



Résultats annuels **2024**

21 février 2025



Avertissement

Cette présentation est uniquement destinée à des fins d'information et ne constitue pas une offre ou une sollicitation pour la vente ou l'achat de titres, d'une partie de l'entreprise ou des actifs décrits ici, ou de tout autre intérêt, aux États-Unis ou dans tout autre pays.

La présente communication contient des déclarations ou informations prospectives. Bien qu'EDF estime que les attentes reflétées dans ces déclarations prospectives sont basées sur des hypothèses raisonnables au moment où elles sont faites, ces hypothèses sont intrinsèquement incertaines et impliquent un certain nombre de risques et d'incertitudes qui sont hors du contrôle d'EDF. Par conséquent, EDF ne peut donner aucune garantie que ces hypothèses se réaliseront. Les événements futurs et les résultats réels, financiers ou autres, peuvent différer sensiblement des hypothèses évoquées dans les déclarations prospectives en raison des risques et des incertitudes, y compris, et sans limitation, les changements possibles dans le calendrier et la réalisation des transactions qui y sont décrites.

Les risques et incertitudes (liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel, réglementaire, et climatique) peuvent inclure les évolutions de la conjoncture économique et commerciale, de la réglementation, ainsi que ceux qui sont développés ou identifiés dans les documents publics déposés par EDF auprès de l'Autorité des Marchés Financiers (AMF), y compris ceux énumérés sous la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé » du document d'enregistrement universel (URD) d'EDF (sous le numéro D.24-0238) enregistré auprès de l'AMF le 4 avril 2024, consultable en ligne sur le site internet de l'AMF à l'adresse www.amf-france.org ou celui d'EDF à l'adresse www.edf.fr ainsi que le rapport d'activité au 31 décembre 2024, consultable en ligne sur le site internet d'EDF.

EDF ni aucun de ses affiliés ne s'engage ni n'a l'obligation de mettre à jour les informations de nature prospective contenues dans ce document pour refléter les faits et circonstances postérieurs à la date de cette présentation.



Résultats annuels

Luc Rémont
Président-Directeur Général



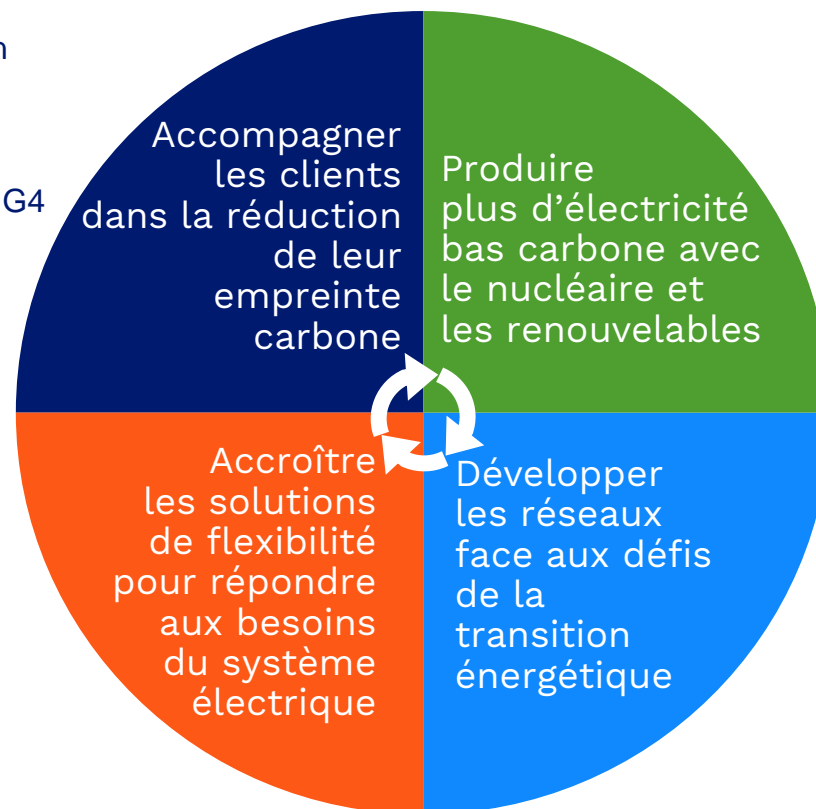
EDF bâtit le système électrique de demain avec Ambitions 2035

Clients :

- Contribuer directement à faire émerger **150 TWh de demande électrique** en France en remplacement des énergies carbonées
- 8 à 9 millions de clients avec une offre de décarbonation dans les pays du G4 ⁽¹⁾
- **> 45 Mt CO₂ évitées / an** dans les pays du G4
- 1,5 contrat / client BtC dans les pays du G4

Flexibilité :

- Leader des solutions de flexibilité dans ses marchés cœur
- **+ 27 GW de flexibilités** (actifs de production décarbonés flexibles, actifs de stockage, flexibilités clients)



Production bas carbone :

- Mix électrique avec **75 % d'actifs pilotables** ⁽²⁾
- Être en capacité de livrer jusqu'à 2 réacteurs nucléaires par an
- **8 GW bruts d'ENR** mis en service / an par le Groupe, en moyenne sur 2024-2035
- Rendre l'électricité disponible au maximum en toute sûreté et dans les délais
- **22g CO₂** émis en moyenne par kWh produit

Réseaux ⁽³⁾ :

- Poursuivre le développement de **l'intelligence des réseaux**
- **Répondre aux besoins de raccordement des clients** tout en assurant un pilotage optimisé du réseau
- 90 % de clients réalimentés en moins de 48h en cas d'aléa climatique hors exceptionnel
- Zones non interconnectées : résilience du réseau avec 100 % d'électricité renouvelable

(1) Pays du G4 : France, Royaume-Uni, Italie, Belgique

(2) Calculé en TWh nets

(3) En France, le réseau public de distribution est géré en toute indépendance par Enedis.

L'électricité bas carbone est disponible, utilisons la

Excellente performance opérationnelle du Groupe

+ 53 TWh



grâce à la hausse de la production nucléaire en France, hydraulique et renouvelable

+ 21 %

de raccordements de mobilité électrique en France

Record d'exportations nettes d'électricité de la France

89 TWh ⁽¹⁾

soit + 78 % vs 2023

EDF contribue à répondre aux besoins des pays voisins de la France avec sa production d'électricité décarbonée disponible à la demande et à chaque instant

Dans un contexte de faible consommation d'électricité, proche de celle d'il y a 20 ans

Accompagnement des clients dans leur transition énergétique

6 000 contrats moyen terme signés ⁽²⁾

Déploiement de la politique commerciale

Accompagnement des clients dans l'électrification de leurs usages

1^{ers} Jeux Olympiques et Paralympiques entièrement connectés au réseau électrique grâce au groupe EDF

(1) Exportations : 101,2 TWh et importations : 12,2 TWh en 2024

(2) Contrats pour livraison 2028 et 2029

Accompagner les clients dans la réduction de leur empreinte carbone

Succès du déploiement de la politique commerciale

- **6 000 contrats de fourniture d'électricité** signés représentant environ **22 TWh pour 2028 et 12 TWh pour 2029**. Passage de 28 à 39 mois d'échéance moyenne des contrats signés en 2024 vs 2023
- **9 lettres d'intention signées dont un contrat ferme**, pour des partenariats industriels ⁽¹⁾ de long terme, adossés au parc nucléaire historique représentant **plus de 12 TWh annuels**
- Enchères 4 et 5 ans offrant de la visibilité au marché au-delà de 3 ans avec 5 MW d'électricité en ruban mis en vente chaque jour
- **Nouvelles offres** de fourniture d'électricité flexibles, de services pour le pilotage du chauffage pour les clients résidentiels

Hausse du portefeuille clients des pays du G4

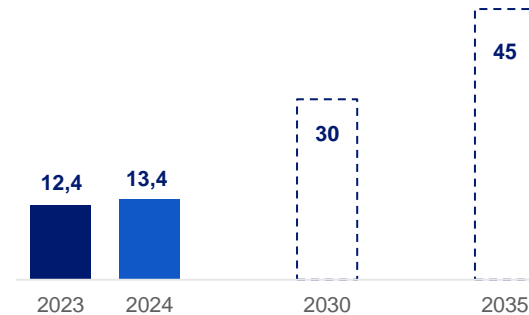
- **+ 1,5 % de hausse du portefeuille clients** ⁽²⁾ à 41,5 millions à fin 2024

(1) Contrats d'Allocation de Production Nucléaire (CAPN).

(2) Le portefeuille de clients est constitué de contrats électricité, gaz et services récurrents.

EDF agit pour la décarbonation des usages de ses clients

Émissions de CO₂ évitées par les clients des pays du G4
(en Mt CO₂)

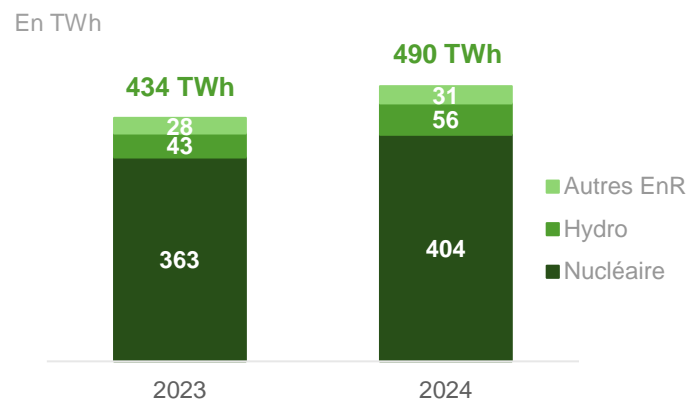


- **35 000 tCO₂ fossile évitées / an** grâce à la chaudière biomasse installée par **Dalkia** dans l'usine de Swiss Krono.
- **18 000 tCO₂ évitées / an** grâce à l'installation faite par **Edison** dans l'usine Michelin de Cuneo
- **+ 18 % de points de charge** déployés ou gérés à fin 2024 vs 2023 dans les pays du G4 (~408 000 points à fin 2024)



Produire plus d'électricité bas carbone

EDF, leader de la production décarbonée (1) :
94 % de production décarbonée en 2024



- **Excellente performance opérationnelle:**

- + **41,3 TWh de production nucléaire en France** grâce à l'optimisation des arrêts de tranche dans le cadre du programme **START 2025**.

- + **12,7 TWh de production hydraulique**, dans le contexte d'une hydraulité exceptionnelle.

- + **1,8 TWh de production solaire et éolienne**, grâce aux mises en service.

- **Faible Intensité carbone : 30gCO₂/kWh** vs 37gCO₂/kWh en 2023.

Connexion de Flamanville 3 et poursuite des grands projets nucléaires

- **Flamanville 3 : connexion au réseau de l'EPR** le 21 décembre après la divergence le 3 septembre. Début des phases d'essais de connexion et déconnexion au réseau électrique jusqu'à ce que le réacteur atteigne 100 % de puissance. Accord de l'ASN pour le passage à une puissance supérieure à 25 % le 31 janvier 2025.
- **Hinkley Point C : installation de la cuve du réacteur 1** fournie par Framatome.
- **EPR 2** : revue de maturité qui a validé le passage en **detailed design** des principaux bâtiments de l'îlot nucléaire
- **Small Modular Reactor** : lancement du *conceptual design* d'un SMR à eau pressurisée par Nuward, basé sur des technologies éprouvées.



(1) Source : [Enerdata](#), Power Plant Tracker 2023.

Développer les réseaux pour faire face aux défis de la transition énergétique

Hausse significative des raccordements au réseau par Enedis ⁽¹⁾

+ de **5,1 GW de puissance installée de recharges** de véhicules électriques

+ **5,5 GW de capacités renouvelables raccordées** au réseau de distribution en 2024 (vs 4,2 GW en 2023)

Réseaux intelligents

Enedis, classée « réseau le plus intelligent au monde » pour la 3^{ème} fois consécutive dans le Smart Grid Index.

Réussite de la mission d'Enedis pour les Jeux Olympiques et Paralympiques

Disponibilité totale du réseau auprès de tous les sites pendant les épreuves, permettant de **réduire de 80 % les émissions de CO₂** en matière d'énergie de Paris 2024.

Gestion des événements climatiques

Alimentation électrique rétablie pour **90 % des clients en moins de 48h** lors des événements climatiques en France.

- Après le passage du **cyclone Chido à Mayotte** le 14 décembre, aide à Electricité de Mayotte au rétablissement de l'électricité :
 - Actions d'urgence : envoi de salariés d'Enedis et d'EDF SEI ⁽²⁾ aux côtés de salariés de la Force d'Action Rapide du Nucléaire avec des matériels, véhicules et groupes électrogènes
 - 90 % des clients réalimentés le 18 janvier et 100 % le 31 janvier.
- Gestion du **cyclone Belal à La Réunion**: 90 % des clients réalimentés 48h après la fin de l'alerte rouge par EDF SEI.

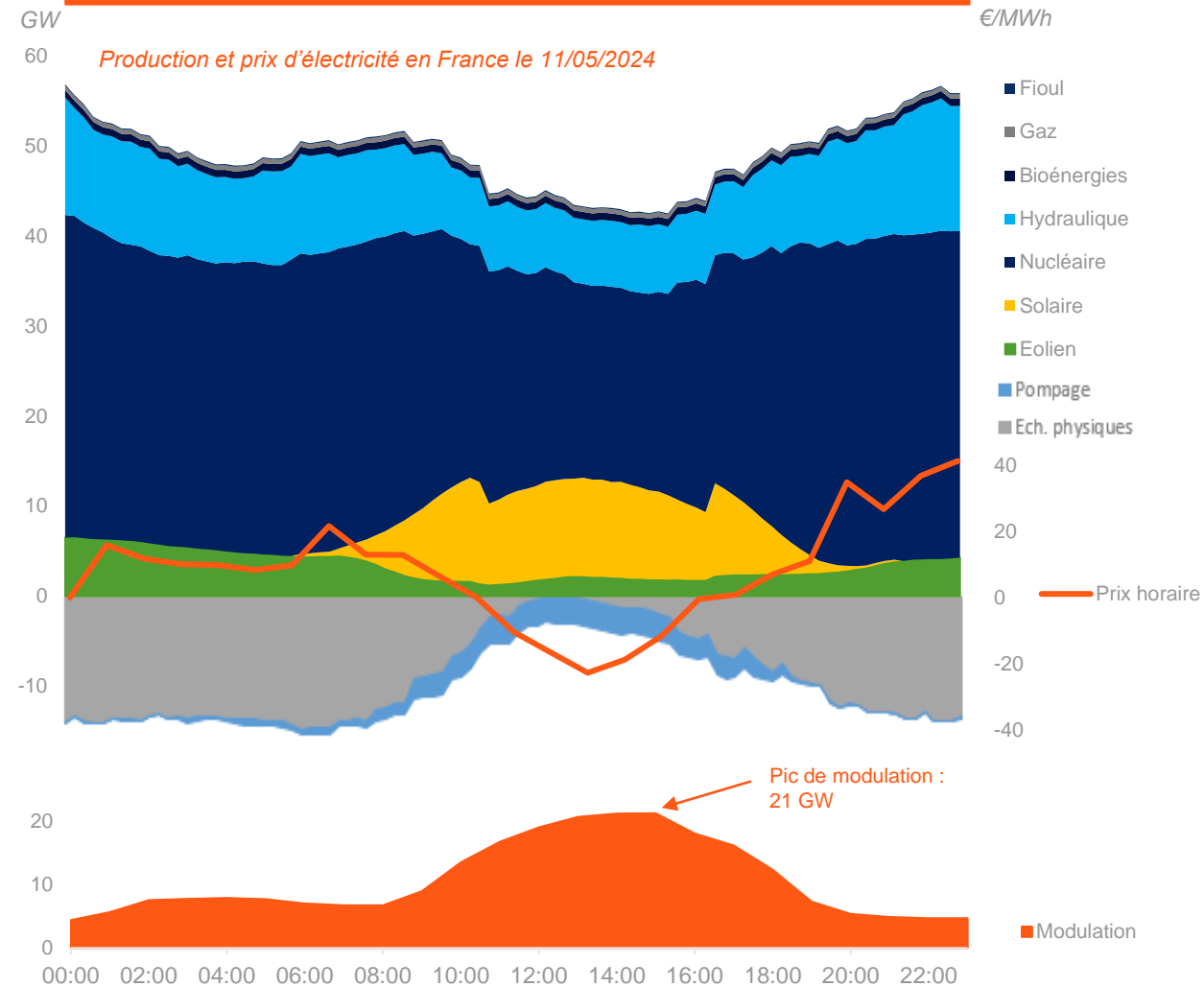


(1) Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie

(2) EDF SEI Systèmes Energétiques Insulaires

Accroître les solutions de flexibilité pour répondre aux besoins du système électrique

Développement de la flexibilité rendue nécessaire face à l'instabilité du système



L'intermittence des renouvelables entraîne :

- une importante volatilité des prix : en 2024, **1 366 heures, soit plus de 15 % du temps** avec des **prix horaires < 10 €/MWh** (vs 500 h, soit plus de 5 % en 2023)
- une **instabilité forte du système** dans la journée qui nécessite de la **modulation du nucléaire** : Par exemple, **22 réacteurs ont modulé** le 11/05/2024

Progression des offres de flexibilité aux clients

+ 18 % vs fin 2023, soit **2,1 GW de capacité** dans les offres de flexibilité aux clients des pays du G4 ⁽¹⁾

Décarbonation des moyens thermiques flexibles

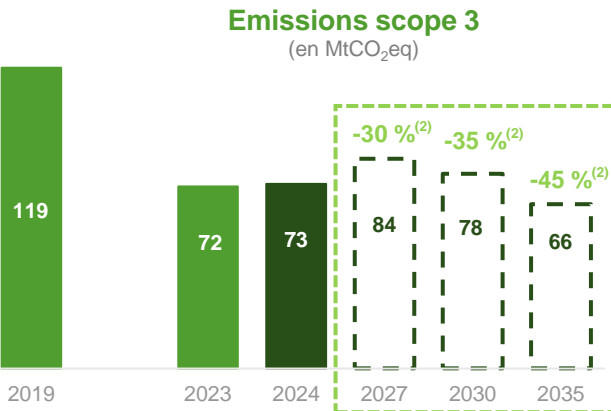
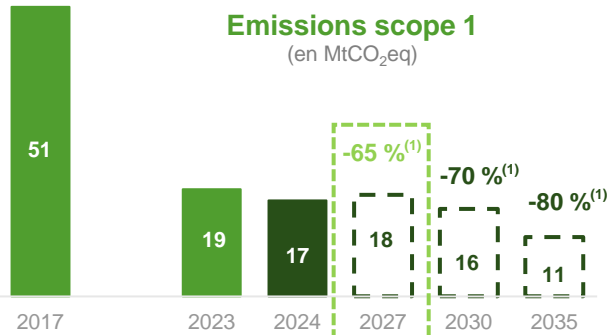
Lancement des travaux de la **centrale à biomasse liquide du Ricanto** (130 MW - France), en remplacement de la centrale thermique du Vazzio

Inauguration du CCG de **Prezenzano** (800 MW - Italie), réduisant de 30 % les émissions de CO₂ et dont la turbine est prête à utiliser l'hydrogène comme combustible.



Nouvelle architecture RSE et rehaussement des objectifs

Rehaussement des ambitions de réduction d'émissions de CO₂

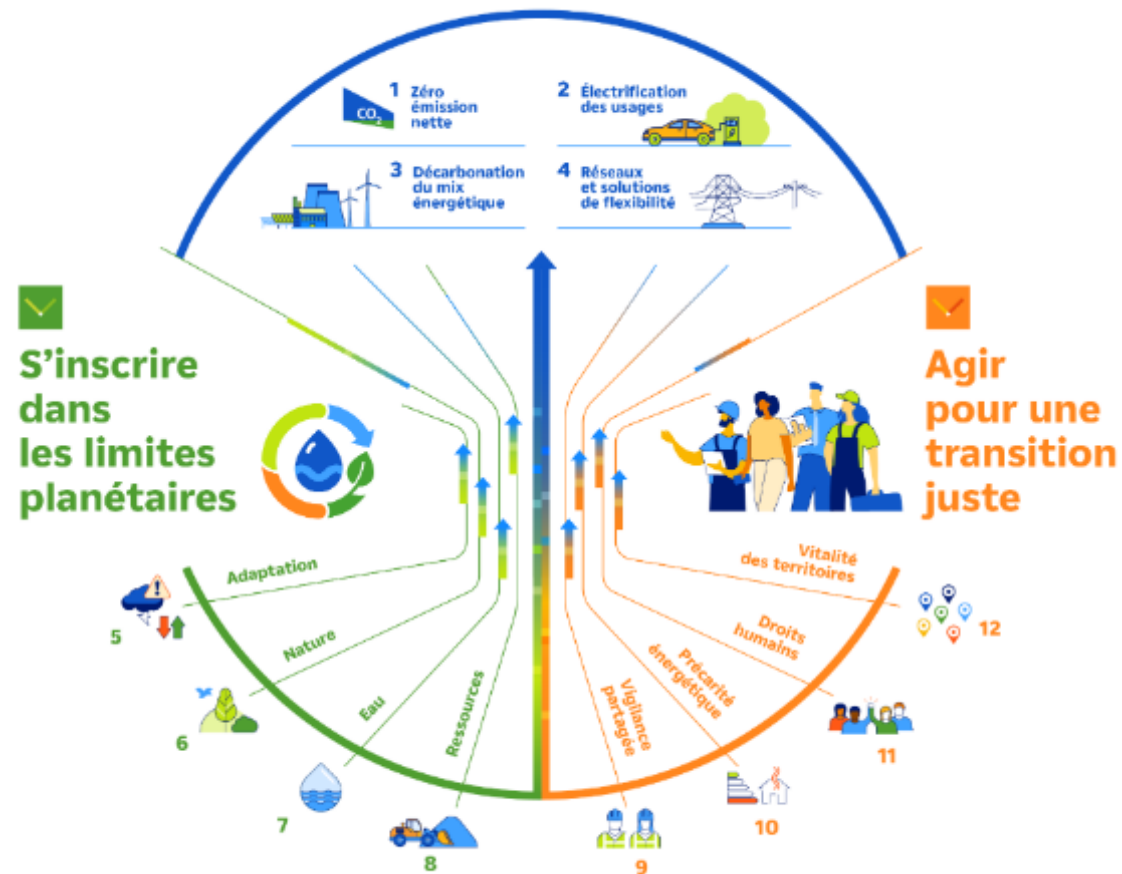


Nouveaux objectifs

(1) Vs 2017.

(2) Vs 2019. Objectif 2030 de -28% précédemment.

Bâtir le système électrique de demain



Notre ambition : être la génération qui fait la transition

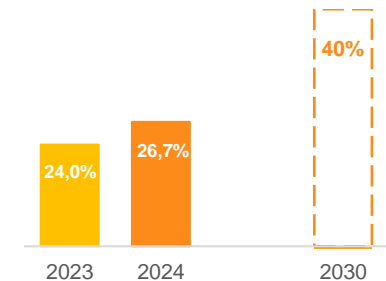
Hausse des recrutements

Pour répondre à ses besoins de compétences, le Groupe a accueilli près de **20 000** collaborateurs en France dont environ :

- 10 000 recrutements en CDI
- 4 500 alternants
- 5 000 stagiaires

en favorisant la **mixité**, la **diversité** et l'**insertion des jeunes**.

Hausse de la proportion de femmes parmi les dirigeants



Des résultats 2024 solides portés par une excellente performance opérationnelle déjà marqués par la baisse des prix de marché

EBITDA

36,5 Mds€

vs 39,9 Mds€ en 2023

**Endettement
financier net**

54,3 Mds€

vs 54,4 Mds€ fin 2023

**Résultat net
courant**

15,2 Mds€

vs 18,5 Mds€ en 2023

**Résultat net
part du Groupe**

11,4 Mds€

vs 10,0 Mds€ en 2023



Résultats annuels

Xavier Girre

Directeur Exécutif Groupe

Performance Impact Investissement

& Finance



Résultats financiers 2024 : stabilisation de la dette financière nette

En milliards d'euros	2023	2024	Variation organique
Chiffre d'affaires	139,7	118,7	-15,7 %
EBITDA	39,9	36,5	-8,4 %
EBIT	13,2	18,3	+43,0 %
Résultat net courant	18,5	15,2	-15,8 %
Résultat net part du Groupe	10,0	11,4	+17,1 %

Endettement financier net (EFN)

54,3 Mds€

vs 54,4 Mds€ fin 2023

Ratio EFN / EBITDA

1,49x

Dette économique ajustée (DEA) ⁽¹⁾

87,7 Mds€

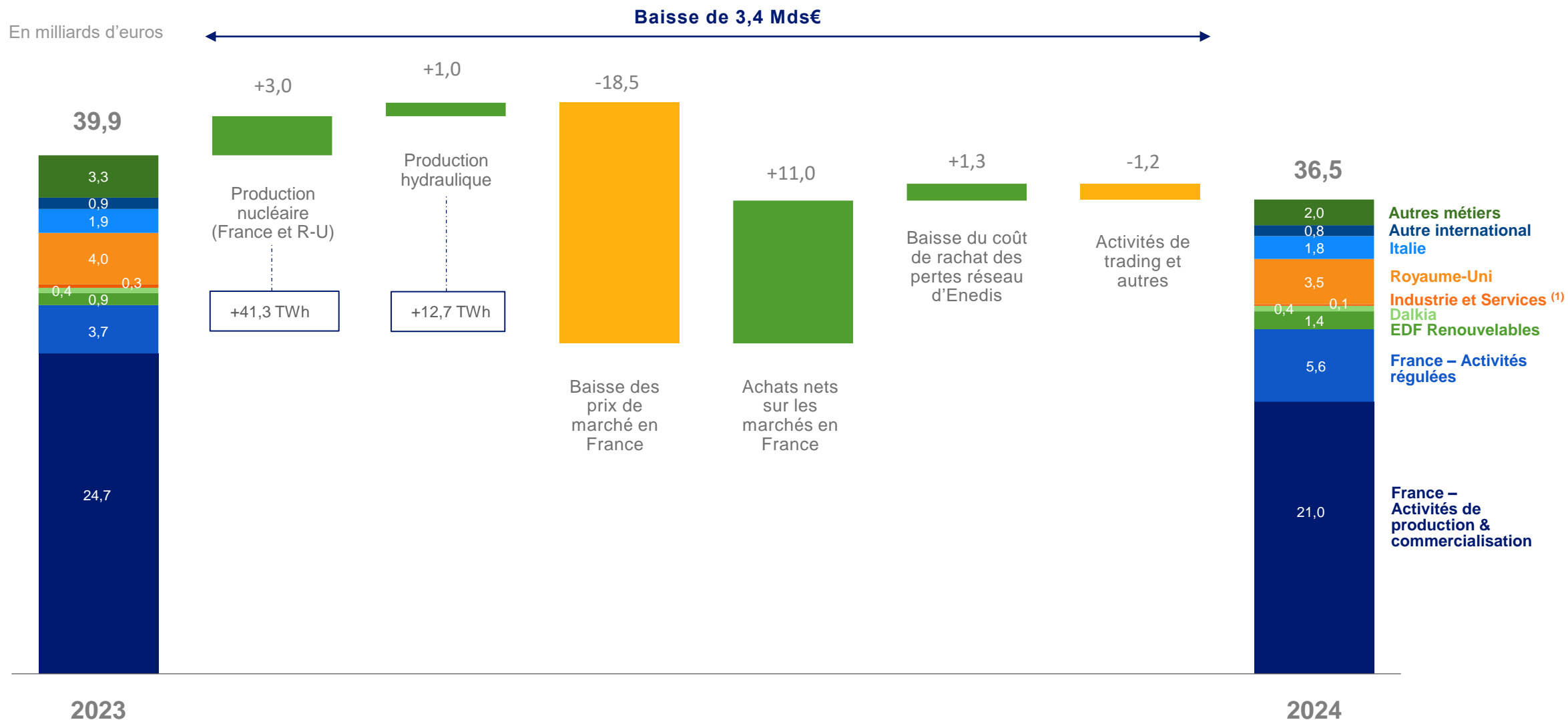
vs 86,3 Mds€ fin 2023

Ratio DEA / EBITDA ajusté

2,73x



EBITDA : excellente performance opérationnelle et effets de la baisse des prix de marché

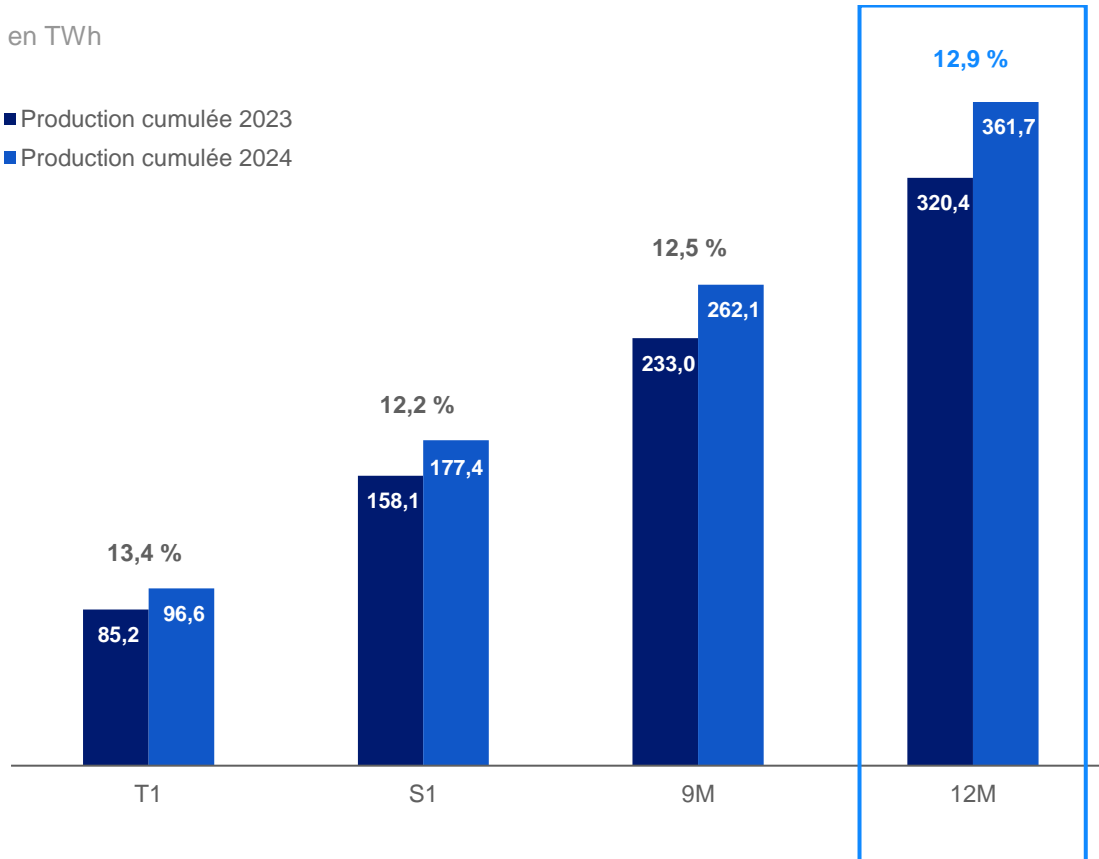


Forte progression de la production nucléaire et hydraulique en France

Production nucléaire

en TWh

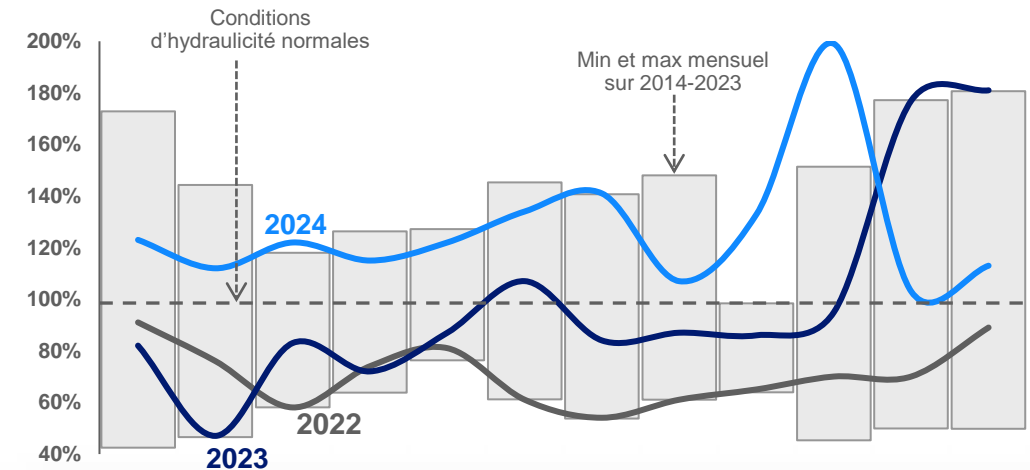
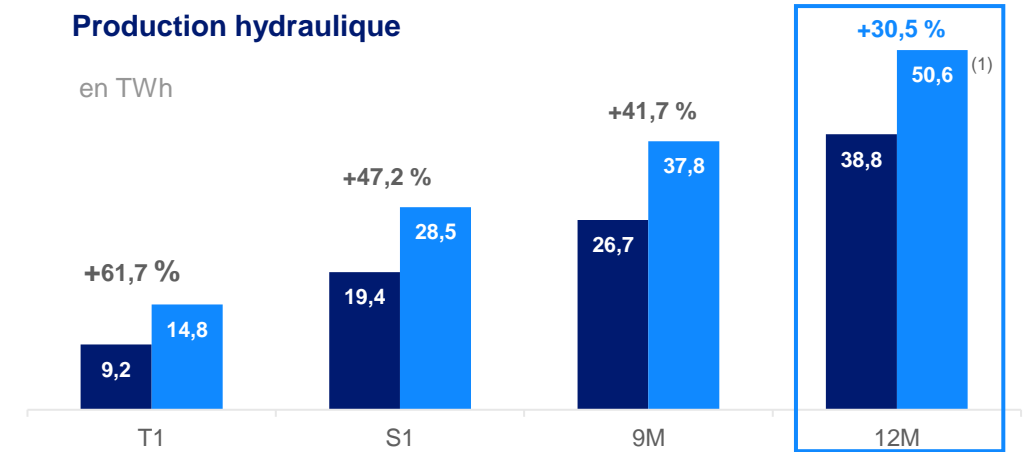
- Production cumulée 2023
- Production cumulée 2024



+41,3 TWh de production nucléaire en France en 2024 vs 2023, en particulier grâce à l'optimisation des arrêts de tranche dans le cadre du programme START 2025 et à la maîtrise des chantiers de traitement de la corrosion sous contrainte

Production hydraulique

en TWh



+11,8 TWh de production hydraulique en France en 2024 vs 2023, en particulier grâce à une hydraulicité exceptionnelle

EBIT

En milliards d'euros	2023	2024	Δ
EBITDA	39,9	36,5	-3,4
Volatilité des commodités	0,4	0,4	-
Dotations aux amortissements et provisions pour renouvellement	(11,2)	(12,0)	-0,8
Pertes de valeur et autres produits et charges d'exploitation	(16,0)	(6,6)	+9,3
EBIT	13,2	18,3	+5,2

Pertes de valeur et autres produits et charges d'exploitation

- Dépréciation de la valeur du projet Hinkley Point C pour -1,1 Md€ en lien avec la révision du taux d'inflation ;
- Nouvelle estimation des coûts prévisionnels suite à la révision du scénario d'entreposage des combustibles usés en France pour -3,2 Mds€ ;
- Réévaluation du coût du projet d'entreposage Cigéo pour -0,8 Md€.

Résultat financier

En milliards d'euros	2023	2024	Δ
Coût de l'endettement financier brut	(3,8)	(4,1)	-0,3
<i>Dont charges d'intérêts</i>	(3,9)	(4,0)	-0,1
Charges de désactualisation	(4,0)	(3,2)	+0,8
Autres produits et charges financiers	4,5	6,4	+1,9
<i>Dont variation nette de juste valeur des actifs dédiés</i>	2,2	3,0	+0,8
Résultat financier	(3,3)	(0,9)	+2,4
<i>Neutralisation des éléments non récurrents (dont variation nette de la JV des actifs dédiés)</i>	(2,2)	(2,8)	-0,6
Résultat financier courant	(5,6)	(3,7)	+1,9

Stabilisation du coût de la dette grâce à une gestion active des financements dans un contexte de taux d'intérêt élevés

Taux de couverture des provisions nucléaires par les actifs dédiés en France : 104,7 % à fin 2024 vs 108,5 % à fin 2023

- **Performance du portefeuille des actifs dédiés** : 10,8 % vs 10,2 %, portée par la performance de 21,7 % du portefeuille actions
- **Taux d'actualisation réel des provisions nucléaires** : + 10 bps à 2,6 % vs stabilité en 2023

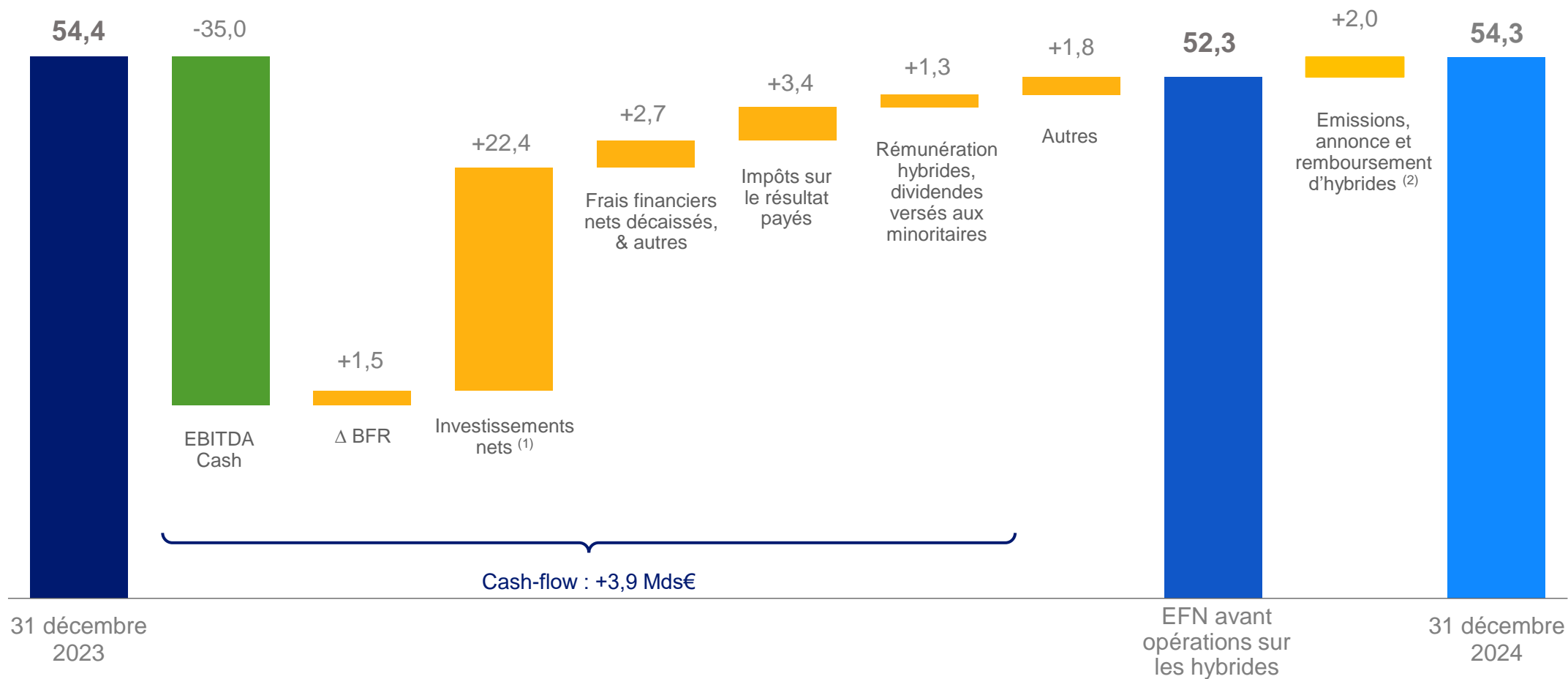
Résultat net

En milliards d'euros	2023	2024	Δ
EBIT	13,2	18,3	+5,2
Résultat financier	(3,3)	(0,9)	+2,4
Impôts sur les résultats	(2,5)	(4,9)	-2,4
Quote-part de résultat net des coentreprises et entreprises associées ⁽¹⁾	0,3	(0,7)	-1,0
(-) Déduction du résultat net – part des minoritaires	2,4	(0,4)	-2,9
Résultat net – part groupe	10,0	11,4	+1,4
<i>(-) Variation de la juste valeur des instruments financiers et des commodités</i>	<i>(1,9)</i>	<i>(2,3)</i>	<i>-0,4</i>
<i>(-) Pertes de valeur, autres produits et charges d'exploitation et autres éléments</i>	<i>10,4</i>	<i>6,2</i>	<i>-4,2</i>
<i>Neutralisation des éléments non récurrents nets d'impôts</i>	<i>8,5</i>	<i>3,9</i>	<i>-4,6</i>
Résultat net courant	18,5	15,2	-3,3

(1) Dont -0,9 Md€ essentiellement liés à la dépréciation du projet éolien en mer Atlantic Shores aux Etats-Unis

Stabilisation de l'endettement financier net

En milliards d'euros

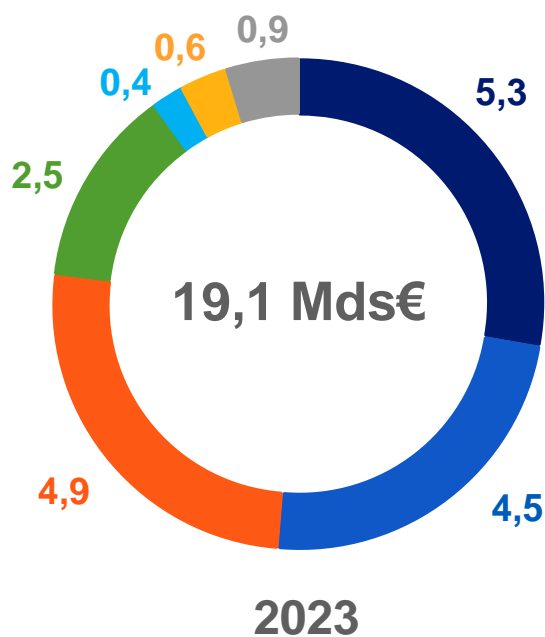


(1) Investissements nets hors cessions Groupe.

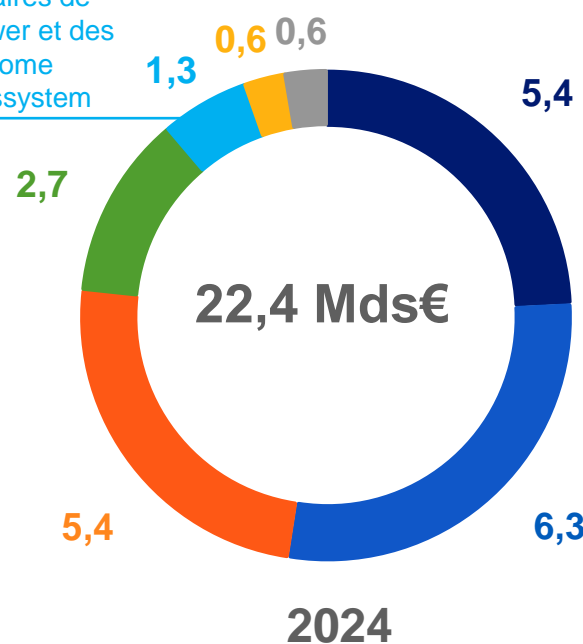
(2) L'annonce du remboursement le 18.12.2024 de l'obligation hybride émise en janvier 2013 pour un montant total de 1,25 Md€ entraîne son reclassement en autres dettes financières.

Augmentation des investissements nets en cohérence avec les objectifs stratégiques du Groupe

En milliards d'euros



dont acquisitions des activités nucléaires de GE Steam Power et des 5 % de Framatome détenus par Assystem



- Maintenance nucléaire (France, RU et Belgique) incluant le Grand Carénage
- Nouveau nucléaire (incluant HPC, Flamanville 3 et EPR2)
- Enedis, SEI et ES
- Renouvelables
- Services nucléaires (1)
- Services
- Autres (2)

En 2024, près de 94 % des investissements sont alignés avec l'objectif net zéro émission du Groupe

(1) Framatome et Arabelle Solutions depuis juin 2024.

(2) Dont fonctions centrales, immobilier, gaz et fioul.

Perspectives

Luc Rémont
Président-Directeur Général



Enjeux des prochains mois

Accompagner les clients dans la réduction de leur empreinte carbone

- Poursuite du déploiement de la **politique commerciale**
- Lancement d'**AMI (1) pour faciliter l'installation de datacenters**
- Accélérer le développement de **l'électrification des usages** avec l'émergence de 150 TWh de demande d'ici 2035 en France

Produire plus d'électricité bas carbone avec le nucléaire et les renouvelables

À notre main :

- **Estimations de production nucléaire en France** : 350-370 TWh en 2025, 2026 et 2027 (y compris Flamanville 3)
- Poursuite du chantier **Hinkley Point C**
- Montée en puissance de **Flamanville 3** jusqu'à la mise en service industrielle

Avec les parties prenantes :

- Electrification des usages, **production décarbonée commandable**
- Principe de financement du **programme EPR2**
- Futur régime **hydroélectrique**
- Décision sur **Sizewell C**

Développer les réseaux face aux défis de la transition énergétique

- **Accélération des raccordements** des nouveaux actifs de production et des nouvelles installations de consommation

Accroître les solutions de flexibilité pour répondre aux besoins du système électrique

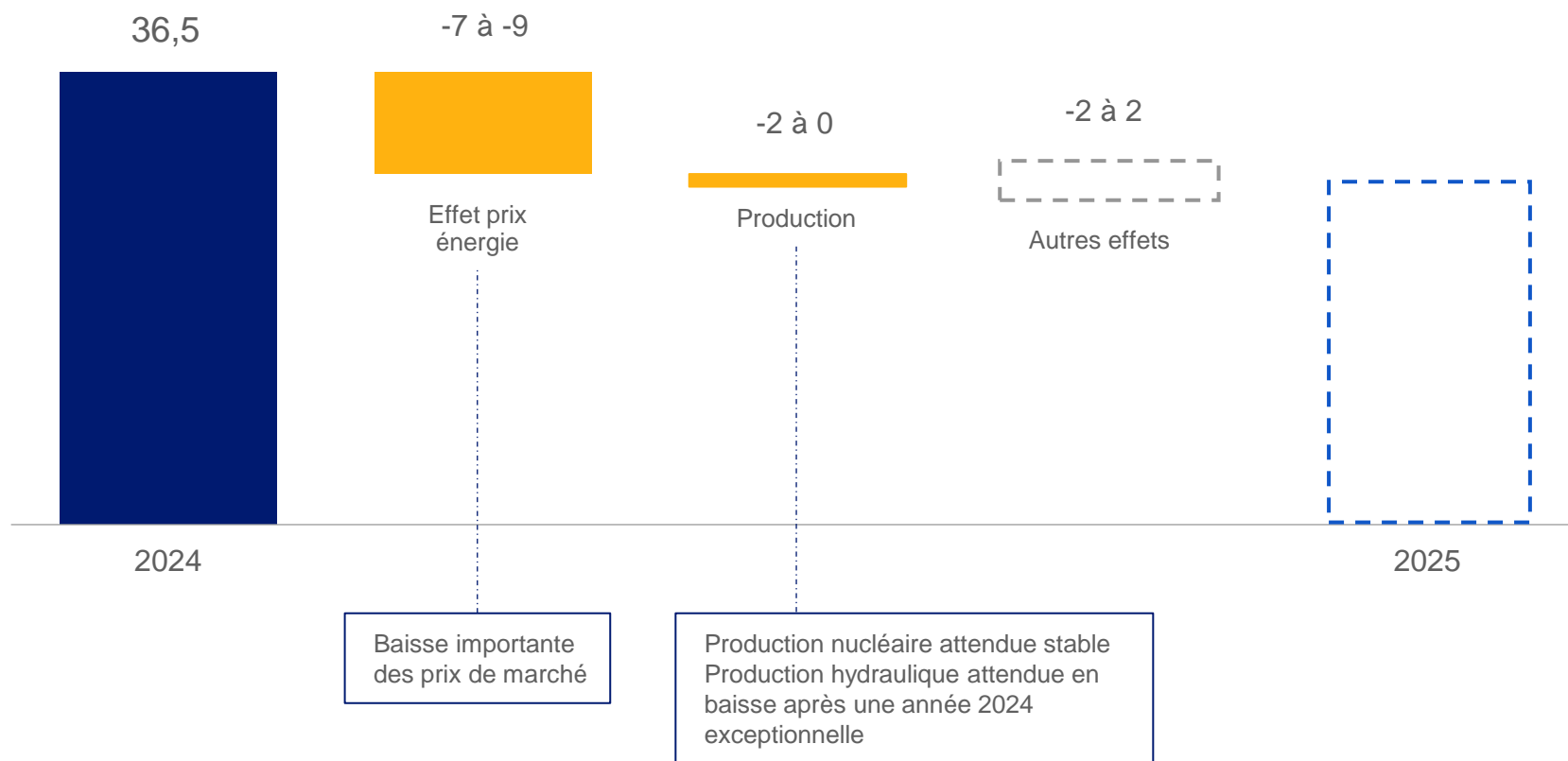
- **Adaptation du système électrique** face à l'intermittence des énergies renouvelables
- Heures pleines / heures creuses

Baisse des prix attendue impactant l'EBITDA en 2025



Projection de l'EBITDA 2025

En milliards d'euros



Objectifs à 2027

Endettement financier net / EBITDA ⁽¹⁾

≤ 2,5x

Dette économique ajustée / EBITDA ajusté ⁽¹⁾⁽²⁾

≤ 4x

(1) Sur la base du périmètre et des taux de change au 01/01/2025 et d'une hypothèse de production nucléaire en France y compris Flamanville 3 de 350-370 TWh en 2025, 2026 et 2027

(2) Ratio à méthodologie S&P constante.



Présentation des résultats annuels

21/02/2025





Annual results *2024*

COMPLEMENTARY BOOK



TABLE OF CONTENTS

Strategic Projects	P.28
Operational Data	P.32
Customers (France)	P.41
Consolidated Financial Statements	P.44
Financing & Liquidity	P.53
ESG	P.62
Market Data	P.65



Strategic projects



Hinkley Point C EPR (3.3GW)

Schedule and cost review

- As a reminder, conclusions of the last schedule and cost review for the Hinkley Point C project announced on 23 January 2024⁽¹⁾:
- In terms of schedule, several scenarios have been analysed, pursuant to which Unit 1 would become operational in:
 - (i) 2029, operational schedule around which the project is organised, based on a target productivity for electromechanical (MEH) work and action plans
 - (ii) 2030, scenario which assumes certain risks materialise in MEH ramp-up and testing
 - (iii) 2031, scenario which assumes a further 12-month risk materialises
- The project completion cost is estimated in the range of £31 to 34bn₂₀₁₅⁽²⁾. If the scenario (iii) materialises, this could lead to an additional cost of around £₂₀₁₅1bn
- The start of operation date for Unit 2 is targeted 12 months after Unit 1 commissioning

Construction progress

- In 2024, the reactor pressure vessel was installed in the Unit 1 reactor building, the heat exchanger component installation started for the Unit 1 diesel programme, the third liner ring was lifted to the Unit 2 reactor building, the reactor building transfer compartment & reactor cavity pool was installed in Unit 2.
- The stator of Unit 1 has been installed.
- 2024 was below operational schedule (i). Action plans are currently implemented. The risks of delay in schedule and over cost still exists.

Financing of the project

- As the project's total financing needs exceed the contractual commitment of the shareholders, shareholders were asked to provide additional equity on a voluntary basis as from Q3 2023. HPC funding is now through Voluntary Equity, to which only EDF is currently contributing.
- Complementary alternative financing solutions are being investigated by EDF.
 - At end-December 2024 EDF's share in HPC is 72.6%, with CGN owning the remaining 27.4%.
 - At end-2024, the total costs amount to €34.6bn including €2.7bn of capitalized interest.

(1) See press release of 23 January 2024

(2) Excluding interim interests and at a reference exchange rate for the project of £₂₀₁₅1 = €1.23. The range of £31bn to 34bn₂₀₁₅ corresponds to the range of £41.6 to 46.5bn in current value (with an additional risk of £1.4bn)

Sizewell C EPR (3.3GW)

Main aspects

- Project of 2 UK EPR at Sizewell on the Suffolk coast for a total capacity of 3.3GW
- Power supply to 6 million households for around 60 years
- Second of a kind EPR in the UK following Hinkley Point C, replicating as much as possible the Hinkley Point C design and supply chain



Progress

Development of the Project

- Sizewell C acquired the main site land from EDF Energy in H1 2024 and preliminary construction works on site have formally started.
- Framatome signed several contracts with Sizewell C in April 2024 to provide the two nuclear heat production systems and the plant's safety instrumentation and control systems, fuel supply and long-term services and maintenance to support the operations. The manufacturing of all the Unit 1 forgings has started.
- Nuclear Site License was granted in May 2024.
- EDF and Edvance have signed in July 2024 an engineering contract and an Intellectual Property agreement relating to the rights of use granted to SZC on the UK EPR design.

Financing the construction

- The project is eligible for funding under the Regulated Asset Base (RAB) model, with a Government Support Package (GSP), the terms of which are being finalised.
- In September 2023, the UK government launched a capital raise process to seek funding for the construction of the power plant from private investors. The end of equity and debt raise process is targeted for 2025.
- In August 2024, the Department for Energy Security and Net Zero published the award of a further Sizewell C development expenditure subsidy scheme for up to £5.5bn, securing the financing up to mid-2026.
- EDF funding cap until FID was reached in December 2023. The project was fully funded by the UK government in 2024, consolidating its position as the majority shareholder of the project. Sizewell C is owned at 83.8% by the UK government and at 16.2% by EDF at 31 December 2024.

Consolidation method

- As of 31 December 2023, Sizewell C was fully consolidated in the Group's financial statements. Given the evolution of the project in 2024, the consolidation method changed as of 31 December 2024 to consolidate Sizewell C under the equity method.

Final Investment Decision (FID)

- The power plant's construction remains subject to the approval of a FID.
- FID is subject to the fulfilment of some conditions including:
 - Securing the project financing through the finalisation of RAB model and GSP and the completion of the equity raise process
 - Formal approval from the UK government of the baseline cost and schedule estimate at completion.
- EDF's contribution to the funding of the construction is subject to some conditions, including:
 - A share ownership of the project of 10 to 19.99%, including a cap on financial exposure in value
 - A return on capital expected by EDF as an investor in line with market return for this type of assets, risk allocation profile and its investment policy.

EPR2 PROGRAMME IN FRANCE

Main aspects

- European Pressurised Reactor EPR2 of 1.6GW/reactor
- A programme of 3 pairs of reactors to benefit from series effects in technological terms: equipment purchasing, construction-phase services, operation and maintenance.
- Feasibility studies for 8 additional reactors
- Integrating feedback from other EPR built worldwide and from the fleet in operation
- EPR2 is an upgraded EPR with same safety level (one of the highest in the world), same power and environmental performance and with standardised and optimised construction process.
- A reactor first licensed for French market

Progress

- Deep review of engineering studies finalized and development of the detailed design for the nuclear island of the EPR2.
- Launch of a task force dedicated to reducing the construction time of a reactor to 70 months.
- Start of preparatory works at Penly.
- Implementation of the "Grand Chantier" at Penly with the French State administration and local authorities to anticipate the arrival of thousands of workers: transport, housing, services...
- Start production of the main components of the EPR2: reactor pressure vessel, steam generators by Framatome.
- Public debates held for the construction of reactors at Penly and Gravelines and on going for Bugey.



Final Investment Decision (FID)

- The power plant's construction remains subject to FID
- EDF and the French State in discussion on the financial support scheme.
- The ambition is still to take a FID by the end of 2026.



Operational data



ELECTRICITY OUTPUT

Fully consolidated entities

<i>(in TWh)</i>	2023		2024	
Nuclear	363.4	78%	404.2	78%
Total Renewables	70.8	15%	86.1	17%
<i>Hydro⁽¹⁾</i>	42.8	60%	55.5	64%
<i>Wind</i>	23.5	33%	23.7	28%
<i>Solar</i>	3.2	5%	4.8	6%
<i>Biomass</i>	1.4	2%	2.2	3%
Gas	28.5	6%	25.6	5%
Fuel oil	4.6	1%	4.1	0.8%
Coal	0.2	0.05%	0.2	0.04%
Group	467.6	100%	520.3	100%

(1) Hydro output includes tidal energy for 519GWh in 2024 and 504GWh in 2023. Production after deduction of pumped volumes is 47.8TWh in 2024 and 37.0TWh in 2023.

CO₂ EMISSIONS AND CARBON INTENSITY⁽¹⁾

Fully consolidated entities

Heat and power generation by segment	Emissions (in kt CO ₂)				Carbon intensity (in gCO ₂ /kWh ⁽⁴⁾)	
	2023		2024		2023	2024
France – Generation and supply activities	2,901	16%	1,315	8%	8	3
France – Regulated activities ⁽²⁾	2,917	16%	2,792	17%	469	453
Dalkia	3,588	20%	3,188	20%	147	135
United Kingdom	4	0%	0	0%	0	0
Italy	6,263	34%	6,053	38%	302	262
Other international	2,547	14%	2,714	17%	182	198
Group⁽³⁾	18,249	100%	16,096	100%	37	30

(1) Including direct CO₂ emissions (excluding life cycle analysis of fuel, production means and other CO₂-equivalent gas emissions). The other CO₂-equivalent gas emissions are included in the scope 1 calculation.

(2) Power generation in non-interconnected zones corresponding to overseas departments and Corsica - (mainly island territories) and Electricité de Strasbourg (ES).

(3) Framatome and Arabelle Solutions contribute to 33ktCO₂ in 2024 and 29ktCO₂ in 2023, The direct CO₂ emissions from "Other activities" segment are not significant compared to Group total emissions and are not disclosed in this table.

(4) Carbon intensity corresponds to CO₂ emissions in relation to the Group's electricity and heat generation. The EDF Group's heat generation amounts to 23.8TWh in 2024 (vs 23.7TWh in 2023).

INSTALLED CAPACITY AT END-2024

<i>(in GW)</i>	Total net capacity of EDF Group, including shares in associates and joint ventures	Consolidated capacity of EDF Group	
Nuclear ⁽¹⁾	67.8	67.9	57%
Hydro ⁽²⁾	22.7	21.6	18%
Other renewables ⁽³⁾	16.8	13.3	11%
Gas	11.6	11.8	10%
Fuel oil	3.2	3.1	3%
Coal	3.0	1.2	1%
Total	125.0	118.8	100%

(1) This capacity does not include the EPR reactor of Flamanville 3

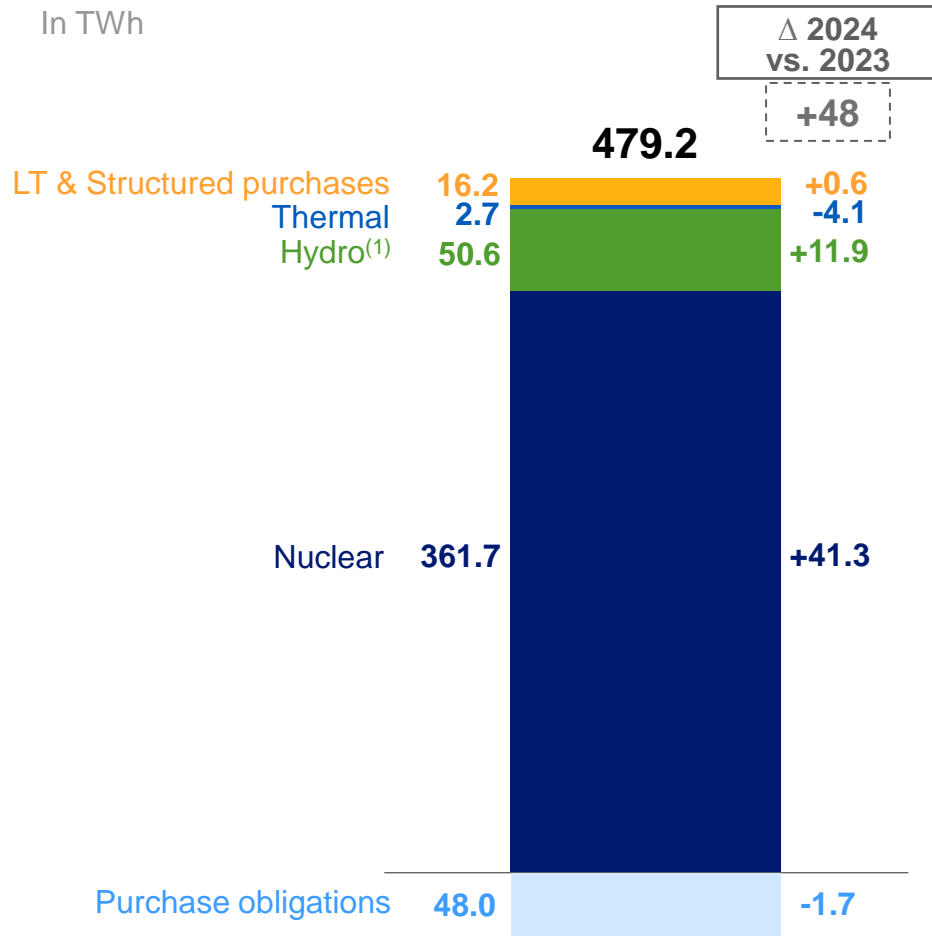
(2) Including sea energy: 0.24GW in 2024.

(3) Including wind, solar, biomass and geothermal.

FRANCE: UPSTREAM / DOWNSTREAM ELECTRICITY BALANCE

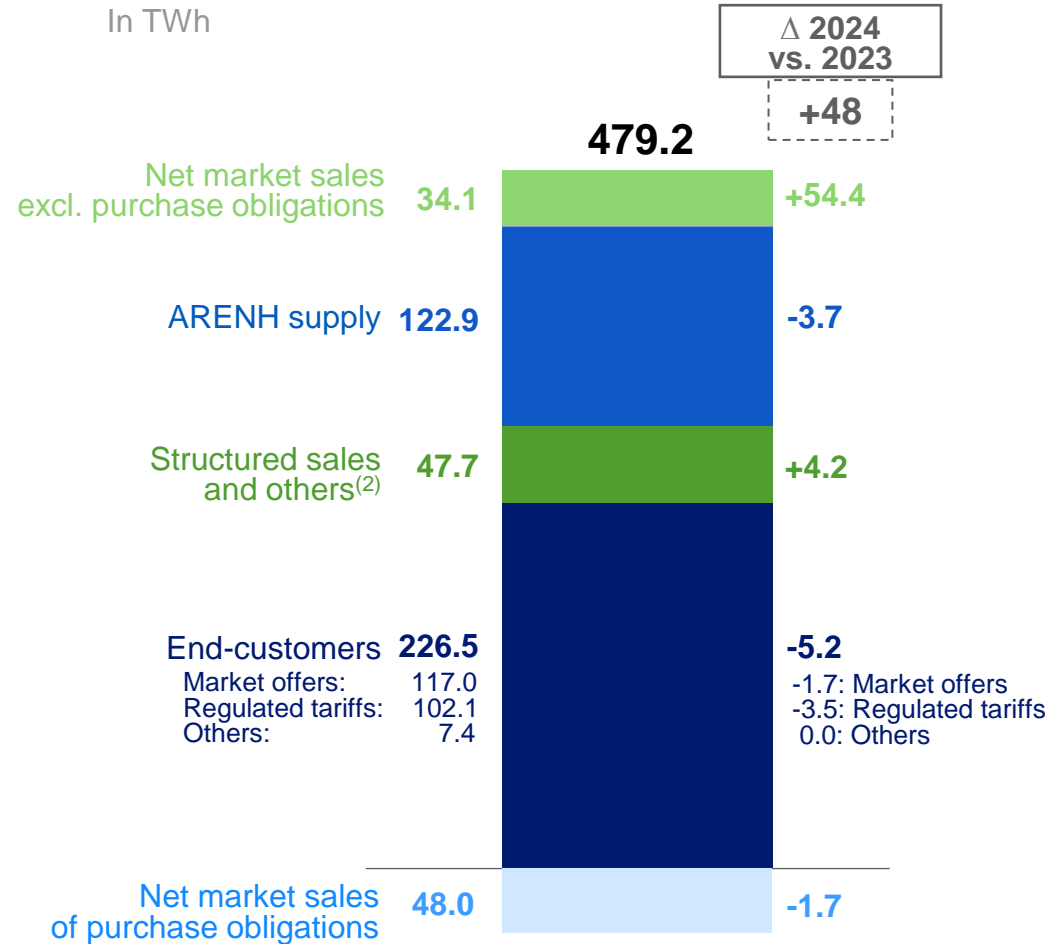
OUTPUT / PURCHASE

In TWh



CONSUMPTION / SALES

In TWh



NB: EDF excluding French islands electrical activities.

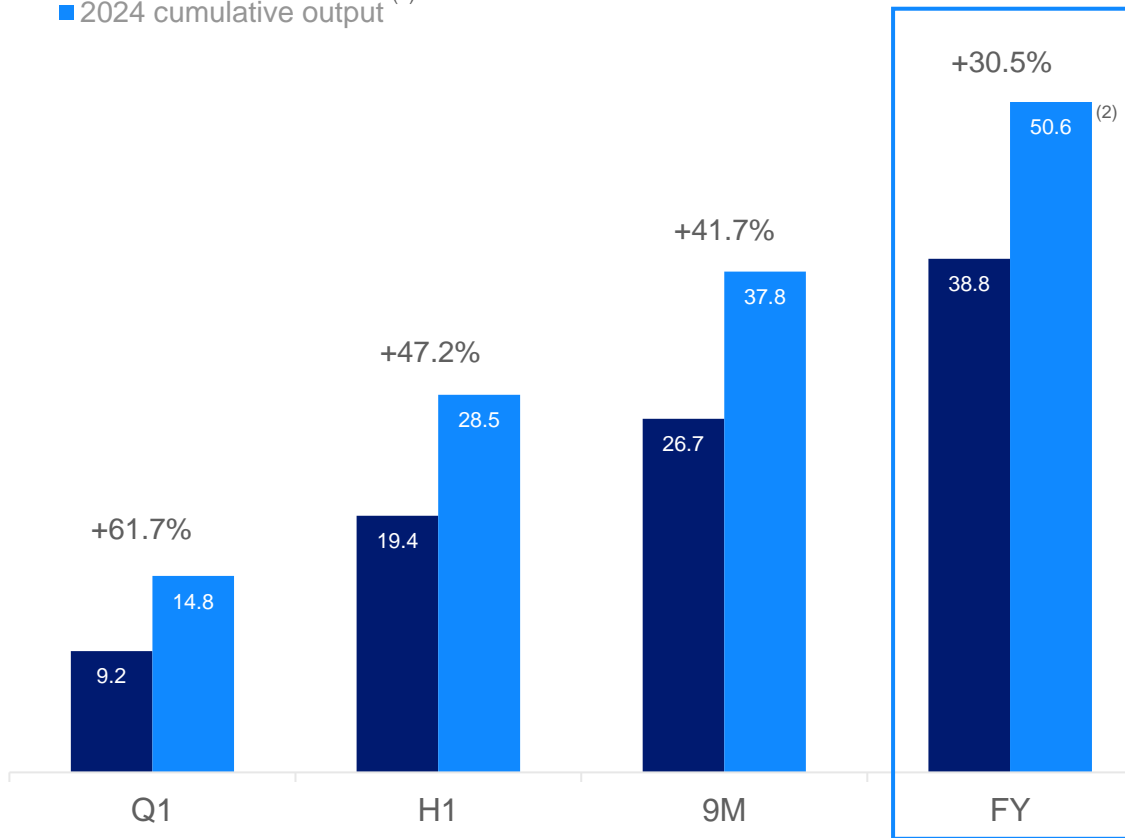
(1) Hydro output after deduction of pumped volumes represents 42.9TWh in 2024 / 33.0TWh in 2023.

(2) Including hydro pumped volumes of 7.7TWh in 2024 / 5.7TWh in 2023.

FRANCE HYDRO OUTPUT

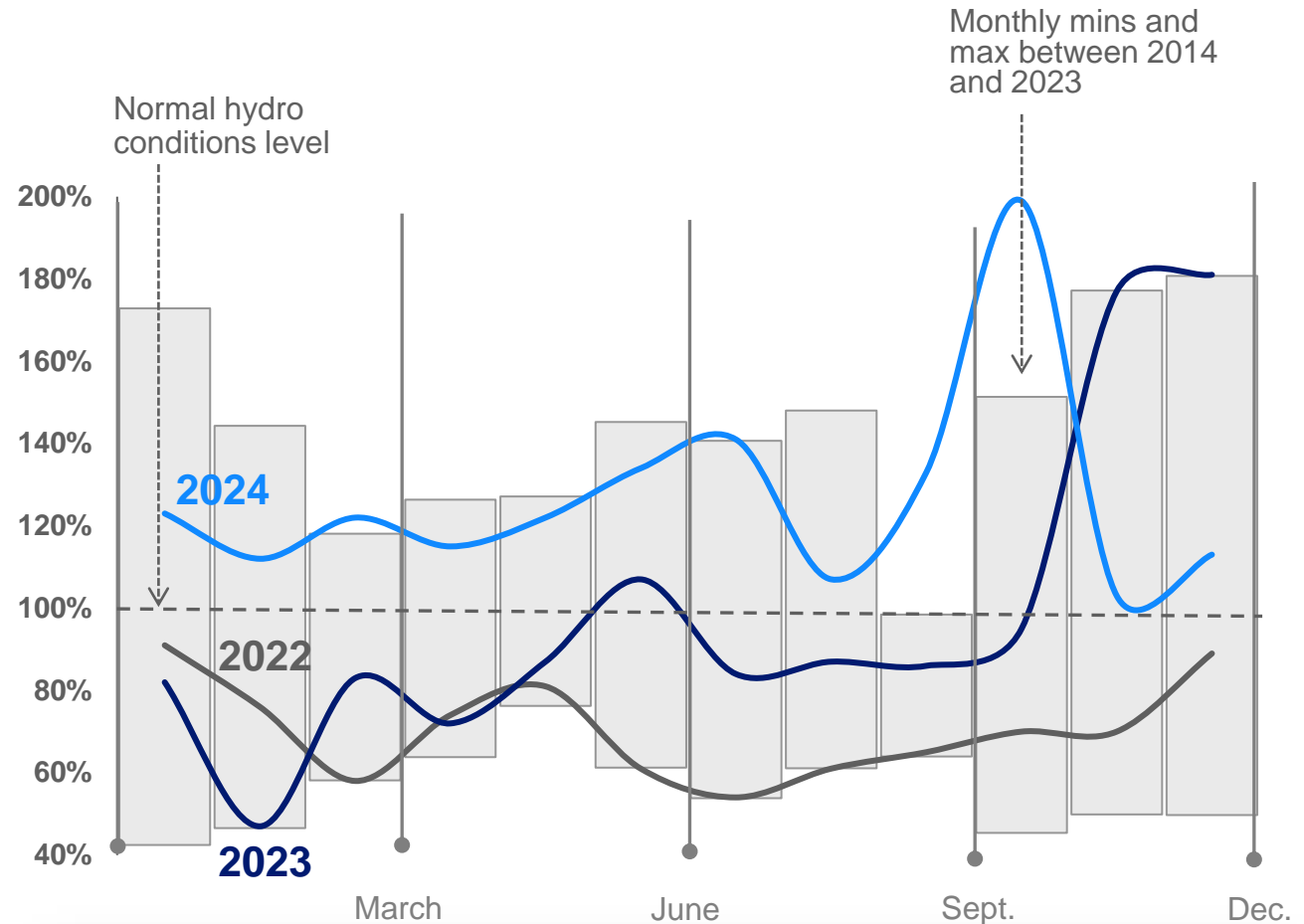
(in TWh)

- 2023 cumulative output ⁽¹⁾
- 2024 cumulative output ⁽¹⁾



(1) Hydropower excluding electrical activities on French islands, before deduction of pumping consumption.

(2) Production after deduction of pumped volume consumption: 33.0TWh in 2023 / 42.9TWh in 2024



Favourable hydro conditions in 2024 contrast with the past two years: hydraulic conditions index of 1.26 in 2024 vs 0.98 in 2023 and 0.71 in 2022

Hydraulic reservoirs filling rate in France at 68.8% at end-2024: +5.8% above historical average (63.0%)

EDF: A EUROPEAN LEADING PLAYER IN RENEWABLE ENERGIES

Installed capacity: 39.5GW net⁽¹⁾

A diversified mix with 39.5GW in operation

- 22.7GW of hydropower
- 16.3GW of wind and solar
- 0.5GW others (biomass and geothermal)

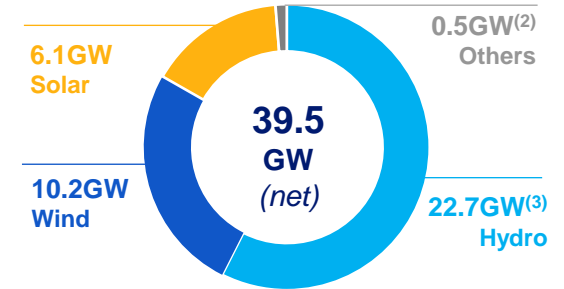
Hydropower

- Leading European producer of hydropower
- More than 400 production sites worldwide

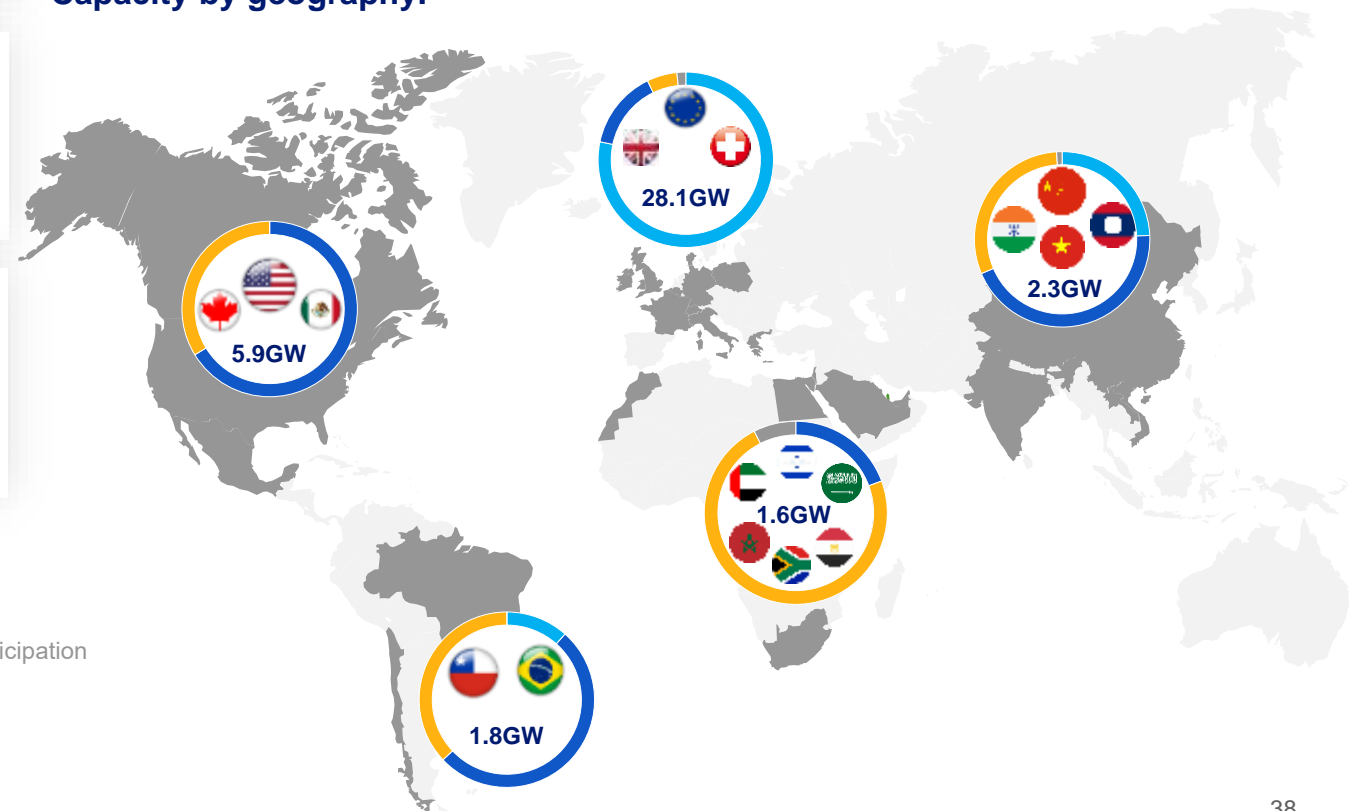
A global leader in wind and solar energy

- 3.2GW gross commissioned in 2024
- 8.6GW gross under construction (1.9GW in onshore wind, 0.7GW in offshore wind, 6.0GW in solar)

Capacity by sector:



Capacity by geography:



NB: data at end-2024.

(1) Installed capacity shown as net, corresponding to the consolidated data based on EDF's participation in Group companies, including investments in affiliates and joint ventures.

(2) Biomass and geothermal.

(3) Including sea energy: 0.24GW.

RENEWABLES: INSTALLED CAPACITY AND CAPACITY UNDER CONSTRUCTION

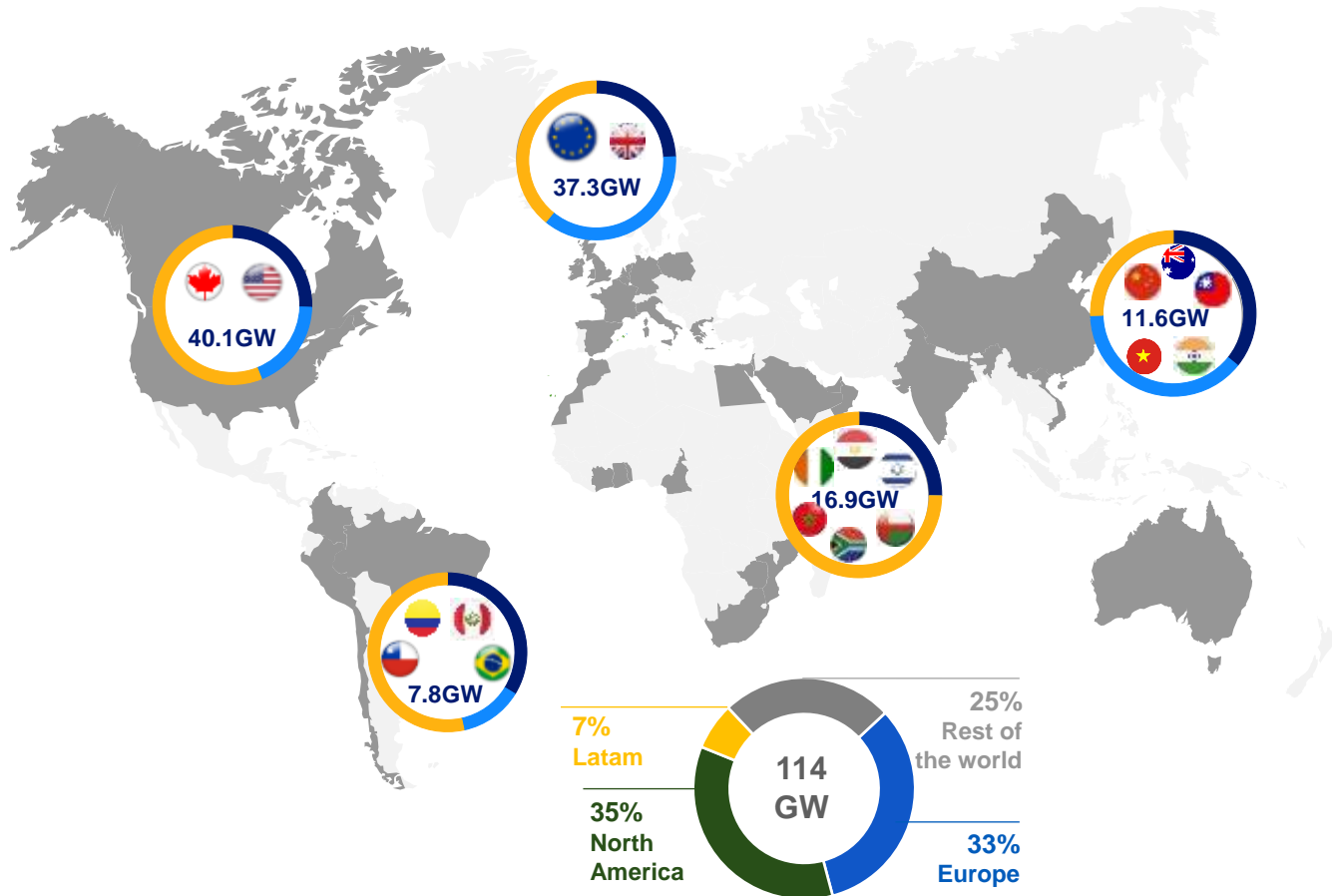
<i>(in MW)</i>	Gross ⁽¹⁾		Net ⁽²⁾	
	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024
Wind	2,685	2,538	1,591	1,528
Solar	3,728	6,039	2,617	2,595
Capacity under construction	6,413	8,577	4,209	4,123
Onshore wind	13,244	13,169	9,342	9,404
Offshore wind	1,621	2,148	581	807
Solar	9,425	11,444	4,734	6,066
Wind & Solar installed capacity	24,289	26,762	14,657	16,277
Biomass and geothermal	-	-	440	481
Renewable (excl. hydro) installed capacity	-	-	15,097	16,758
Hydro	-	-	22,571	22,740
Renewable installed capacity	-	-	37,668	39,498

(1) Gross capacity: total capacity of the facilities in which EDF has a stake.

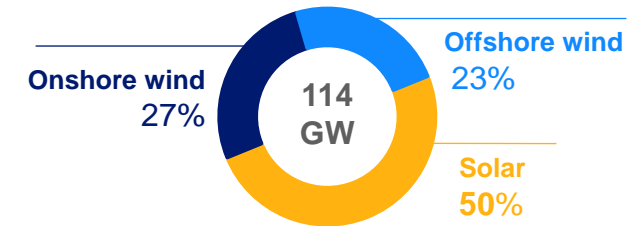
(2) Net capacity: capacity corresponding to EDF's stake.

A PORTFOLIO OF WIND AND SOLAR PROJECTS OF 114GW GROSS⁽¹⁾

A geographically diversified portfolio



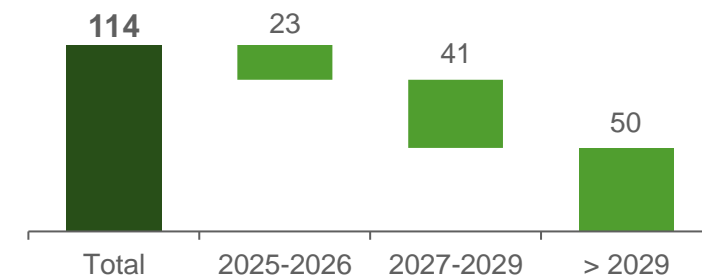
Balanced between wind and solar



Breakdown by development phase ⁽²⁾ (in GW)



Breakdown by date of start of construction (in GW)⁽³⁾



NB: data at end-2024.

(1) Excluding capacities under construction. Gross data corresponding to 100% of the capacity of the project.

(2) Projects in prospection phase are included in the pipeline.

(3) Not probability-based.

* Securing a power purchase agreement (following call for tenders, auction, OTC negotiation)

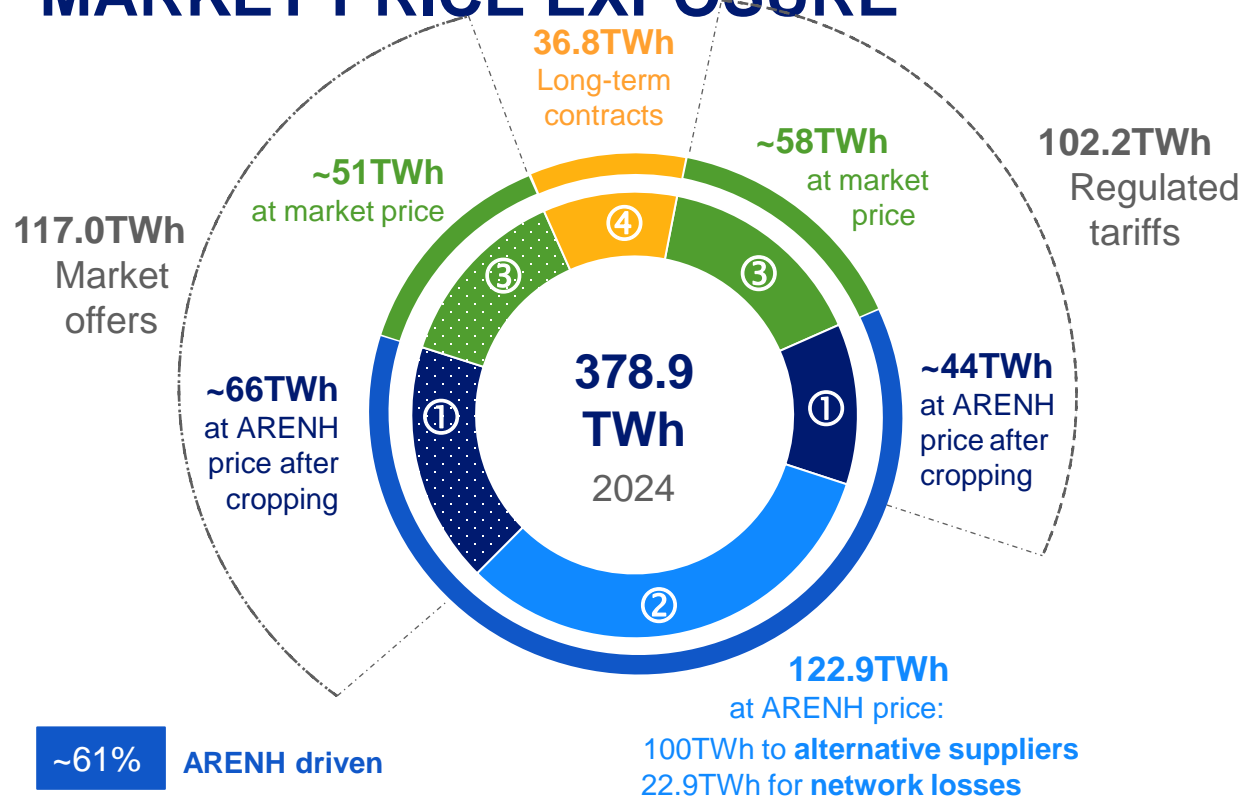
** Sufficient land securisation and start of technical studies

*** Start of land identification and preliminary studies

Customers (France)



FRANCE: DISTRIBUTION OF ELECTRICITY SALES⁽¹⁾ ACCORDING TO THEIR MARKET PRICE EXPOSURE



① Volumes sold at **ARENH price** following the cost-stacking formula in the **regulated sales tariffs** (essentially blue residential and non-residential tariffs) and to EDF final customers under **market-based contracts**⁽²⁾

② Volumes sold at **ARENH price**⁽³⁾, which include:

- the ARENH volumes of **100TWh** that can be requested by **alternative suppliers**
- The purchase of losses by **network operators** for **22.9TWh**
... **or at market price** if such price is lower than the ARENH arbitration threshold (ARENH price - capacity price) – not applicable in 2024

③ Volumes sold at **market price**, whatever the price, which include:

- Part of the volumes sold to EDF final customers: “market complement supply” in the regulated tariffs⁽⁴⁾, balance of the volumes sold to clients under market-based contracts
- Volumes sold on wholesale power markets

④ Contracts at **negotiated prices** that do not follow a market-indexed structure of 36.8TWh

(1) See “France: upstream / downstream electricity balance” p.12. Estimated distribution based on the situation in 2024, in particular in terms of EDF downstream market shares.

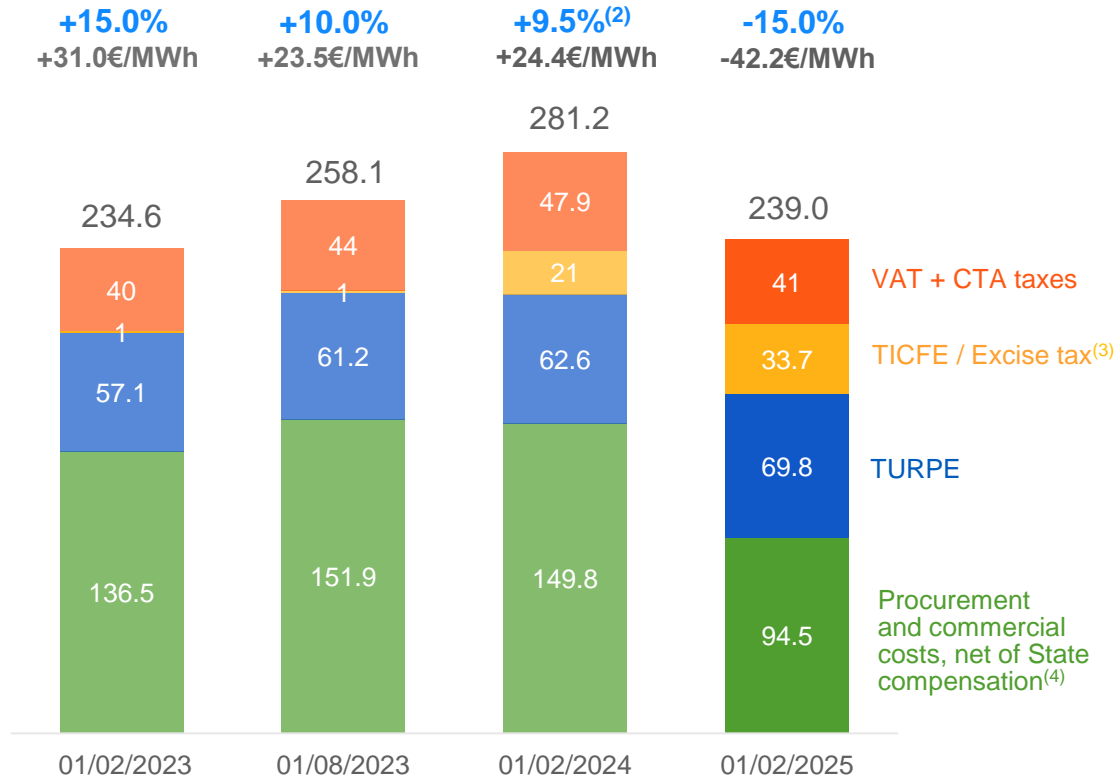
(2) Related to the replication of the sourcing cost structure of alternative suppliers: shares of the volumes corresponding to the “ARENH rights” including replication of additional volumes to the alternative suppliers.

(3) EDF is subject to the arbitrage between the two prices and its date of exercise is variable depending on the volumes (it takes place at the latest at the time of the ARENH end of year subscription window for a delivery the following year).

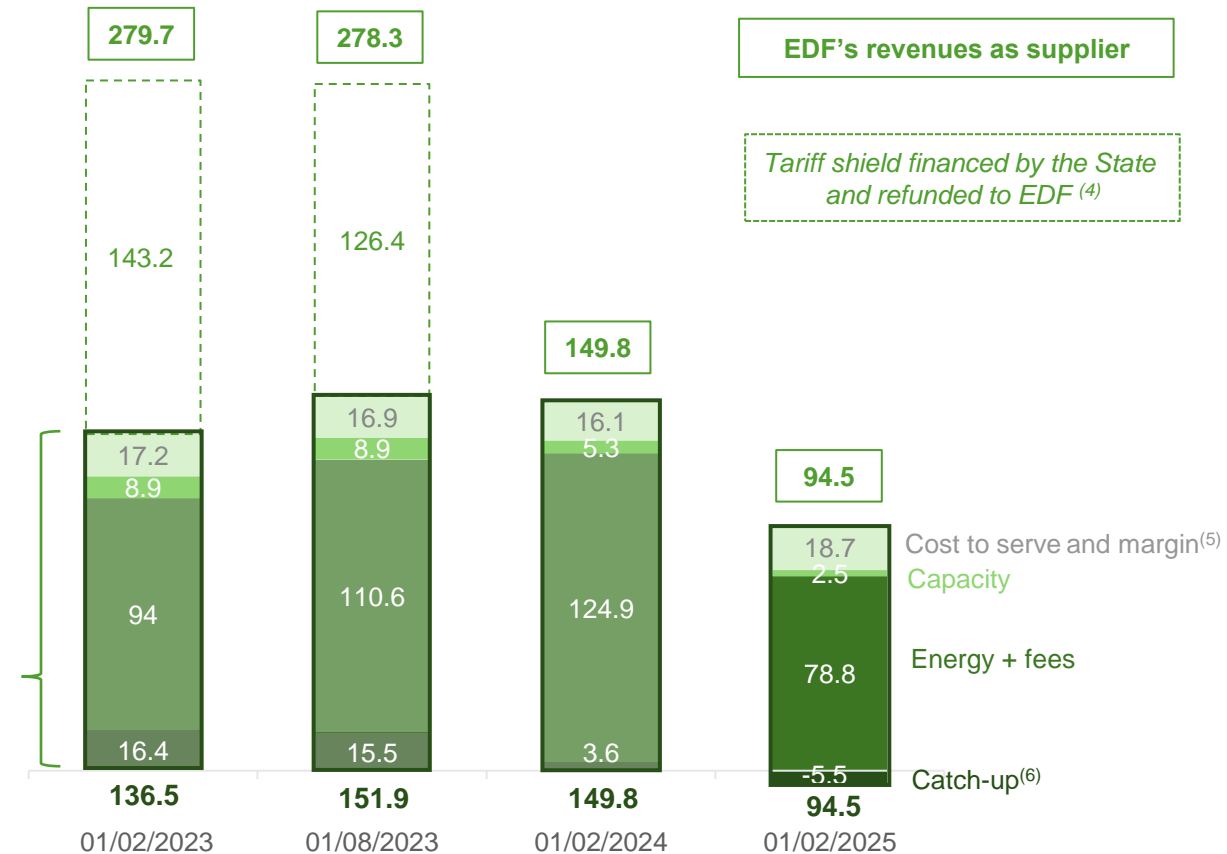
(4) Related to the replication of the sourcing cost structure of alternative suppliers: the balancing volumes sourced on the market which exceed the “ARENH rights”.

CHANGE IN Regulated sales tariffs in France

Composition of the average bill including VAT (in €/MWh) ⁽¹⁾



Focus on procurement and commercial costs (in €/MWh)



(1) Data based on an average calculation on customers portfolio at Regulated Tariffs the end of the year before.

(2) Calculation made by the CRE in January 2024 with the data available at that time

(3) See decree of 25/01/2024 and decree of 20/12/2024 on the Excise tax

(4) The tariff shield in 2023 was compensated by the CSPE mechanism and was not subject to a catch-up in 2024.

(5) Including cost of Energy Efficiency Certificates.

(6) Remaining tariff increase decided in Year-1 but invoiced in Year+1 and for 2025, catch-up of the TURPE increase from 01/11/2024 to 31/01/2025 not invoiced to end customer

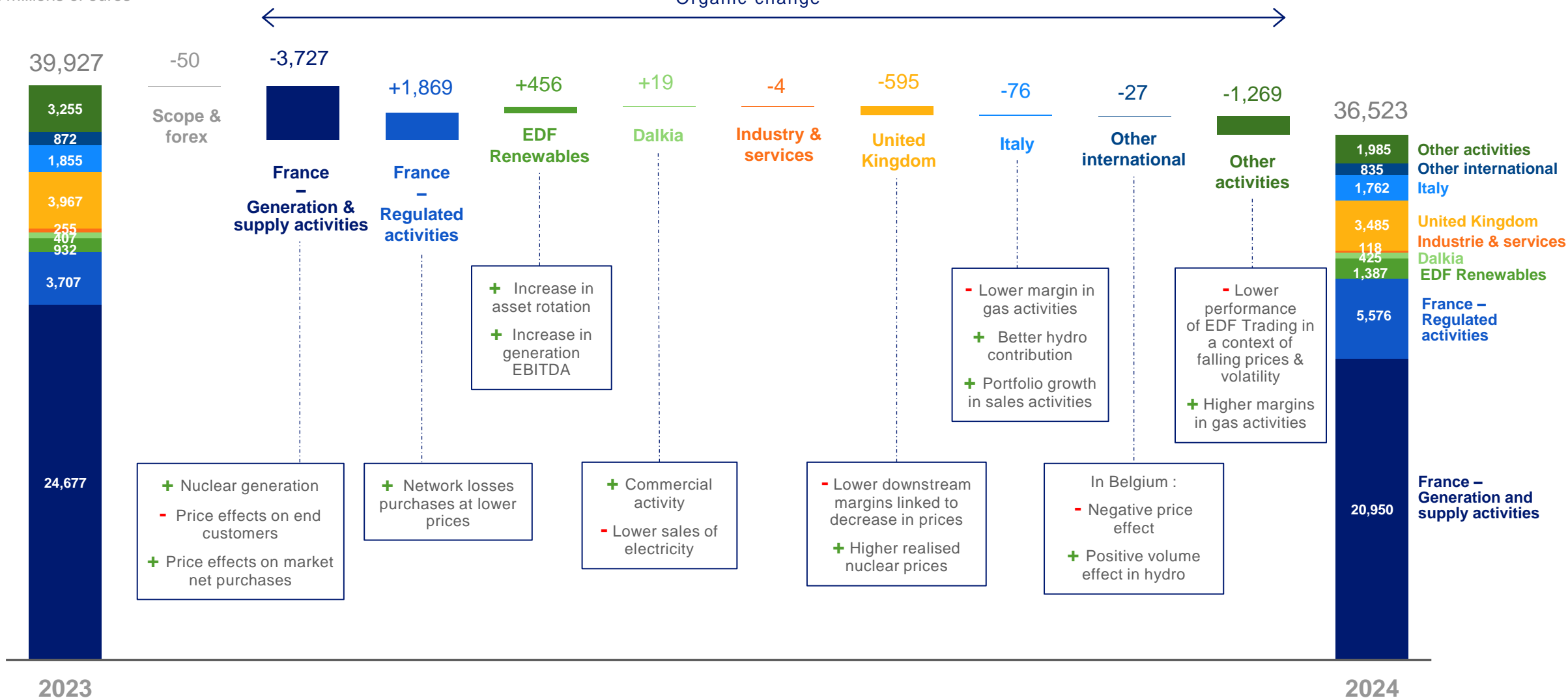
Consolidated financial statements



GROUP EBITDA BY SEGMENT

In millions of euros

Organic change



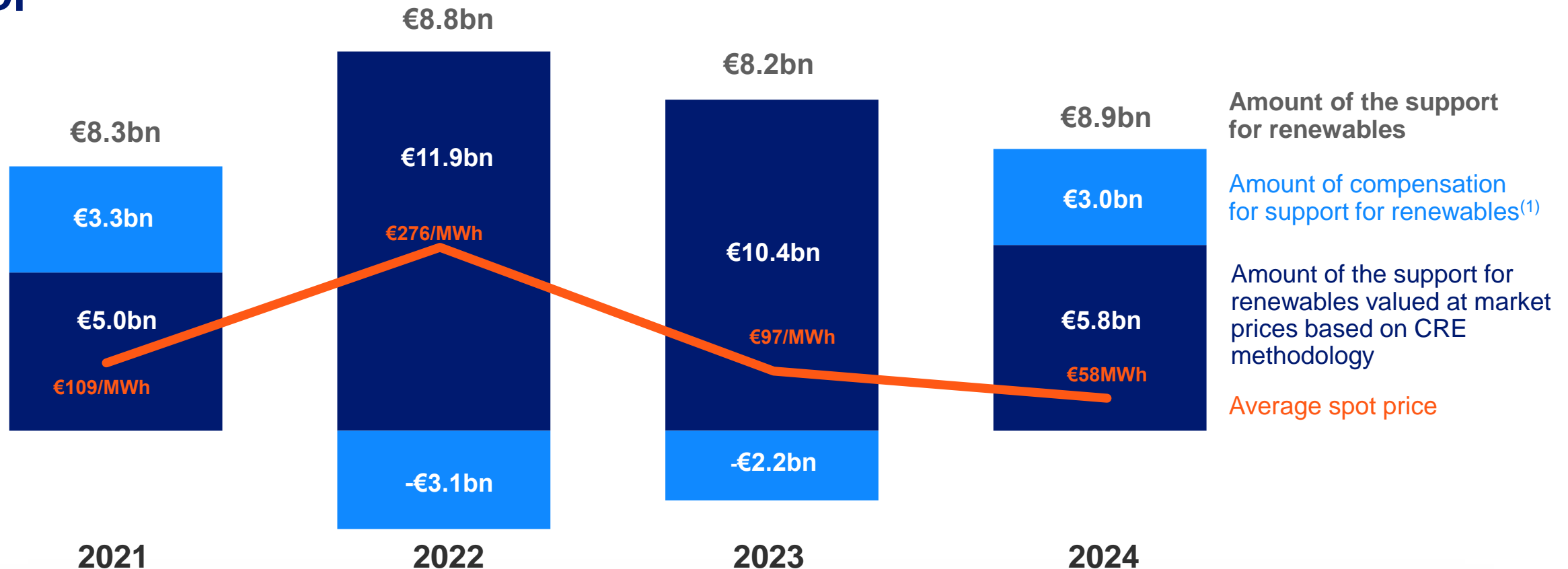
CURRENT AND NON-CURRENT ELEMENTS OF THE P&L

In millions of euros	2023 current	2023 non-current	2023	2024 current	2024 non-current	2024
EBITDA	39,927	-	39,927	36,523	-	36,523
Commodities volatility	-	363	363	-	443	443
Amortisation/depreciation expenses and provisions for renewal	(11,161)	-	(11,161)	(11,970)	-	(11,970)
Impairments and other operating income and expenses	-	(15,955)	(15,955)	-	(6,669)	(6,669)
EBIT	28,766	(15,592)	13,174	24,553	(6,226)	18,327
Financial result	(5,574)	2,225	(3,349)	(3,710)	2,778	(932)
Income tax	(4,783)	2,313	(2,470)	(5,520)	633	(4,887)
Share of net income from associates and joint-ventures	497	(240)	257	456	(1,139)	(683)
Net income of discontinued operations	-	-	-	29	-	29
- Deduction net income from minority interests	425	(2,829)	(2,404)	575	(127)	448
Net income – Group share	18,481	(8,465)	10,016	15,233	(3,827)	11,406

CHANGE IN NET FINANCIAL DEBT

In millions of euros	2023	2024
EBITDA	39,927	36,523
Cancellation of non-monetary items included in EBITDA	3,939	(1,522)
EBITDA Cash	43,866	35,001
Change in net WCR	(7,785)	(1,452)
Net investments – excluding disposals	(19,100)	(22,402)
Dividends received from associates and joint ventures	702	582
Other elements	(755)	(528)
Operating Cash Flow	16,928	11,200
Assets disposals	80	9
Income taxes paid	(3,695)	(3,384)
Net financial expenses ⁽¹⁾	(2,241)	(2,362)
Dedicated assets	(378)	(344)
Dividends paid in cash	(1,113)	(1,252)
Group Cash Flow	9,581	3,868
Rights issue, hybrids and other monetary changes ⁽¹⁾	(357)	(2,536)
Change in net financial debt	9,224	1,332
Effects of change and exchange rates	(162)	(240)
Other non-monetary changes – IFRS 16	(815)	(920)
Other non-monetary changes	1,872	(137)
Change in net financial debt from continuing operations	10,119	35
Net Financial Debt – Opening balance	64,500	54,381
Net Financial Debt – Closing balance	54,381	54,346

CSPE: CHANGE IN SUPPORT FOR RENEWABLES IN MAINLAND FRANCE FOR EDF



In 2022 and 2023, in the context of soaring energy prices, the valuation of energy produced by renewables has exceeded on average the amount of the support by the French State, leading to a negative compensation amount.

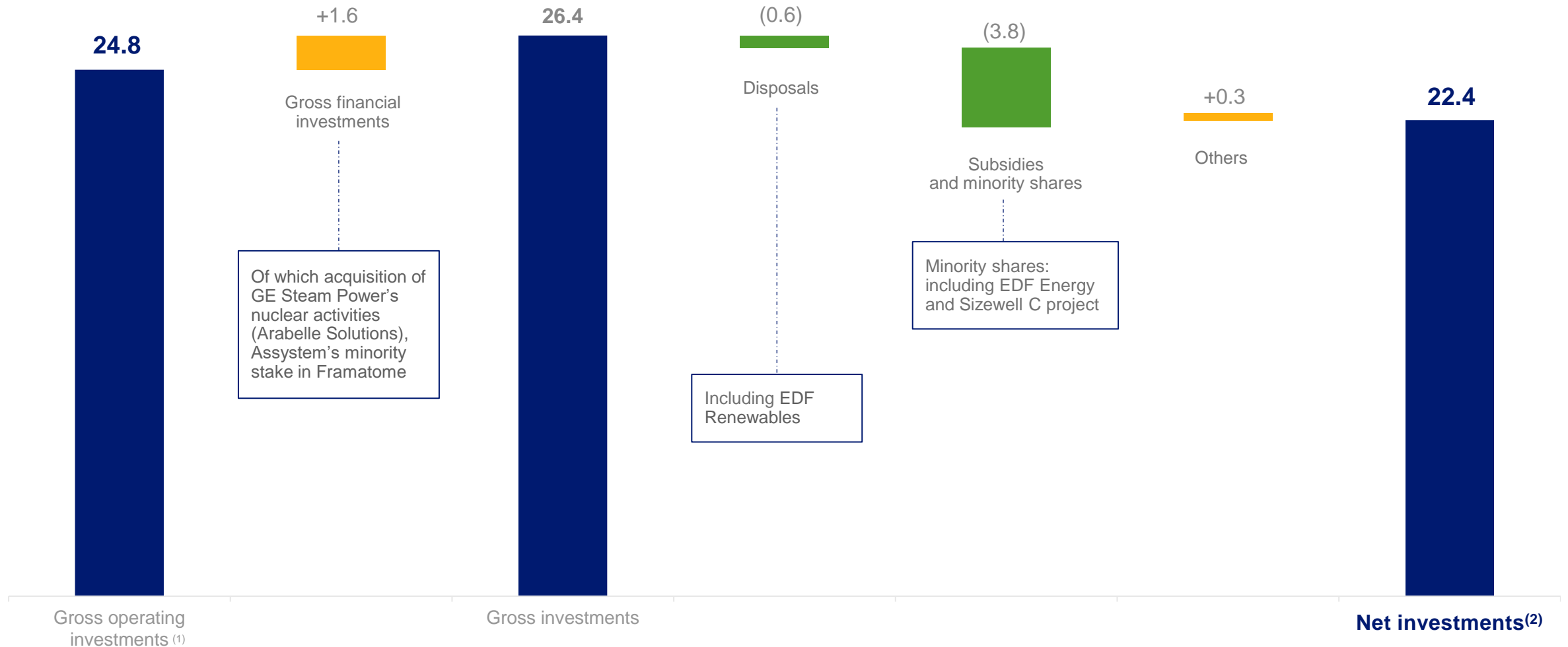
The compensation mechanism of public energy services charges⁽²⁾ offsets the difference between the cost of support for renewables in mainland France and market prices. In 2023 and January 2024, the tariff shield was financed by the CSPE mechanism

(1) EDF SA excluding island activities.

(2) The compensation mechanism of public energy services charges also covers the charges relating to the gas and electricity tariff cap, the tariff equalisation costs in the non-interconnected zones, and the solidarity programmes.

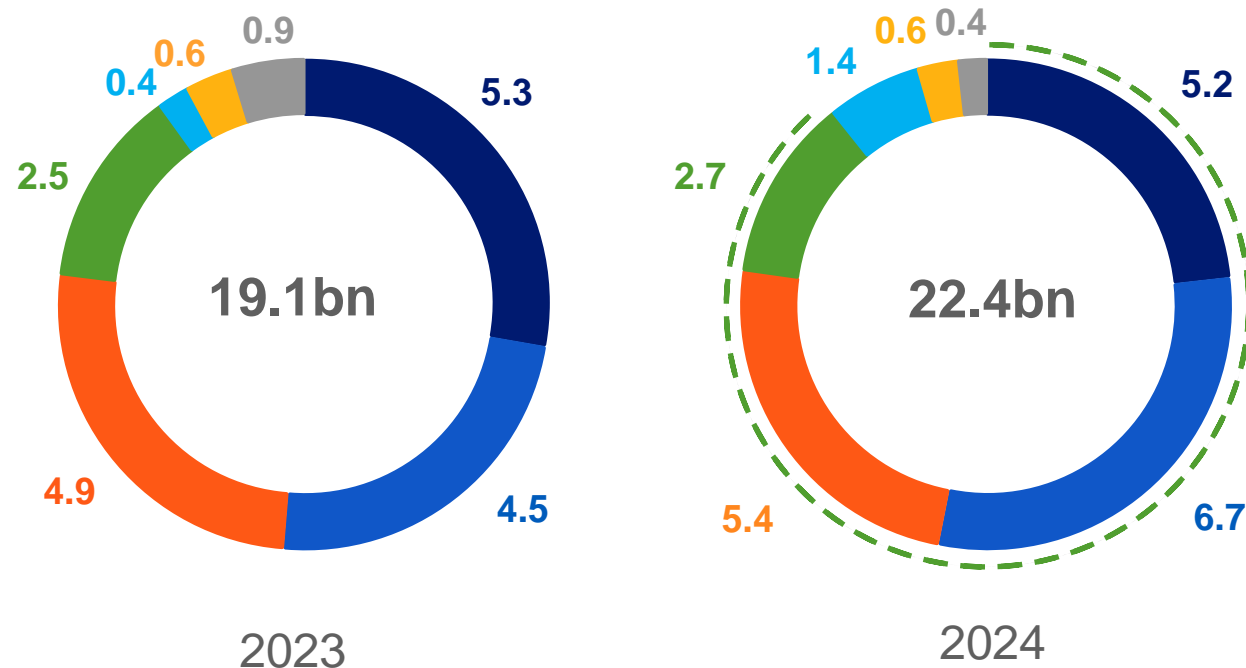
INVESTMENTS: FROM GROSS TO NET⁽¹⁾

(in billions of euros)



NET INVESTMENTS

In billions of euros



	Maintenance	Development	Total
Nuclear maintenance (France, UK and Belgium) including <i>Grand Carénage</i>	5.2	-	5.2
New nuclear (including HPC, Flamanville 3 and EPR2)	-	6.7	6.7
Enedis, SEI and ES	2.2	3.3	5.4
Renewables	0.5	2.3	2.7
Nuclear services	0.2	1.2	1.4
Services	-	0.6	0.6
Others ⁽¹⁾	0.2	0.1	0.4
TOTAL	8.3	14.1	22.4

63% of investments in development

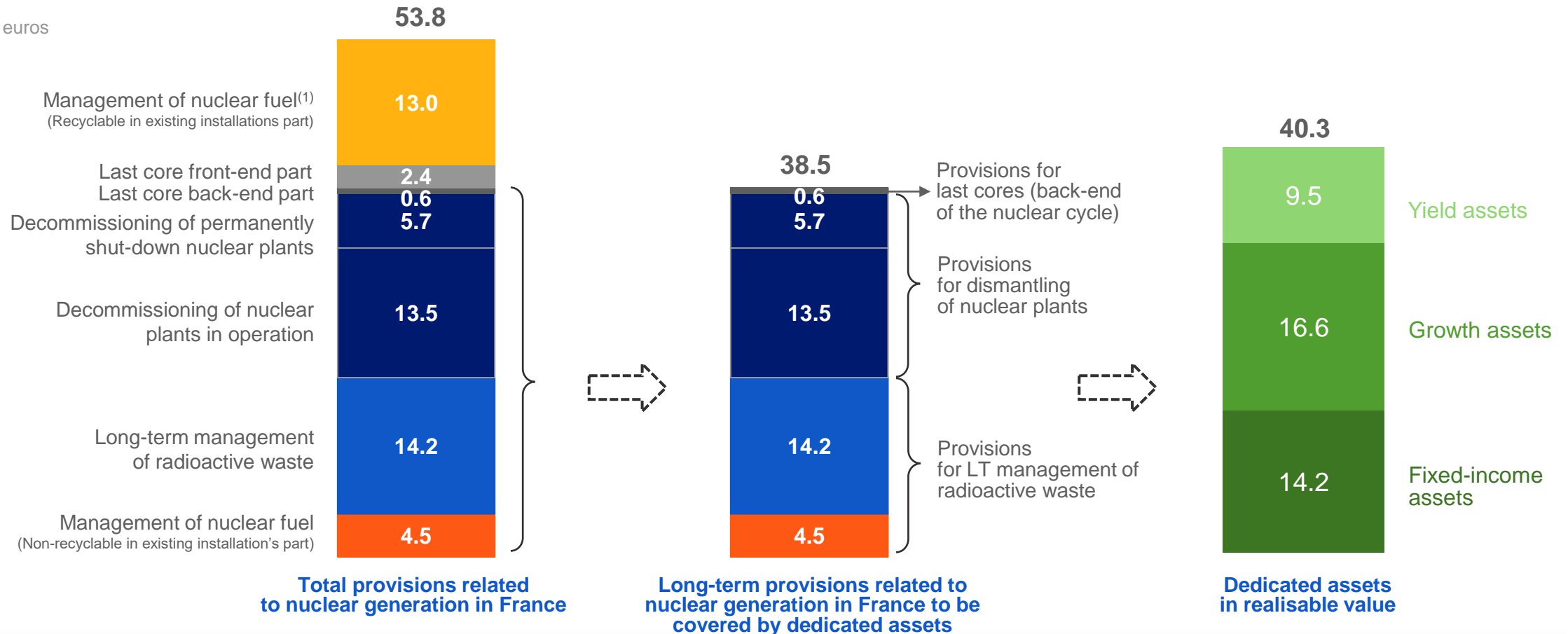
--- Including investments aligned with the green financing framework

Almost 94% of the Group's investments are made in accordance with its net zero emission target

(1) Mainly central functions, property, gas and fuel.

PROVISIONS RELATED TO NUCLEAR GENERATION IN FRANCE AND PART TO BE COVERED BY DEDICATED ASSETS

In billions of euros

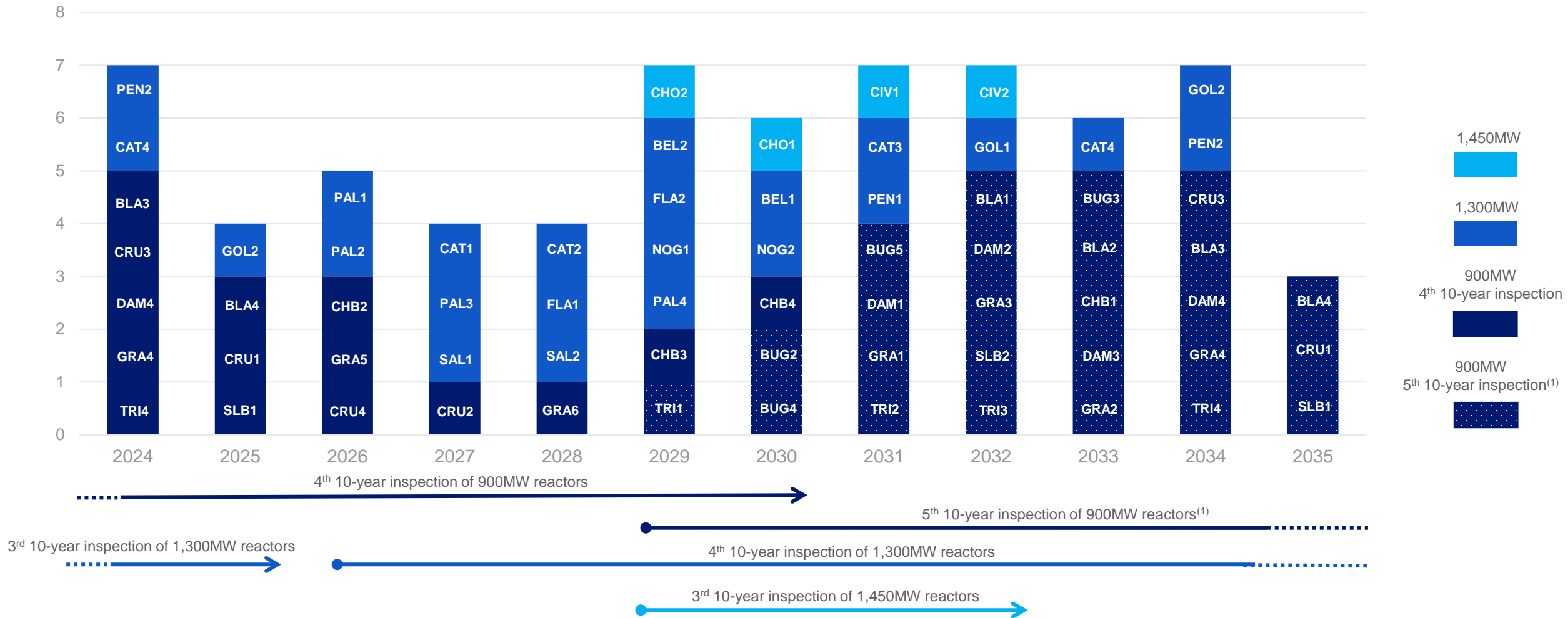


(1) Related to the operating cycle.

- At 31 December 2024, the regulatory coverage is **104,7%** (vs 108.5% at 31 December 2023)
- No allocation to dedicated assets to be made in 2025 in respect of 2024 owing to a coverage rate of over 100% at end of year, in accordance with the regulation

10-YEAR INSPECTIONS OF THE NUCLEAR FLEET IN FRANCE

Number of 10-year inspections



In 2029, Tricastin 1 would be the first 900MW series reactor to realise its 5th 10-year inspection

Financing and liquidity



STABILISATION OF THE NET FINANCIAL DEBT

In millions of euros	31/12/2023	31/12/2024
Financial debt	86,647	81,802
Derivatives used to hedge debts	(1,379)	(1,872)
Cash and cash equivalents	(10,775)	(7,597)
Debt and equity securities (liquid assets)	(20,077)	(17,999)
Asset coverage derivatives	(35)	12
Net financial debt⁽¹⁾	54,381⁽²⁾	54,346⁽³⁾
o/w green financial debt	9,322	19,802

(1) After application of IFRS 16.

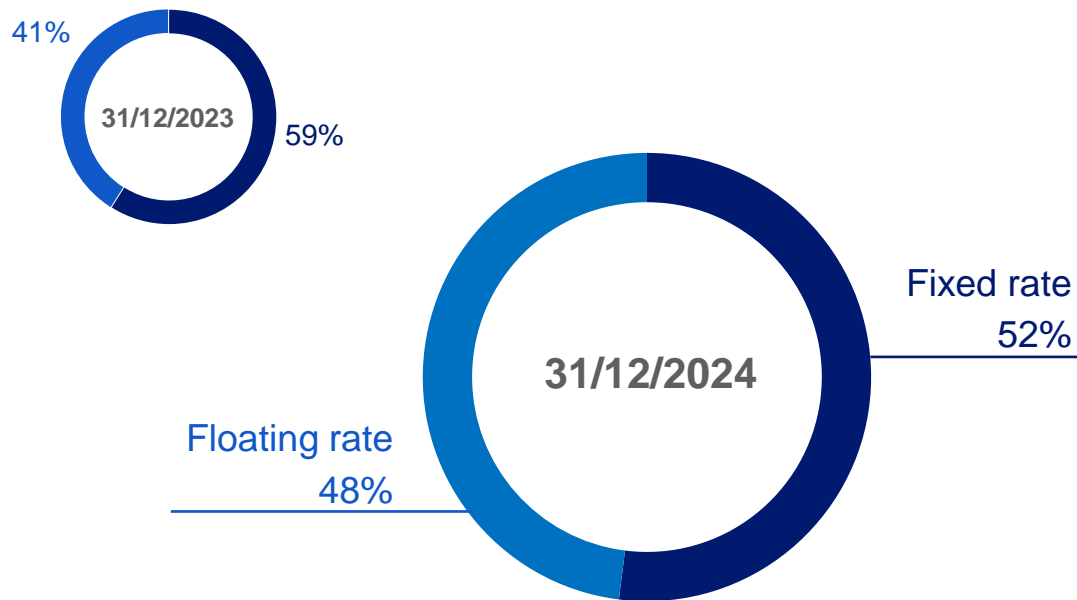
(2) Including €539M (\$596M) hybrid notes announced to be redeemed on 22/01/2024 (see press release of 14/12/2023).

(3) Including €1,250M hybrid notes announced to be redeemed on 29/01/2025 (see press release of 18/12/2024)

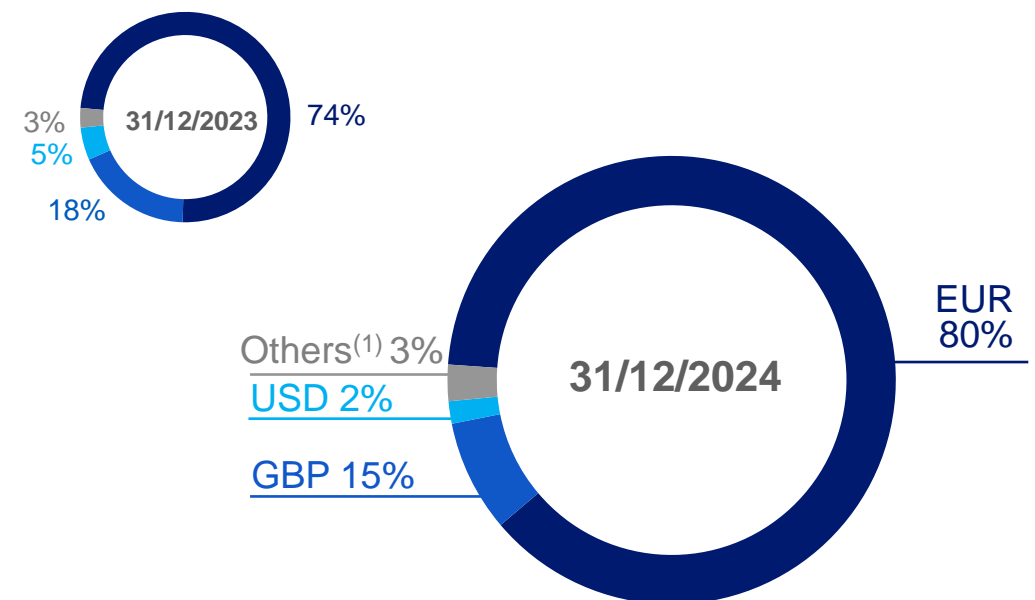
GROSS DEBT

	31/12/2023	31/12/2024	Δ
<ul style="list-style-type: none"> Average maturity of gross debt 	11.0 years	13.0 years	+2.0 years
<ul style="list-style-type: none"> Average coupon 	4.11%	3.85%	-0.26%

Breakdown by type of rate after swaps



Breakdown by currency after swaps



(1) Mainly JPY, CAD, CHF and BRL.

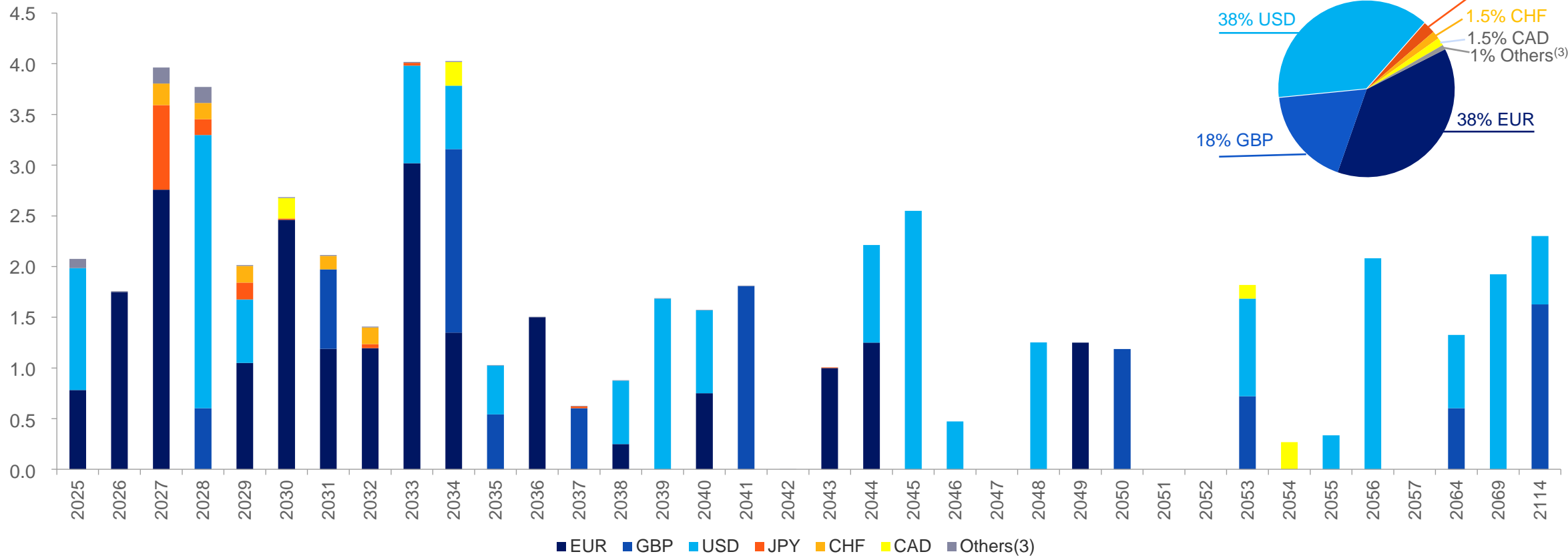
HIGH LEVEL OF LIQUIDITY

In billions of euros	31/12/2023	31/12/2024
Cash and cash equivalents	10.8	7.6
Liquid assets	20.1	18.0
Unused credit lines (off-balance sheet)	15.8	14.3
Gross liquidity	46.7	39.9
Financial debt – current part (maturing within one year)	(18.9)	(12.9)
Net liquidity	27.8	27.0

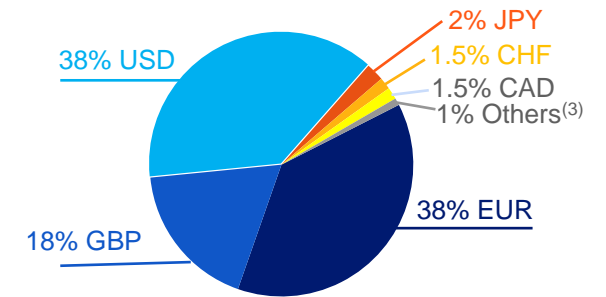
FOCUS ON BONDS⁽¹⁾

Repayments by currency

In billions of euros, before swaps



Stock of bonds as of 31/12/2024: €56.9bn⁽²⁾



(1) Nominal amounts only.

(2) €56.9bn vs €54.1bn in note 18 of the 2024 consolidated financial statement that includes accrued interests and depreciation.

(3) Mainly HKD, NOK and BRL.

Green financing: allocation of the proceeds

Issue date	Instrument	Maturity	Nominal amount	New renewable capacities	Investments in hydro facilities	Biodiversity projects	Distribution of electricity projects ⁽¹⁾	Existing French nuclear reactors ⁽²⁾
Nov. 2013	Bond	7.5Y	1,400M€	1,400	-	-	-	-
Oct. 2015	Bond	10Y	1,250M\$	1,250	-	-	-	-
Oct. 2016	Bond	10Y	1,750M€	1,248	502	-	-	-
Jan. 2017	Bond	12Y–15Y	26,000M¥	14,021	11,979	-	-	-
Sept. 2020	Bond	4Y	2,400M€	2,421	110	28	-	-
Nov. 2021	Bond	12Y	1,850M€	1,594	189	23	-	-
Oct. 2022	Bond	12	1,250M€	-	-	-	1,250	-
Jul-2023	REPO	Evergreen	565M€	-	-	-	565	-
Aug-2023	Bond	4Y–8Y	325MCHF	-	-	-	325	-
Nov. 2023	Bond	3.5Y	1,000M€	-	-	-	-	1,000
May-July 2024	Bank loans	3Y-5Y	6,185M€	-	-	-	-	6,185
2024	NeuCP ⁽³⁾	5,5M	412M€	36	371	5	-	-
Jun. 2024	Bond	7Y - 12Y - 20Y	3,000M€	750	-	-	97 ⁽⁴⁾	1,000
Sept. 2024	Bond	5Y-8Y	310MCHF	310	-	-	-	-
Sept. 2024	Hybrid bond	NC5-NC8	1,150M€	-	-	-	-	1,150
Sept. 2024	Hybrid bond	NC11	500M£	-	-	-	-	500

(1) Connection of renewable capacity & of smart meters, new grid lines built.

(2) In relation to their lifetime extension

(3) Allocation of the maximum amount issued during 2024

(4) 97M€ have financed 2023 Enedis capex, the 1,153M€ remaining are invested in SRI funds at end-2024

Green financing: proceeds allocation and impact reporting

Technology	Total amount (in EUR eq.)	Total net ⁽¹⁾ capacity of financed projects (in MW)	Expected net ⁽¹⁾ avoided CO ₂ emissions (in Mt/year)
Onshore wind projects	4,751	3,587	4.31
Offshore wind projects	1,227	399	0.58
Solar projects	2,953	2,602	1.75
Hydro facilities	1,245	1,599	0.0
Incl. biodiversity projects	56	N/A	-
Nuclear: Existing French nuclear reactors in relation to their lifetime extension	9,927	N/A	6.05

Technology	Total amount (in EUR)	Renewable capacity connected (in MW)	VE charging station connected	New grid lines built (in km)
Distribution of electricity projects ⁽²⁾	2,210	12,419	32,126	5,907

The detailed list of EDF Renewables projects and hydraulic investment operations by category will be published in EDF 2024 URD.

(1) Sum of the impacts of each project weighted by the share of total investment funded by the corresponding Green Bond.

(2) Impact reporting based on KPIs of Enedis on 2021 to 2023

FOCUS ON HYBRIDS SECURITIES

Hybrid bond issues

Hybrid bond issues contribute to strengthening the balance sheet through their qualification as equity under IFRS and 50/50 as debt and equity by rating agencies

EDF has exercised its option to redeem the hybrid notes issued on 4 October 2018 for a nominal amount of €1,250m on 5 July 2024. The equity content resulting from the conversion of the Oceane bonds in 2023 was used to avoid refinancing half of its nominal amount⁽¹⁾

On 18 December 2024, EDF announced its intention to exercise its option to redeem the hybrid notes issued on 29 January 2013 for a nominal amount of €1,250m and to use the equity content resulting from the conversion of the Oceane bonds in 2023 to avoid having to refinance half of the nominal amount⁽²⁾.

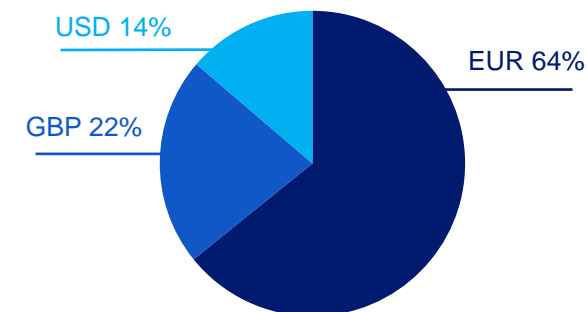
Hybrid securities stock at 31 December 2024

Total amount: €10.0bn⁽¹⁾

Average tenor: 4.87 years

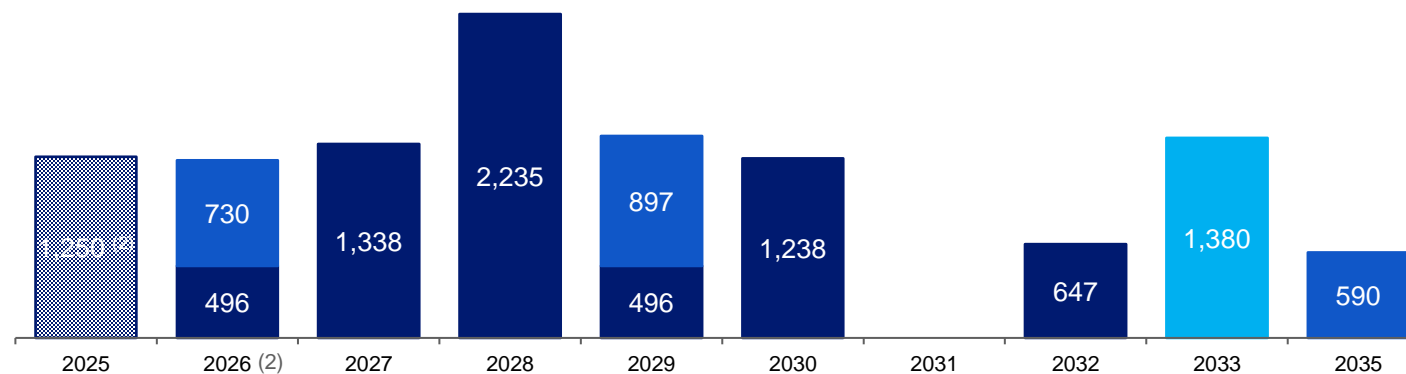
Average cost: 5.38%

Hybrids stock breakdown by currency







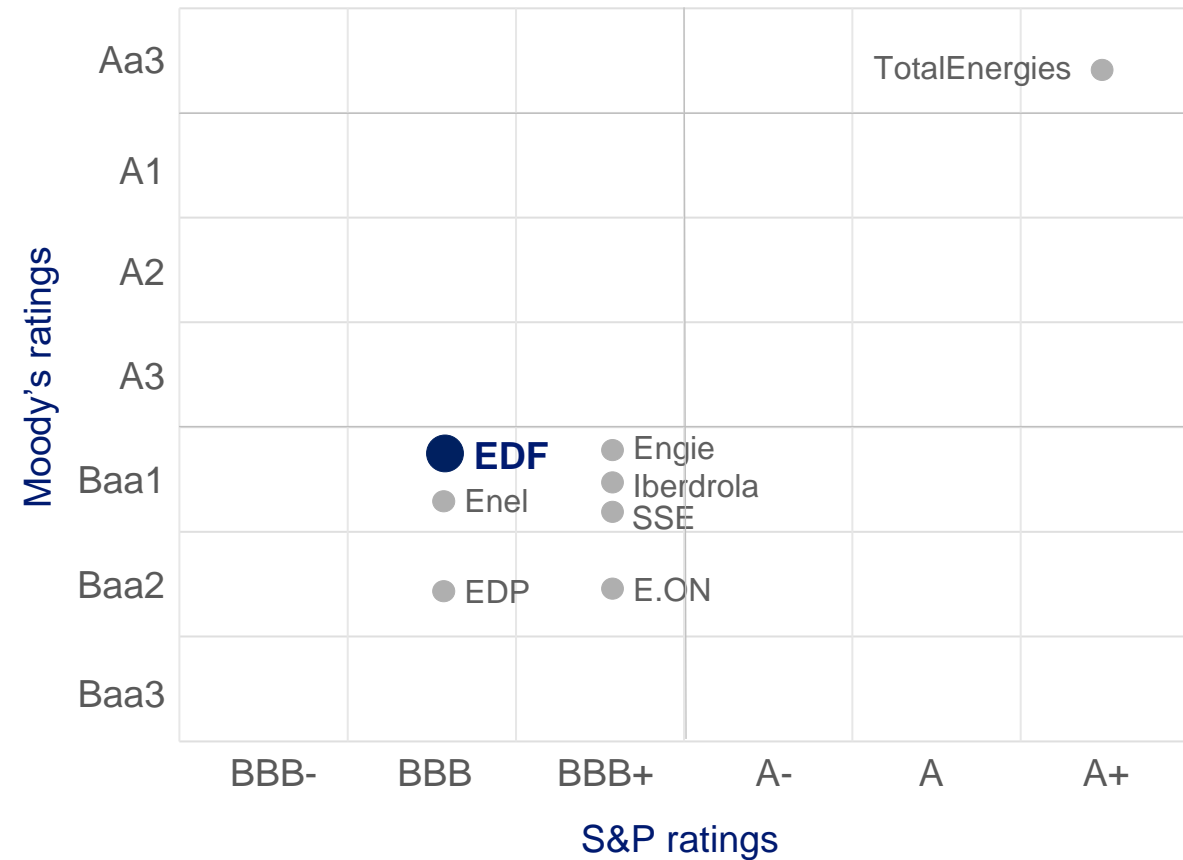
Hybrid debt maturity schedule based on first call date

(in millions of euros)



COMPARATIVE CREDIT RATINGS⁽¹⁾

Rating Agency		Latest changes
	BBB Positive	5 June 2024 Outlook revised to Positive from Stable
	Baa1 Stable	1 June 2023 Outlook revised to Stable from Negative (confirmed on 16 December 2024)
	BBB+ Negative	28 October 2024 Outlook revised to Negative from Stable



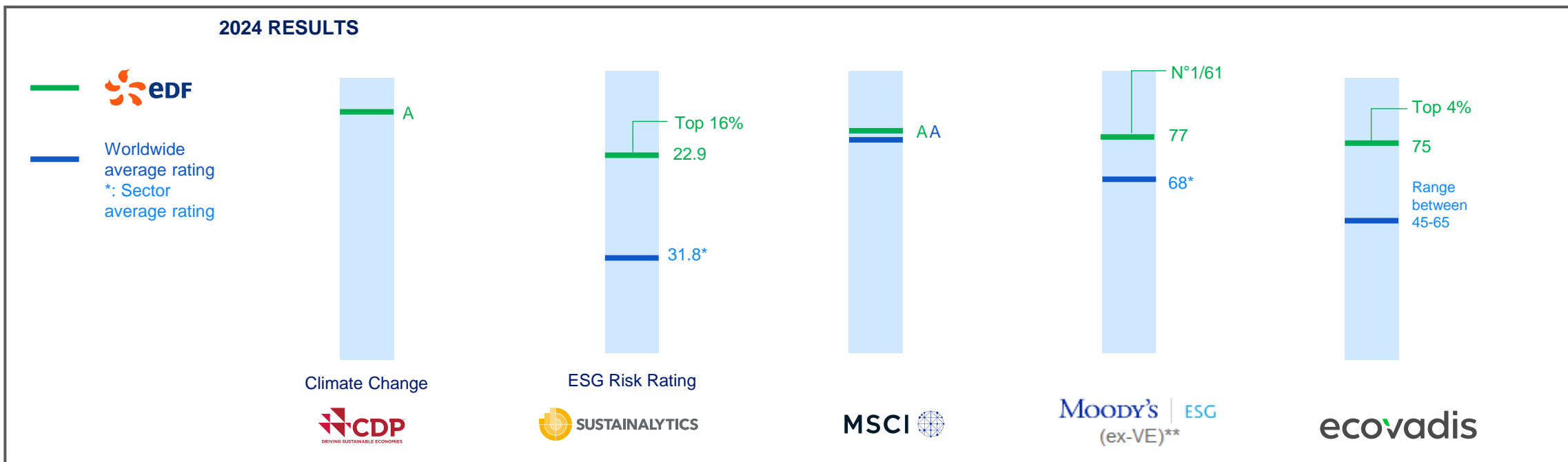
Sources: rating agencies as of 20/02/2025.

(1) See [EDF's ratings](#)

ESG



NON-FINANCIAL RATINGS



MAIN INTERNATIONAL COALITIONS of EDF

ENVIRONMENTAL AND SOCIAL PERFORMANCE

EDF's Trajectory 1.5°C validated by Moody's

Moody's Net Zero Assessment evaluates **EDF's emission reduction targets** to be consistent with the most ambitious Paris Agreement goals and **scores its ambition to 1.5 degree**

EDF committed to responsible climate advocacy

EDF is **one of 41 corporate climate policy engagement 2024 leaders** according to InfluenceMap

EDF's nature strategy

EDF's nature strategy has been validated within the **"It's Now for Nature" framework** managed by Business for Nature.

EDF, sustainable company recognised worldwide

EDF ranked:

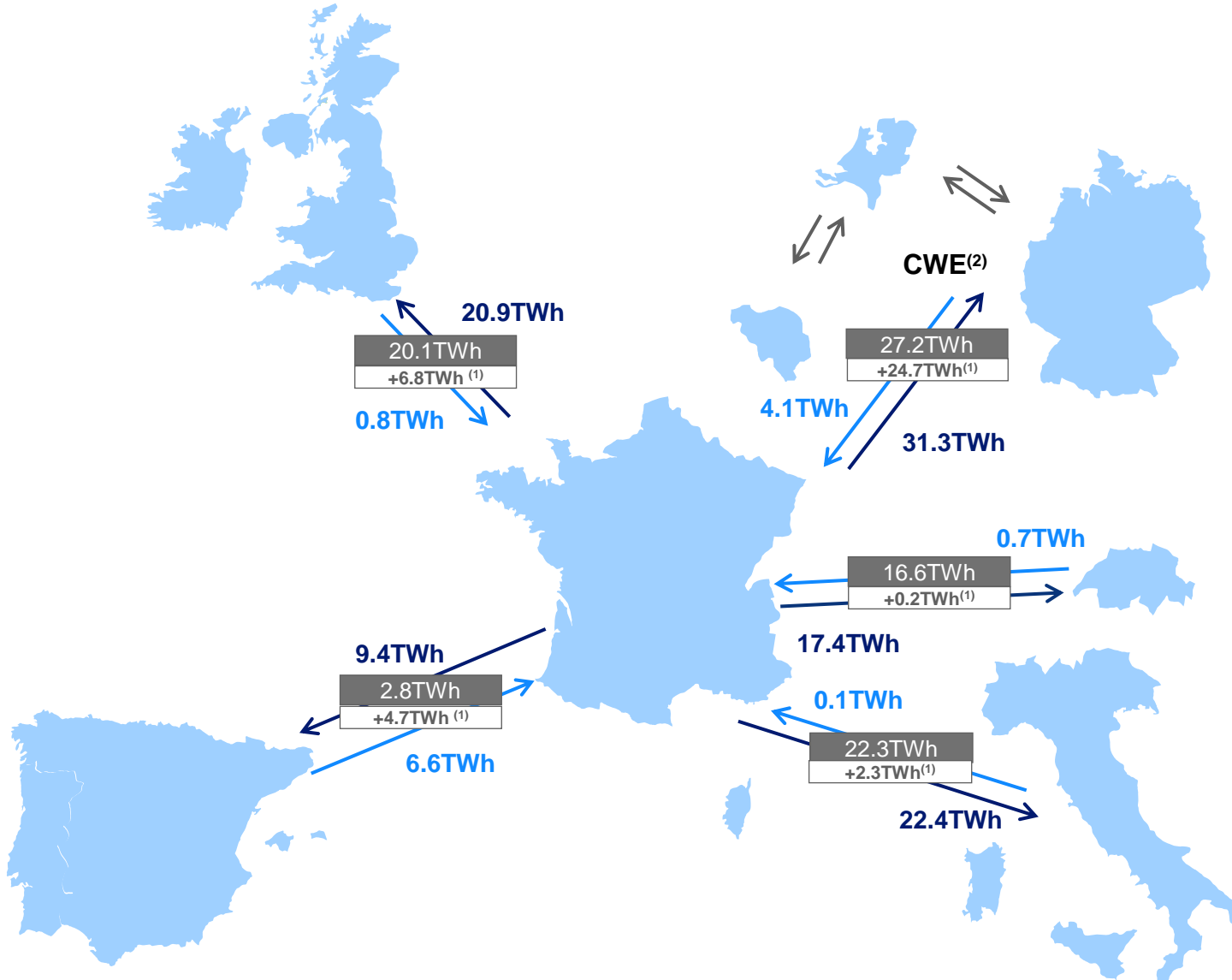
- In the **top 10 among 300 companies in WBA's 2024 Urban Benchmark**, which assesses how major companies are helping to make cities more inclusive, sustainable and resilient.
- **6th at World's Best Companies** of 2024 by Time newspaper. This benchmark identifies the best companies changing the world (over 1,000 companies)
- EDF is the **preferred company** of young professionals with 2/3 years of higher education, and ranks **5th** among students with 2/3 years of higher education (Universum)



Market data



FRANCE EXPORT BALANCE IN 2024



Export balance France: 89.0TWh
(balance in 2023: 50.3TWh)

Exports: 101.2TWh (74.8TWh in 2023)
Imports: 12.2TWh (24.5TWh in 2023)

The rise in electricity generation to 536.5TWh and the level in demand at 437.2TWh led to higher exports (+35% vs 2023) and lower imports (-50% vs 2023)

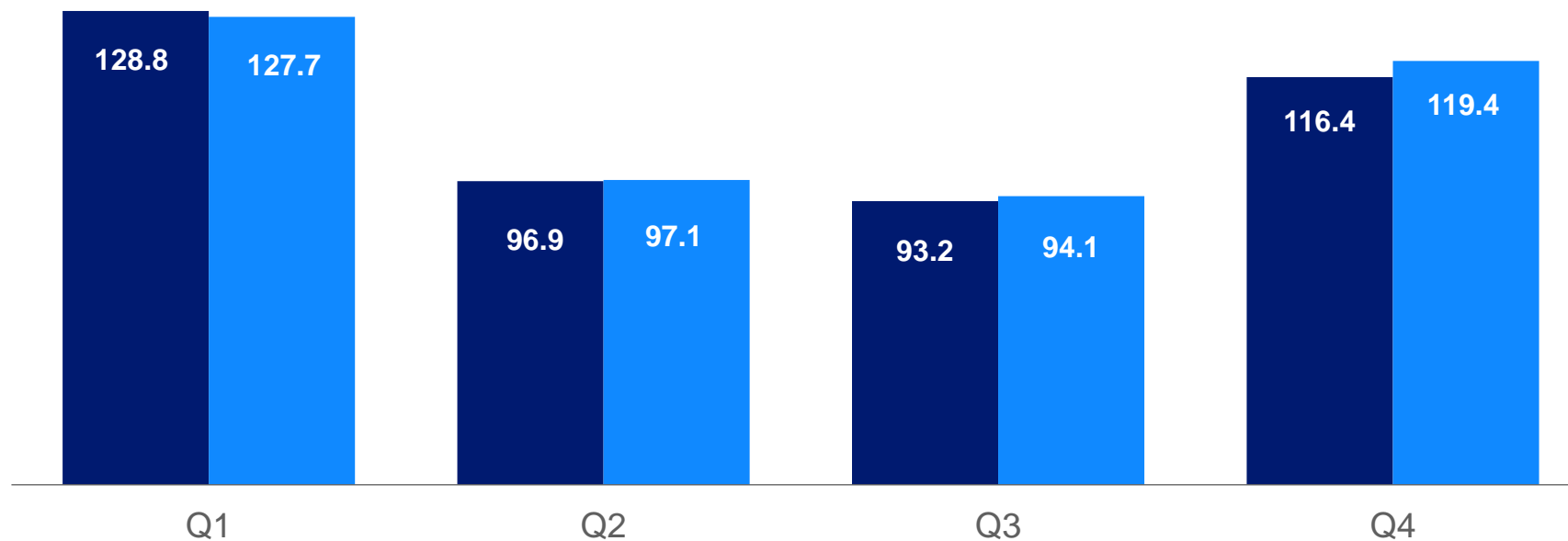
NB: Data extracted the 02/01/2025 – source: RTE.

- (1) Variation export balance vs 2023
- (2) Flow-based coupling mechanism since 21.05.2015 for CWE (France, Benelux, Germany)

ELECTRICITY CONSUMPTION IN FRANCE⁽¹⁾ WELL BEHIND THE PRE-COVID CRISIS LEVEL

2023

2024

(In TWh)

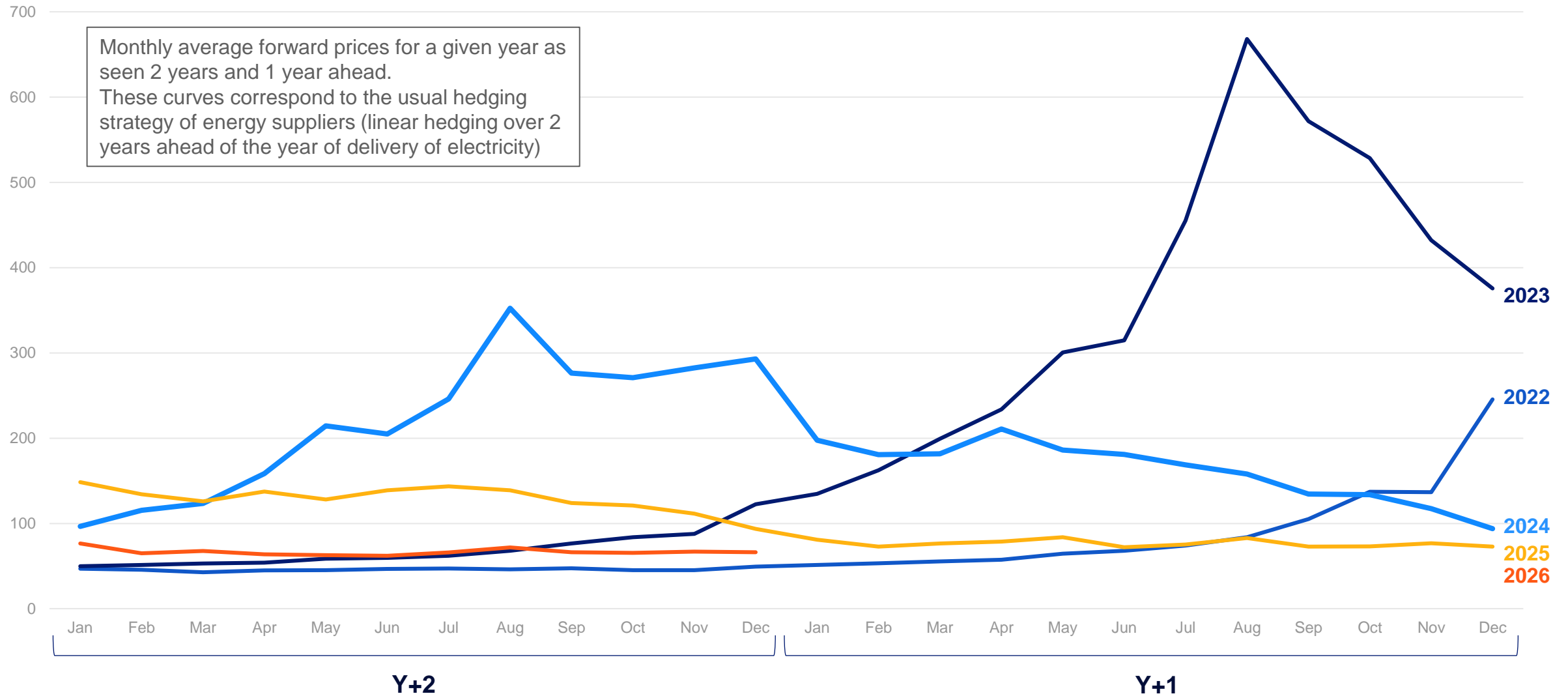
Electricity consumption
in France in 2024:
438.3TWh
(vs 435.2 in 2023)

(1) Data unadjusted from weather effect, 29th February and interruptibility.

(2) Source: RTE (data as of 21 January 2025 subject to subsequent updates)

Y+2 & Y+1 ELECTRICITY FORWARD PRICES IN FRANCE FOR DELIVERY YEARS 2022 TO 2026

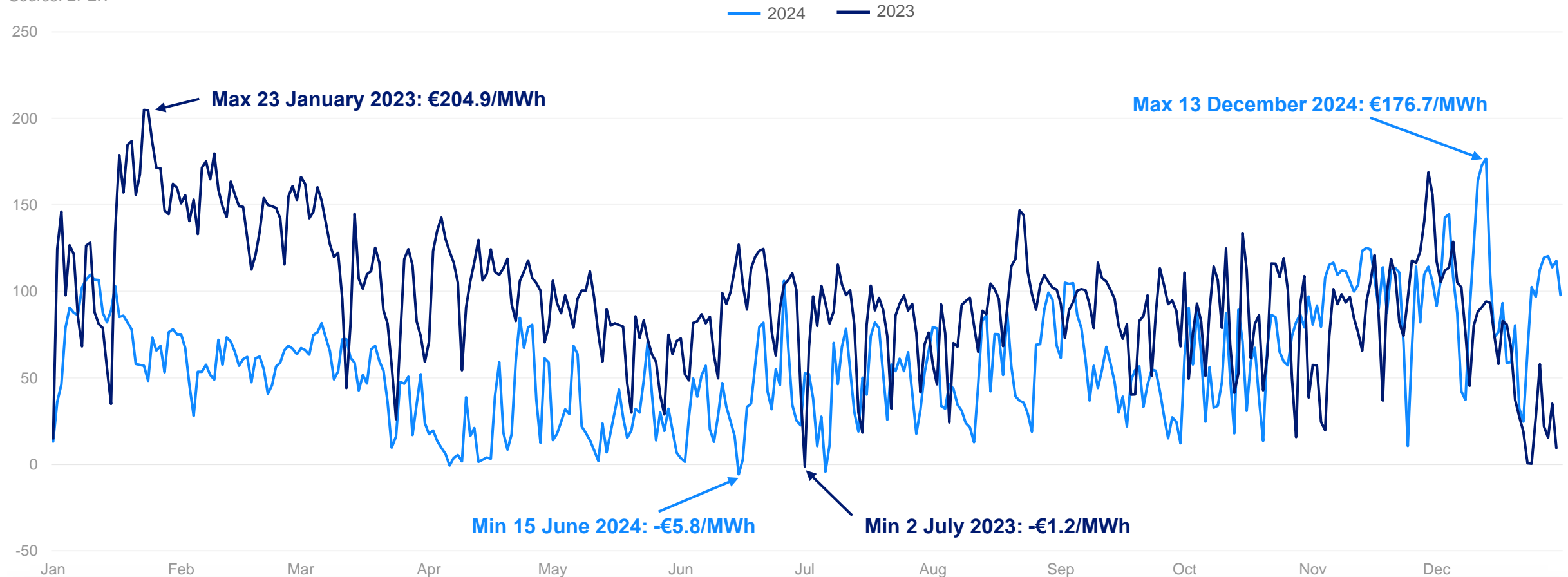
(in €/MWh)



FRANCE: BASELOAD ELECTRICITY DAILY SPOT PRICES

(daily average in €/MWh)

Source: EPEX



Spot electricity prices in France averaged €57.7/MWh base load, down by 40.4% vs 2023 explained by the increase by 13% of nuclear output and by 27% of hydropower output.



Annual results *2024*

