées est présentée en note 33 – Périmètre de combinaison.

31.1 Transactions entre sociétés intégrées globalement et entreprises associées ou entre entreprises associés du périmètre combiné

Les transactions significatives concernent essentiellement les entités suivantes :

EDF et 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.

Aéroports de Paris et Air France-KLM

Dans le cadre de son activité, Air France-KLM effectue des transactions, que le groupe considère réalisées à des conditions normales et courantes, avec Aéroports de Paris (ADP).

Les principales transactions concernent :

- des loyers payés au titre de contrats de location de terrain et de bâtiments ; et
- des redevances correspondant à la gestion par ADP des flux aéroportuaires et passagers.

De plus, ADP collecte les taxes d'aéroport pour le compte de l'État.

Pour les exercices clos le 31 décembre 2024 et 2023, les dépenses relatives aux transactions décrites ci-dessus s'élèvent respectivement à 358 M€ et 335 M€.

Aéroports de Paris et RATP

Une convention a été signée le 16 juillet 2019 avec la RATP relative aux conditions de réalisation des travaux de creusement du tunnel et des ouvrages annexes de la ligne 14 Sud du Grand Paris Express et sur les accompagnements des équipes de la RATP qui doivent se rendre en zone sûreté à accès réglementé.

Aéroports de Paris et SNCF Réseau

ADP, SNCF Réseau et la Caisse des Dépôts et Consignations ont conclu les conventions suivantes :

- Statuts de la société Gestionnaire d'Infrastructure CDG Express signés le 5 octobre 2018 ;
- Pacte d'actionnaires en date du 8 février 2019 concernant la société Gestionnaire d'Infrastructure CDG Express ;
- Convention d'apports en fonds propres des actionnaires au capital de la société Gestionnaire d'Infrastructure CDG Express : contrat conclu le 11 février 2019 entre ces trois entités, la société Gestionnaire d'Infrastructure CDG Express, l'Etat français et BNP Paribas, en application duquel, notamment, Aéroports de Paris s'est engagée, sous

certaines conditions, à mettre à disposition un maximum de près de 142 M€ en apport en fonds propre à la société Gestionnaire d'Infrastructure CDG Express, modifié par avenants du 13 octobre 2022 et du 5 décembre 2024.

Aéroports de Paris et la Société du Grand Paris

Afin de développer les capacités d'accueil de l'aéroport Paris-Orly, Aéroports de Paris SA a décidé de créer un bâtiment de jonction entre les terminaux ouest et sud de l'aéroport Paris-Orly. Par ailleurs, dans le cadre du développement des transports du Grand Paris, une gare de métro est en cours de construction afin d'accueillir les lignes de métro n° 14 et n° 18 à l'aéroport Paris-Orly. La mise en service de la ligne 14 a eu lieu le 24 juin 2024; Celle de la ligne 18 à Orly est prévue pour 2027. À ce titre, deux conventions ont été signées entre Aéroports de Paris SA et la Société du Grand Paris.

Safran et Airbus

Safran construit des positions de premier plan sur les marchés de l'aéronautique et de l'espace, de la défense et de la sécurité. En propulsion, le groupe est un acteur majeur dans la production de moteurs d'avions, de turbines d'hélicoptères et de moteurs spatiaux. Safran fournit notamment, à ce titre, Airbus.

Sur la période, le montant des ventes par Safran, nets des achats, s'élève à 3,3 Md€ (2,7 Md€ en 2023).

Orange

Le groupe fournit des prestations de télécommunications à plusieurs entités du périmètre de combinaison à des conditions normales de marché. Le montant des prestations de communications recensées s'élève à 664 M€ en 2024 (647 M€ en 2023).

31.2 Transactions avec l'État

31.2.1 Entreprises intégrées globalement

EDF

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.

Le montant des achats par Engie, nets des ventes, s'élève à 1 736 M€ en 2024 (contre 1 306 M€ en 2023).

Relations avec la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières (CNIEG)

Les entités qui relèvent des Industries Électriques et Gazières (IEG) sont les sociétés du Groupe pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires, dont, pour les salariés embauchés avant le 1^{er} septembre 2023, le régime spécial de retraite. Ces sociétés sont EDF, Enedis, Électricité de Strasbourg et EDF PEI.

À la suite de la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005 (loi du 9 août 2004), des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par les entreprises de la branche des IEG au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par le Groupe au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre 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^{er} janvier 2005 pour les activités régulées – transport et distribution (les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement).

La loi du 14 avril 2023, portant 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^{er} 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, ...).

Par ailleurs, en complément des retraites, tous les pensionnés statutaires des IEG, quel que soit leur régime de retraite, bénéficient d'avantages sociaux.

Orano

L'État est actionnaire majoritaire au capital d'Orano au 31 décembre 2024. L'État a ainsi la faculté de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires. Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est actionnaire, Orano 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.

Par ailleurs, Orano entretient des relations étroites avec les entreprises contrôlées par l'État français, et notamment :

- les transactions avec le CEA concernent la réalisation de travaux de démantèlement des installations nucléaires du CEA;
- des services associés à l'exploitation de certains ateliers et des contrats de R&D;
- les transactions avec AREVA concernent notamment des prestations fiscales et informatiques fournies par Orano;
- les transactions avec EDF portent sur l'amont du cycle du combustible nucléaire (ventes d'uranium, prestations de services de conversion et d'enrichissement) et sur l'aval du cycle (prestations de transport, d'entreposage, de traitement et de recyclage du combustible usé). Le groupe dispose d'un accord-cadre de traitement et de recyclage dit « contrat ATR » avec EDF qui définit les modalités de coopération industrielle en matière de traitement-recyclage jusqu'en 2040. Dans le cadre de cet accord, Orano et EDF ont signé, en octobre 2024, un contrat d'application définissant les conditions techniques et financières de cet accord cadre pour la période 2024-2026;
- les transactions effectuées par l'ANDRA concernent la gestion, l'exploitation et la surveillance des centres de stockage de déchets radioactifs de faible et moyenne activités sur les centres de l'ANDRA de la Manche et de l'Aube.

Aéroports de Paris

L'Etat français détient 50,6% du capital d'Aéroports de Paris SA et 58,6% des droits de vote au 31 décembre 2024. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires. Les pouvoirs publics exercent sur Aéroports de Paris SA un contrôle au titre de son statut d'entreprise publique et au titre de ses missions, notamment de service public.

Dans ce cadre, des conventions sont conclues régulièrement avec l'État. Les conventions significatives sont :

- Relation avec la Direction générale de l'aviation civile (DGAC) - Les missions de sécurité, la sûreté du transport aérien, le sauvetage et la lutte contre l'incendie des aéronefs constituent des missions de service public dont la mise en œuvre a été déléguée à Aéroports de Paris SA. Les coûts engagés dans le cadre de ces missions sont facturés à la Direction générale de l'aviation civile (DGAC) qui le finance par le biais de la taxe d'aéroport prélevée auprès des compagnies aériennes. En 2024, les revenus liés à la sûreté et à la sécurité aéroportuaires s'élèvent à 529 M€ contre 492 M€ en 2023. Au 31 décembre 2024, le montant de la créance vis-à-vis de la DGAC atteint 393 M€ et l'avance de l'Agence France Trésor s'élève à 221 M€;
- trois conventions tripartites conclues les 11 décembre 2020, 15 novembre 2021 et 18 juillet 2022 pour les années 2020, 2021 et 2022 fixant les modalités de remboursement de l'avance faite par l'Agence France Trésor au titre des missions de sécurité, sûreté du transport aérien, et le sauvetage et la lutte contre l'incendie des aéronefs conclue entre Aéroports de Paris SA le ministère de l'Économie non signataire de la convention, l'Agence France Trésor (AFT) et la DGAC pour une durée de 10 ans. Le montant des avances du Trésor versées à Aéroports de Paris SA s'élève à 121,8 M€ pour 2020, 118,9 M€, montants d'euros pour 2021 et 15 M€ pour 2022, montant inclus dans l'assiette des produits lors de leur

versement et dans l'assiette des coûts lors de leur remboursement pour le calcul de la taxe de sûreté et de sécurité conformément aux dispositions de l'arrêté du 25 septembre 2020 modifiant l'arrêté du 30 décembre 2009 sur le calcul de la taxe de sûreté et de sécurité;

- la convention de mise à disposition de biens immobiliers, prestations de fournitures (électrique, chauffage, fluides), de services (télécommunication, assistance matérielle, administrative et intellectuelle) et formation à la Direction des Services de navigation aérienne (« DSNA »). Cette convention a été conclue le 27 juillet 2007 pour une durée de 15 ans renouvelable pour la même période;
- un protocole cadre conclu avec l'Etat représenté par sa Direction de l'Immobilier de l'État fixant les conditions financières et juridiques appliquées aux occupations d'emprises notamment par la Douane, la Police et la Direction Générale de l'aviation civile et la Gendarmerie des Transports Aériens signé le 18 décembre 2024 ayant pour objet de fixer le montant des loyers versés par l'Etat en contrepartie de l'occupation d'emprises sur les aéroports gérés par Aéroports de Paris. Aéroports de Paris et chaque ministère concerné s'engagent à conclure un protocole particulier durant l'année 2025.

En l'absence du contrat de régularisation économique, il appartient au Groupe ADP de soumettre annuellement à la consultation des usagers et à l'homologation de l'Autorité de régulation des transports (ART) une proposition tarifaire tenant compte du coût des services rendus au titre des redevances aéroportuaires, et plus particulièrement d'un plan d'investissements annuel.

RATP

Le groupe réalise les principales transactions non courantes suivantes avec l'État et les collectivités publiques :

Tableau 116. Transactions de la RATP avec l'État et les collectivités

En M€	2023	2024
Ressources du contrat IDFM	4 886	5 249
Ressources des communes pour le maintien de dessertes déficitaires	16	16
Subventions d'investissement appelées sur l'exercice (Etat, IDFM, RIF, Autres)	1 388	1 131
Emprunts Région Ile-de-France remboursés sur l'exercice	15	13
Créances sur l'Etat et les collectivités	342	351
Créances sur IDFM (hors IFRIC 12)	333	624
Dettes envers l'Etat et les collectivités	63	62
Dettes envers IDFM	342	472
Dettes financières envers la Région Ile-de-France	107	94

SNCF

Transactions menées avec l'État et les collectivités sortant du régime de droit commun

Les informations retracées ci-dessous sont relatives aux opérations menées avec l'État, au sens des ministères, des administrations centrales et des autorités organisatrices de transport (AO), qui ne sont pas réalisées à des conditions de

marché ou sortent du régime de droit commun. Les subventions d'exploitation apportées au groupe SNCF par l'État et les collectivités sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau 117. Tableau 116. Subventions d'exploitation reçues par le groupe SNCF

En M€	2023	2024
Subventions d'exploitation reçues	291	359

Par ailleurs, le groupe facture l'État, via SA SNCF Réseau, au titre des redevances d'accès relatives aux trains régionaux de voyageurs (TER) et d'équilibre du territoire (TET, Intercités). A ces redevances s'ajoutent les compensations tarifaires versées par l'État pour assurer la couverture du coût marginal des circulations de fret, en complément des redevances versées par les entreprises de fret. Les montants, détaillés ci-après, sont comptabilisés en chiffre d'affaires.

Tableau 118. Autres redevances perçues par le groupe SNCF

En M€	2023	2024
Redevances d'accès*	2 271	2 451
Compensations FRET	135	176

* dont redevances TER 1 825 M€ (1 642 M€ sur 2023) et redevances TET 444 M€ (461 M€ sur 2023)

Transactions avec les Autorités Organisatrices de transport (AO)

Dans le cadre de ses activités de transport, le Groupe assure des prestations de service public pour le compte d'Autorités Organisatrices de Transports (AOT) : l'État ou les différentes collectivités territoriales. Ces services conventionnés de transport ferroviaire font l'objet de conventions d'exploitation d'une durée de 3 à 10 ans. Ils sont essentiellement rendus par SNCF Voyageurs (Transilien, TER et Intercités) et Keolis.

Les accords de concession de services avec les autorités organisatrices de transport ont les effets suivants sur les états financiers consolidés de la SNCF.

Tableau 119. Transactions du groupe SNCF avec l'AOT

En M€	2023	2024
Prestations avec les Autorités Organisatrices	13 416	14 923
Recettes liées à la vente des billets aux usagers	2 153	1 945
Prestations avec l'Etat en tant qu'AO des Trains d'Equilibre du Territoire	201	233
Produits d'intérêt sur actifs financiers de concession	53	45
Effets sur le chiffre d'affaires	15 822	17 145
Nouveaux actifs financiers de concession	- 2 284	- 2 388
Encaissement sur actifs financiers de concession	1 999	2 367
Effets sur les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	- 285	- 21
Actifs incorporels de concession	99	134
Actifs financiers de concession non courants	1 383	1 383
Effets sur les actifs non courants	1 482	1 517

Grands Ports Maritimes (GPM)

Les sources de financement des investissements sont, en dehors de l'autofinancement et du recours à l'emprunt, les participations de l'État pour les opérations d'infrastructures, les participations des collectivités locales et de l'Union européenne via le fonds FEDER.

Audiovisuel public

La contribution à l'audiovisuel public a été remplacée le 1^{er} août 2022 par une ressource publique provenant d'une fraction du produit de la TVA qui finance les organismes publics de télévision et de radiodiffusion tels que France Télévisions, Arte France et Radio France. Au titre de l'exercice 2024, l'État a ainsi reversé :

- France Télévisions : 2 535 M€ (contre 2 397 M€ en 2023);
- Radio France : 647 M€ (contre 610 M€ en 2023);
- France Médias Monde : 311 M€ (contre 263 M€ en 2023);
- Arte France : 293 M€ (contre 283 M€ en 2023).

31.2.2 Entreprises associées

Engie

Le capital du groupe détenu par l'État au 31 décembre 2024 est de 23,64%, inchangé par rapport au 31 décembre 2023. Il lui confère 3 représentants au Conseil d'administration sur un total de 14 administrateurs (1 administratrice représentant l'État nommée par arrêté, 2 administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires sur proposition de l'État).

L'État détient 34,13% des droits de vote théoriques (ou 34,23% des droits de vote exerçables) contre 33,80% à fin décembre 2023.

Le 22 mai 2019, la loi PACTE a été promulguée. Elle permet à l'État de disposer librement de ses actions au capital d'Engie.

L'État dispose par ailleurs d'une action spécifique destinée à préserver les intérêts essentiels de la France, relatifs à la continuité ou la sécurité d'approvisionnement dans le secteur de l'énergie. Cette action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions d'Engie s'il considère ces décisions contraires aux intérêts de la France.

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003.

Les tarifs d'acheminement sur le réseau de transport GRTgaz, sur le réseau de distribution de gaz en France, ainsi que les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers français et les revenus relatifs aux capacités de stockage sont régulés.

La fin des tarifs réglementés de vente (« TRV ») de gaz et la restriction des TRV d'électricité aux particuliers et petits professionnels sont organisées par la loi Énergie-Climat (« LEC ») promulguée le 8 novembre 2019. Les TRV gaz ont pris fin au 1^{er} juillet 2023.

Relations avec la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières (CNIEG)

De la même façon qu'EDF, le groupe Engie entretient des relations avec la CNIEG (se reporter au paragraphe ci-dessus). Les principales sociétés du groupe Engie concernées par ce régime sont Engie SA, GRDF, GRTgaz, ELENGY, STORENGY, Engie Thermique France, CPCU, CNR et SHEM.

Au 31 décembre 2024, la dette actuarielle « retraite » relative au régime spécial des IEG s'élève à 2,8 Md € (contre 2,7 Md € au 31 décembre 2023).

Naval Group

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024, le groupe a réalisé 71% de son chiffre d'affaires avec l'État français et les entités publiques (69,7% de son chiffre d'affaires pour l'exercice clos au 31 décembre 2023).

Renault

Dans le cadre de son activité, Renault Group réalise des transactions avec l'État français et des entreprises publiques comme UGAP, EDF, La Poste, etc. Ces opérations sont effectuées à des conditions normales et courantes. Elles représentent un chiffre d'affaires de 142 M€ en 2024 contre 345 M€ en 2023, une créance clients de l'Automobile de 54 M€ contre 79 M€ en 2023, une créance de Financement des ventes de 108 M€ en 2024 contre 106 M€ en 2023 et aucun engagement de financement au 31 décembre 2024 (identique en 2023).

Safran

Les transactions avec l'État concernent la livraison de produits aéronautiques à la DGA. Sur la période, le montant des ventes s'élève à 1 010 M€ (contre 1 065 M€ en 2023).

Thales

Au 31 décembre 2024, le chiffre d'affaires du groupe réalisé avec l'État français (principalement via la DGA) est d'environ 4,2 Md € (contre 3,9 Md € en 2023).

Air France-KLM

Air France-KLM est amené à opérer des transactions avec des organismes gouvernementaux dont le Ministère des Armées et des Anciens combattants et la Direction générale de l'aviation civile (DGAC). Air France – KLM considère que les transactions effectuées avec ces tiers ont été conclues à des conditions normales et courantes.

Les principales transactions sur la période sont décrites en suivant :

- Contrat de maintenance d'avions de l'armée française avec le Ministère des Armées et des Anciens combattants. Le chiffre d'affaires relatif à cette activité représente 72 M€ au 31 décembre 2024 contre 82 M€ au 31 décembre 2023 ;
- La DGAC placée sous l'autorité du Ministère des Transports est garante de la sécurité et de la sûreté du trafic aérien évoluant dans le ciel et sur les aérodromes français. À ce titre, la DGAC facture à Air France-KLM des prestations de service correspondant à l'utilisation des installations pour un montant de 87 M€ au 31 décembre 2024 contre 81 M€ au 31 décembre 2023.

La Française des Jeux

Les activités de paris sportifs en ligne et de poker en ligne, en concurrence, sont notamment régies par les dispositions de la loi n° 2010-476 du 12 mai 2010 et exploitées dans le cadre d'un agrément accordé pour 5 ans. L'agrément pour les paris sportifs en ligne dont bénéficie FDJ a été renouvelé en dernier lieu par l'ANJ (Autorité Nationale des Jeux) en 2020, tandis que celui relatif au poker en ligne lui a été accordé par cette

dernière en octobre 2022. L'opérateur ZEturf, dont FDJ s'est portée acquéreuse en 2023, détient également des agréments de paris sportifs et hippiques en ligne.

De même, l'acquisition de Kindred en 2024 permet désormais au Groupe d'exploiter, via sa filiale SPS Betting France Limited, des offres de paris sportifs, de paris hippiques et de poker en ligne sous la marque Unibet, opérées dans le cadre d'agréments délivrés par l'ANJ.

La loi Pacte du 23 mai 2019 a conforté pour une durée de 25 ans les droits exclusifs confiés à FDJ sur les activités de jeux de loterie (jeux de tirage et jeux instantanés) en point de vente et en ligne et sur les paris sportifs en point de vente. Elle définit également, pour l'ensemble des jeux de loterie et les paris sportifs, l'assiette, les taux et la territorialité des prélèvements publics, et encadre les taux de retour aux joueurs (gamme de jeux de loterie et plafonds pour les paris sportifs en réseau de distribution ou en ligne).

Ces textes, ainsi que les dispositions réglementaires prises pour leur application, mettent en place un contrôle étroit de l'État sur l'exploitation de ces droits exclusifs se traduisant par des prérogatives spécifiques (agrément ministériel des mandataires sociaux préalablement à leur nomination, approbation ministérielle de tout projet de modification des statuts de la société, présence d'un commissaire du Gouvernement avec droit de veto sur les décisions du CA...).

Tableau 120. Transactions de FDJ avec l'État

En M€	2023	2024
Prélèvements publics	4 192	4 454
Compte de résultat	4 192	4 454
Droits exclusifs d'utilisation (valeur brute)	380	477
Acompte sur prélèvements publics	194	222
Actif	574	699
Prélèvements publics	597	481
Dettes envers l'État au titre des droits exclusifs d'exploitation		97
Passif	597	481

La Poste

Depuis la loi du 10 février 2010, confirmant les dispositions de la loi de juillet 1990 relative à l'organisation du service public de la poste et des télécommunications, La Poste est une société anonyme placée sous la tutelle du ministre de l'Économie, et soumise au contrôle économique et financier de l'État, et aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement.

Les engagements de La Poste et de l'État ont été redéfinis par le « Contrat d'entreprise 2013-2017 » approuvé par le Conseil d'administration du groupe du 22 avril 2013 et signé par l'ensemble des parties prenantes le 01 juillet 2013.

Ce contrat pose les principes suivants :

- le maintien d'un large périmètre de missions de service public dévolues à La Poste : service universel postal, transport et distribution de la presse, accessibilité bancaire et aménagement du territoire avec pour ces trois dernières le maintien du principe d'une compensation des coûts ;
- une trajectoire de qualité de service encore renforcée ;

- des missions adaptées aux attentes des usagers et à l'évolution des technologies;
- la mise en place d'engagements citoyens en faveur du développement des territoires et des entreprises, des plus démunis, du développement de la société numérique et dans le domaine de la responsabilité sociale de l'entreprise.

Un nouveau contrat d'entreprise entre La Poste et l'État, pour la période 2018-2022, a été approuvé par le Conseil d'administration du groupe le 19 décembre 2017 et signé le 16 janvier 2018. Ce contrat s'inscrit dans la continuité du contrat précédent, et vise à pérenniser et moderniser l'exercice des quatre missions de service public de La Poste. Ces missions bénéficient du soutien de l'État, en contrepartie du respect par La Poste d'indicateurs de qualité ambitieux.

Par ailleurs, ce contrat développe la démarche des engagements citoyens en faveur du développement de la société numérique, des services de proximité, et du développement durable et responsable.

Un avenant à ce contrat d'entreprise entre La Poste et l'État a été signé le 18 mai 2022. Il intègre les évolutions annoncées par le gouvernement relatives à son soutien aux missions de service universel postal et d'aménagement du territoire ainsi qu'à la réforme du service public de transport et de distribution de la presse.

Le contrat d'entreprise entre La Poste et l'État, portant sur la période 2023-2027 et s'inscrivant dans la continuité du précédent, a été signé en juin 2023.

La loi de régulation postale du 20 mai 2005 a confié à l'Autorité de Régulation des Communications Electroniques et des Postes (ARCEP) le pouvoir d'encadrer, sur une base pluriannuelle, les tarifs des prestations du service universel du courrier, après examen des propositions de La Poste. Cette loi confirme et précise par ailleurs la mission d'aménagement du territoire confiée à La Poste.

En ce qui concerne les activités bancaires du groupe, les taux de commissionnement sur les produits d'épargne réglementée (livret A, Livret Développement Durable et LEP) sont fixés par l'État. L'évolution de ces taux a un effet direct sur le produit net bancaire de La Banque Postale.

Orange

L'État, directement ou à travers Bpifrance Participations, est l'un des principaux actionnaires d'Orange SA.

Les prestations de communications fournies aux services de l'État sont rendues dans le cadre d'une mise en concurrence par chacun des services et individualisées par nature de prestation. Elles sont immatérielles au regard du chiffre d'affaires consolidé.

Orange n'achète pas de biens ou services à l'État (l'État directement ou à travers Bpifrance Participations), hormis l'utilisation des ressources spectrales. Ces ressources sont attribuées à l'issue de processus de mise en concurrence.

NOTE 32 INFORMATIONS SECTORIELLES

Chacune des entités du périmètre de combinaison est rattachée à un et un seul secteur opérationnel en fonction de son activité principale. La composition des secteurs opérationnels est précisée en note 33.

Tableau 121. . Actif 2024 par secteur

En M€	Auto- mobile	Défense et aéro- nautique	Autres industries	Énergie	Aérien	Auto- route	Ferro- viaire	Maritime et por- tuaire	Services financiers	Télécom Médias Techno- logie	Autres services	Défai- sance	Intersec- teur	31.12.2024
Ecarts d'acquisition	-	5	69	8 456	462	-	3 846	-	-	318	-	-	-	13 155
Immobilisations incorporelles du domaine propre	-	12	320	18 175	627	3	7 489	39	-	519	-	-	-	27 184
Immobilisations incorporelles du domaine concédé	-	-	-	-	2 394	13	545	-	-	-	-	-	-	2 952
Immobilisations incorporelles	-	12	320	18 175	3 021	16	8 034	39	-	519	-	-	-	30 136
Immobilisations corporelles du domaine propre	-	337	1 192	113 424	9 045	0	120 462	5 776	-	1 549	-	-	14	251 800
Immobilisations corporelles du domaine concédé	-	-	96	75 279	1 271	2 936	-	-	-	-	-	-	-	79 582
Immobilisations corporelles	-	337	1 288	188 703	10 316	2 937	120 462	5 776	-	1 549	-	-	14	331 382
Immeubles de placement	-	-	-	10	693	-	256	-	-	-	-	-	-	959
Titres mis en équivalence	4 641	8 360	5	18 790	932	-	885	4	16 389	4 539	8 007	-	-	62 552
Actifs financiers	-	5	36	64 839	1 665	24	34 088	36	802	35	599	0	-	102 129
Impôts différés actifs	-	6	7	4 760	103	1	4 830	27	-	13	-	-	28	9 775
Actif non courant	4 641	8 725	1 724	303 733	17 193	2 978	172 401	5 882	17 192	6 972	8 606	0	42	550 088
Stocks	-	119	606	20 522	141	2	2 361	13	-	1 106	-	-	-	24 870
Clients et comptes rattachés	-	105	1 626	24 982	1 111	58	5 575	176	-	783	-	0	7	34 423
Actifs d'exploitation	-	224	2 232	45 504	1 253	59	7 936	189	-	1 889	-	0	7	59 293
Actifs financiers	-	1	42	27 427	234	-3	6 174	3	93	2	545	-	-	34 519
Autres actifs	-	73	140	13 655	613	36	7 126	192	14 758	662	10	6	-72	37 200
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	676	501	9 801	2 231	638	9 925	406	7 595	539	21	120	12	32 464
Actif courant	-	975	2 915	96 386	4 331	731	31 161	791	22 447	3 092	575	126	-53	163 476
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	589	1	-	228	-	-	-	-	-	-	818
Actif	4 641	9 699	4 639	400 708	21 525	3 708	203 790	6 673	39 638	10 064	9 181	126	-11	714 382

Tableau 122. . Actif 2023 par secteur

En M€	Auto- mobile	Défense et aéro- nautique	Autres industries	Énergie	Aérien	Auto- route	Ferro- viaire	Maritime et por- tuaire	Services financiers	Télécom Médias Techno- logie	Autres services	Défai- sance	Intersec- teur	31.12.2023
Ecart d'acquisition	-	6	42	9 189	218	-	3 763	-	-	261	-	-	-	13 479
Immobilisations incorporelles du domaine propre	-	7	334	16 848	369	10	7 188	33	-	492	-	-	-	25 282
Immobilisations incorporelles du domaine concédé	-	-	-	-	2 405	7	656	-	-	-	-	-	-	3 068
Immobilisations incorporelles	-	7	334	16 848	2 774	18	7 844	33	-	492	-	-	-	28 350
Immobilisations corporelles du domaine propre	-	280	1 070	105 494	8 540	0	116 117	5 449	-	980	-	-	13	237 944
Immobilisations corporelles du domaine concédé	-	-	96	72 672	1 157	2 888	-	2	-	-	-	-	-	76 816
Immobilisations corporelles	-	280	1 167	178 166	9 698	2 889	116 117	5 451	-	980	-	-	13	314 760
Immeubles d+B11e placement	-	-	-	12	661	-	256	-	-	-	-	-	-	930
Titres mis en équivalence	4 548	7 530	1	16 629	1 204	-	1 026	-	17 836	4 514	7 680	-	-	60 968
Actifs financiers	-	17	39	56 356	1 527	35	38 364	65	1 033	37	547	0	-	98 020
Impôts différés actifs	-	7	10	7 501	69	1	4 872	18	-	4	-	-	32	12 513
Actif non courant	4 548	7 847	1 592	284 702	16 151	2 942	172 242	5 567	18 869	6 288	8 226	0	46	529 020
Stocks	-	109	540	19 678	118	2	2 009	12	-	1 021	-	-	-	23 490
Clients et comptes rattachés	-	939	1 321	27 641	1 097	57	5 432	166	-	428	-	0	4	37 085
Actifs d'exploitation	-	1 048	1 861	47 319	1 216	58	7 441	178	-	1 449	-	0	4	60 575
Actifs financiers	-	4	56	40 210	240	- 8	5 352	6	- 4	3	361	-	-	46 220
Autres actifs	-	671	107	12 297	612	52	7 342	145	18 053	488	-	1	- 144	39 622
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	743	833	13 329	2 555	528	11 995	399	7 641	391	5	120	4	38 543
Actif courant	-	2 466	2 858	113 155	4 623	630	32 130	728	25 690	2 331	366	120	- 136	184 960
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	596	1	-	198	-	-	-	-	-	-	794
Actif	4 548	10 313	4 450	398 452	20 775	3 572	204 570	6 295	44 558	8 620	8 592	120	- 90	714 775

Tableau 123. Passif 2024 par secteur

En M€	Automobile	Défense et aéronautique	Autres industries	Énergie	Aérien	Auto-route	Ferroviaire	Maritime et portuaire	Services financiers	Télécom Médias Technologie	Autres services	Défaillance	Intersecteur	31.12.2024
Capital	-	1 084	1 083	2 571	298	28	1 433	846	-1 528	1 374	1 170	2	-	8 361
Primes	-	-	106	7 345	546	-	4 301	-	4	1	-	-	-	12 302
Réserves	4 526	6 698	-128	51 156	2 986	832	25 277	2 015	18 421	4 267	7 497	27	35	123 610
Résultat	115	1 257	-109	13 374	481	143	1 748	152	319	397	511	2	5	18 395
Capitaux propres - part du groupe	4 641	9 039	953	74 446	4 311	1 003	32 759	3 013	17 216	6 038	9 179	31	40	162 668
Capitaux propres - intérêts minoritaires	-	1	3	11 398	1 097	-	21	12	-	-0	-	-	-	12 532
Total des capitaux propres	4 641	9 040	956	85 844	5 408	1 003	32 780	3 025	17 216	6 038	9 179	31	40	175 199
Passifs des concessions	-	-	96	41 862	489	1 430	2 219	-	-	-	-	-	-	46 097
Avantages au personnel	-	6	55	17 847	411	12	3 294	204	-	304	-	-	1	22 134
Autres provisions	-	83	56	94 485	89	0	1 326	70	-	79	-	6	-1	96 192
Provisions	-	89	111	112 332	500	12	4 620	274	-	382	-	6	-0	118 326
Passifs financiers	-	28	1 588	73 583	9 996	132	71 293	517	185	227	-	88	-	157 638
Impôts différés passifs	-	1	0	1 130	531	-	222	1	54	13	-	-	-	1 952
Autres passifs	-	-	-	32	3	0	-	-	-	5	-	-	-	40
Passif non courant	-	119	1 795	228 940	11 520	1 575	78 354	791	239	628	-	93	-0	324 054
Avantages au personnel	-	0	3	785	39	1	260	18	-	47	-	-	4	1 156
Autres provisions	-	47	29	7 204	18	1	138	19	-	57	-	-	2	7 516
Provisions	-	47	32	7 990	57	1	398	37	-	104	-	-	5	8 672
Dettes d'exploitation	-	67	1 043	26 180	501	23	8 136	127	1	1 127	2	1	-50	37 158
Passifs financiers	-	8	115	19 410	2 056	926	11 268	85	22 179	200	-	-	-	56 248
Autres passifs	-	417	699	32 223	1 983	180	72 654	2 607	3	1 967	0	1	-6	112 729
Passif courant	-	540	1 888	85 803	4 597	1 131	92 456	2 856	22 184	3 398	2	1	-51	214 807
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	122	0	-	200	-	-	-	-	-	-	322
Passif	4 641	9 699	4 639	400 708	21 525	3 708	203 790	6 673	39 638	10 064	9 181	126	-11	714 382

Tableau 124. Passif 2023 par secteur

En M€	Automobile	Défense et aéronautique	Autres industries	Énergie	Aérien	Auto-route	Ferroviaire	Maritime et portuaire	Services financiers	Télécom Médias Technologie	Autres services	Défaillance	Intersecteur	31.12.2023
Capital	-	1 133	1 083	2 567	298	28	1 433	790	- 1 529	819	909	2	-	7 534
Primes	-	0	106	7 053	546	-	4 301	-	4	1	-	-	-	12 010
Réserves	4 212	5 402	- 96	41 287	2 366	725	25 708	1 827	20 178	4 154	7 486	25	26	113 300
Résultat	336	1 689	- 24	10 937	933	115	1 172	177	14	457	195	69	9	16 078
Capitaux propres - part du groupe	4 548	8 225	1 070	61 843	4 142	868	32 614	2 794	18 667	5 431	8 590	96	34	148 923
Capitaux propres - intérêts minoritaires	-	- 5	3	12 337	933	-	71	-	-	- 0	-	-	-	13 340
Total des capitaux propres	4 548	8 220	1 073	74 181	5 076	868	32 685	2 794	18 667	5 431	8 590	96	34	162 262
Passifs des concessions	-	-	96	41 131	469	1 369	2 267	-	-	-	-	-	-	45 332
Avantages au personnel	-	10	48	16 443	408	11	2 846	164	-	287	-	-	1	20 218
Autres provisions	-	127	66	84 376	64	-	1 210	48	-	72	-	-	- 1	85 962
Provisions	-	136	114	100 819	472	11	4 056	212	-	359	-	-	1	106 180
Passifs financiers	-	41	1 161	71 685	9 533	1 059	72 669	540	185	264	-	-	-	157 137
Impôts différés passifs	-	2	0	981	428	-	232	1	37	16	-	-	-	1 697
Autres passifs	-	-	-	21	2	0	-	-	-	5	-	-	-	28
Passif non courant	-	179	1 371	214 637	10 904	2 440	79 224	753	222	643	-	-	1	310 374
Avantages au personnel	-	0	4	676	44	-	155	18	-	26	-	-	4	926
Autres provisions	-	51	24	7 980	74	0	290	22	-	26	-	8	2	8 478
Provisions	-	51	28	8 656	118	0	445	40	-	52	-	8	5	9 404
Dettes d'exploitation	-	793	1 242	26 652	661	25	7 762	91	14	863	2	1	- 131	37 975
Passifs financiers	-	6	76	39 240	2 126	57	14 047	80	25 642	103	-	11	-	81 388
Autres passifs	-	1 064	661	34 939	1 890	182	70 162	2 536	14	1 527	0	4	-	112 978
Passif courant	-	1 914	2 006	109 487	4 795	264	92 416	2 747	25 670	2 545	2	24	- 125	241 746
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	147	0	-	245	-	-	-	-	-	-	393
Passif	4 548	10 313	4 450	398 452	20 775	3 572	204 570	6 295	44 558	8 620	8 592	120	- 90	714 775

Tableau 125. Compte de résultat 2024 par secteur

En M€	Auto- mobile	Défense et aéro- nautique	Autres industries	Énergie	Aérien	Auto- route	Ferro- viaire	Maritime et por- tuaire	Services financiers	Télécom Médias Techno- logie	Autres services	Défai- sance	Inter- secteur	2024
Chiffre d'affaires	-	547	3 333	122 631	6 728	439	50 360	1 141	-	5 170	-	-	- 391	189 960
Autres produits de l'activité	-	18	45	13 950	2	0	75	24	-	76	-	-	-	14 192
Achats et charges externes	-	- 308	- 2 671	- 77 793	- 2 690	- 89	- 20 431	- 325	- 17	- 2 600	- 4	- 2	390	- 106 539
Impôts et taxes	-	- 8	- 34	- 4 395	- 434	- 19	- 1 587	- 29	- 0	- 314	- 0	-	3	- 6 817
Personnel	-	- 141	- 564	- 18 827	- 1 369	- 52	- 22 153	- 520	-	- 1 903	- 0	- 0	-	- 45 529
Autres produits et charges opérationnelles	-	4	- 14	- 51	- 53	3	1 424	203	- 12	- 88	-	2	-	1 418
Marge opérationnelle	-	113	97	35 516	2 184	282	7 689	494	- 29	342	- 4	-	3	46 685
Dotations nettes aux amortissements	-	- 17	- 102	- 12 460	- 990	- 88	- 4 976	- 231	-	- 338	-	-	1	- 19 201
Variation nette des provisions	-	9	- 4	705	82	- 2	- 317	- 56	-	- 20	-	0	0	398
Pertes de valeur	-	1	5	- 1 844	93	-	16	- 7	-	5	-	-	-	- 1 731
Plus ou moins values sur cession d'actifs	-	7	- 2	- 2 188	- 9	- 4	475	- 11	-	- 0	-	3	-	- 1 730
Résultat opérationnel	-	114	- 6	19 729	1 359	188	2 887	188	- 29	- 11	- 4	3	4	24 421
Résultat financier	-	10	- 80	- 1 167	- 157	- 8	- 920	- 14	41	- 10	26	- 0	8	- 2 272
Impôts différés et exigibles	-	- 21	- 32	- 4 974	- 344	- 36	- 163	- 23	- 16	17	-	- 1	- 7	- 5 600
Résultat des sociétés mises en équivalence	115	1 153	9	284	- 203	-	38	0	324	401	489	-	-	2 610
Résultat des activités arrêtées ou en cours de cession	-	-	-	29	- 0	-	7	-	-	-	-	-	-	36
Résultat net de l'ensemble combiné	115	1 255	- 108	13 900	654	143	1 849	151	319	397	511	2	5	19 194
Part groupe	115	1 255	- 109	13 374	481	143	1 748	152	319	397	511	2	5	18 393
Part intérêts minoritaires	-	- 0	1	527	174	-	101	- 1	-	- 0	-	-	-	801

Tableau 126. Compte de résultat 2023 par secteur

En M€	Auto- mobile	Défense et aéro- nautique	Autres industries	Énergie	Aérien	Auto- route	Ferro- viaire	Maritime et por- tuaire	Services financiers	Télécom Médias Techno- logie	Autres services	Défaï- sance	Inter- secteur	2023
Chiffre d'affaires	-	617	3 081	142 788	6 022	412	48 128	1 040	-	4 879	-	-	- 969	205 997
Autres produits de l'activité	-	- 3	56	11 359	2	0	108	23	-	92	-	-	-	11 637
Achats et charges externes	-	- 363	- 2 467	102 970	- 2 384	- 88	20 642	- 309	- 57	- 2 473	- 3	- 3	971	- 130 789
Impôts et taxes	-	- 11	- 35	- 4 270	- 286	- 17	- 1 513	- 27	- 0	- 265	- 0	- 0	3	- 6 419
Personnel	-	- 214	- 525	- 17 255	- 1 160	- 50	- 20 421	- 461	-	- 1 811	- 0	- 0	-	- 41 897
Autres produits et charges opérationnelles	-	- 16	17	9 534	- 51	0	1 351	165	- 2	- 84	-	3	-	10 916
Marge opérationnelle	-	10	126	39 186	2 143	258	7 012	432	- 60	337	- 4	- 0	4	49 445
Dotations nettes aux amortissements	-	- 25	- 88	- 11 499	- 936	- 85	- 4 654	- 228	-	- 303	-	-	0	- 17 818
Variation nette des provisions	-	62	24	831	- 29	- 2	8	33	-	- 1	-	79	- 0	1 005
Pertes de valeur	-	- 1	2	- 12 980	53	-	- 9	1	-	5	-	-	-	- 12 929
Plus ou moins values sur cession d'actifs	-	230	- 1	- 1 590	- 3	- 7	87	- 21	-	- 1	-	0	-	- 1 305
Résultat opérationnel	-	276	64	13 947	1 228	165	2 444	217	- 60	37	- 4	80	4	18 397
Résultat financier	-	12	- 53	- 3 510	- 230	- 15	- 1 069	- 19	- 266	- 6	15	0	4	- 5 137
Impôts différés et exigibles	-	- 20	- 33	- 2 608	- 249	- 34	- 88	- 22	- 18	11	-	- 11	1	- 3 071
Résultat des sociétés mises en équivalence	336	1 421	-	809	337	-	51	-	357	414	184	-	-	3 910
Résultat des activités arrêtées ou en cours de cession	-	-	-	- 0	- 0	-	- 70	-	-	-	-	-	-	- 70
Résultat net de l'ensemble combiné	336	1 689	- 22	8 638	1 086	115	1 268	177	14	457	195	69	9	14 029
<i>Part groupe</i>	336	1 689	- 24	10 937	933	115	1 172	177	14	457	195	69	9	16 078
<i>Part intérêts minoritaires</i>	-	- 1	1	- 2 299	153	-	96	-	-	- 1	-	-	-	- 2 049

NOTE 33 PÉRIMÈTRE DE COMBINAISON

■ INDUSTRIES

Automobile

RENAULT (15,31 %)

Défense et aéronautique

AIRBUS GROUP (10,89 %)

DCI (34 %)

GIAT INDUSTRIES NEXTER

JOHN COCKERILL DEFENSE (10 %)

NAVAL GROUP (62,94 %)

ODAS (34 %)

SAFRAN (11,77 %)

SNPE

SOGEPA

THALES (26,68 %)

TSA

Autres industries

CHANTIERS DE L'ATLANTIQUE

LFB (Laboratoire français du fractionnement et des biotechnologies)

MONNAIE DE PARIS

■ ÉNERGIE

AREVA

EDF

Engie (23,73 %)

ERAMET (27,30 %)

FSI-EQUATION

ORANO

TECHNICATOME

■ TRANSPORTS

Aérien

AÉROPORTS DE PARIS

AÉROPORT DE MARSEILLE-PROVENCE

AÉROPORT DE BORDEAUX-MÉRIGNAC

AÉROPORT DE LA RÉUNION

AÉROPORT DE LA MARTINIQUE

AÉROPORT DE MONTPELLIER-MÉDITERRANÉE

AÉROPORT DE STRASBOURG ENTZHEIM

AÉROPORT DE LA GUADELOUPE

AIR FRANCE-KLM (27,99 %)

Autoroutes

CAISSE NATIONALE DES AUTOROUTES

FDPITMA-ATMB-SFTRF

Ferroviaire

RATP

SNCF

Maritime et portuaire

GRAND PORT FLUVIO-MARITIME DE L'AXE SEINE (HAROPA PORT)

GRAND PORT MARITIME DE MARSEILLE

GRAND PORT MARITIME DE DUNKERQUE

GRAND PORT MARITIME DE NANTES SAINT-NAZAIRE

GRAND PORT MARITIME DE LA ROCHELLE

GRAND PORT MARITIME DE BORDEAUX

GRAND PORT MARITIME DE LA MARTINIQUE

GRAND PORT MARITIME DE LA RÉUNION

GRAND PORT MARITIME DE LA GUADELOUPE

■ SERVICES

Télécom / Numérique / Médias

ALCATEL SUBMARINE NETWORKS

ARTE FRANCE

FRANCE TÉLÉVISIONS

FRANCE MEDIAS MONDE

IN GROUPE

LA FRANÇAISE DES JEUX (21,15 %)

ORANGE (13,40 %)

RADIO FRANCE

Services financiers

EPIC BPIFRANCE

DEXIA (46,80 %)

SPPE

Autres services

LA POSTE (34,00 %)

SEMMARIS (33,34 %)

SOCIÉTÉ POUR LE LOGEMENT INTERMÉDIAIRE

Entités en fin d'activité - Défaillance

CDR

