

Résultats annuels

2025

20 février 2026



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.25-0183) enregistré auprès de l'AMF le 27 mars 2025, 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 2025, 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.



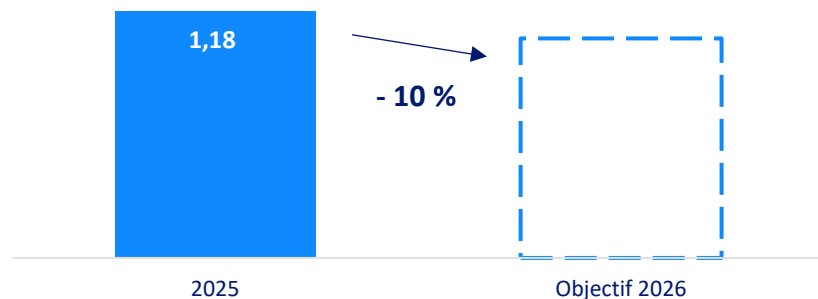
Résultats annuels 2025

Bernard Fontana
Président-Directeur général

Sûreté, sécurité et santé, priorités n°1 du groupe EDF

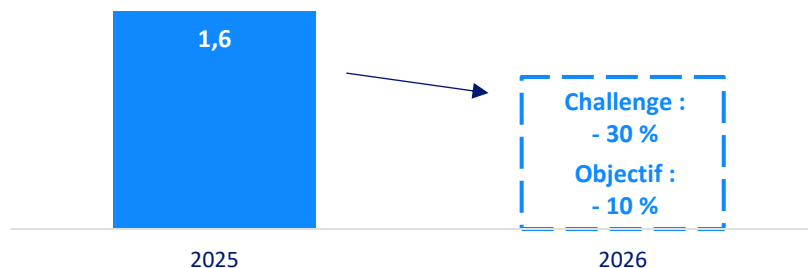
Sûreté nucléaire

> Événements ESS de niveau 1 et plus ⁽¹⁾



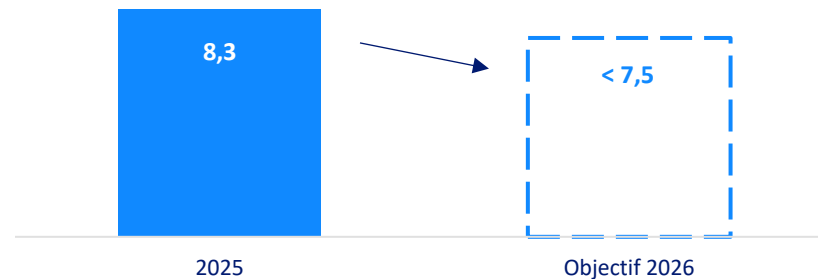
Santé et sécurité

> LTIR ⁽²⁾



Absentéisme ⁽³⁾

En nombre de jours par employé, sur 12 mois glissants



(1) Événements significatifs de sûreté rapportés aux réacteurs en France, hors Flamanville 3, sur l'échelle INES (*International Nuclear Event Scale*).

(2) Lost Time Incident Rate salariés Groupe et prestataires. Nombre d'accidents de travail en service liés à l'activité professionnelle, avec arrêt supérieur ou égal à un jour, survenu au cours de l'année rapporté à un million d'heures travaillées.

(3) L'absentéisme regroupe toutes les absences pour maladie et accident, quelles que soient l'origine et la durée (cela intègre également les temps partiels thérapeutiques), en nombre de jours par employés. Soit un taux d'absentéisme de 4 % pour le groupe EDF.



Qualité et Lead time

Des avancées en matière de lead time

➤ Production nucléaire

- 23 arrêts sur 43 plus courts que prévu en 2025, grâce au programme START 2025 ⁽¹⁾
- 98 % des travaux programmés avant l'arrêt du réacteur réalisés pour la 1^{ère} VD4 du palier 1 300 MW (vs objectif 95 %)

➤ EPR2 : déploiement de la surveillance optimisée dans 316 usines de fournisseurs avec des gains de 30 % en lead time

➤ Hydraulique : optimisation de la politique achats industriels grâce des engagements en volume et une recherche de standardisation

➤ Clients, Services et Territoires : gain de 90 000 heures (soit 9 %) sur le traitement des demandes clients, grâce à l'automatisation des demandes répétitives sur tous les segments de clients du marché d'affaires

Qualité

➤ Ingénierie nucléaire : amélioration moyenne d'environ 8 points du taux de livraison à l'heure chez les fournisseurs inclus dans le programme d'accompagnement des fournisseurs

➤ Arabelle Solutions : audits de surveillance ISO 9001 et ISO 19443 réussis sur l'ensemble des sites

➤ Framatome : depuis 2020, division par 5 du taux des non-conformités des pièces livrées, soit une réduction de plus de 25 % par an

➤ Clients, Services et Territoires : niveau historique de satisfaction à 86 % côté clients particuliers et réduction du taux de saisine en médiation, déjà parmi les plus bas du marché, avec objectif de poursuite de l'amélioration



EDF s'est mobilisée sur ses points forts en 2025

Accélération du déploiement de la nouvelle politique commerciale

47 TWh/an de contrats de moyen et long terme signés à fin 2025

Production nucléaire en France en hausse : 373 TWh

permettant un record d'exportations nettes d'électricité de la France : 92,3 TWh

Renforcement de l'hydraulique en France : 42,6 TWh

Record de production des STEP : 6 TWh
Accord de principe trouvé avec la Commission européenne pour le régime d'exploitation des centrales hydrauliques

Avancées des projets nucléaires

100 % de puissance atteinte à Flamanville 3
Présentation du devis prévisionnel du programme EPR2
Poursuite des travaux préparatoires sur le site EPR2 de Penly



Le groupe EDF, engagé pour la souveraineté énergétique et industrielle, accompagne ses clients

Accélération du déploiement de la politique commerciale

- **47 TWh/an** de contrats de moyen et long terme signés à fin 2025 ⁽¹⁾
 - **18 000** contrats de moyen terme
 - **18** contrats de long terme pour les industriels électro-intensifs dont **12** contrats d'allocation de production nucléaire
- **Stabilité** du portefeuille clients des pays du G4 (France, Royaume-Uni, Belgique, Italie)

Renforcement de la stabilité du système électrique insulaire

- Mise en service d'un **compensateur synchrone** en Guadeloupe, en réponse au développement des renouvelables

Électrification des usages

- Lancement d'un nouvel appel à manifestation d'intérêt pour l'installation d'un **centre de données** sur un **4^{ème}** site d'EDF
- Plus de **400 000** points de recharge pour véhicules électriques déployés ou gérés

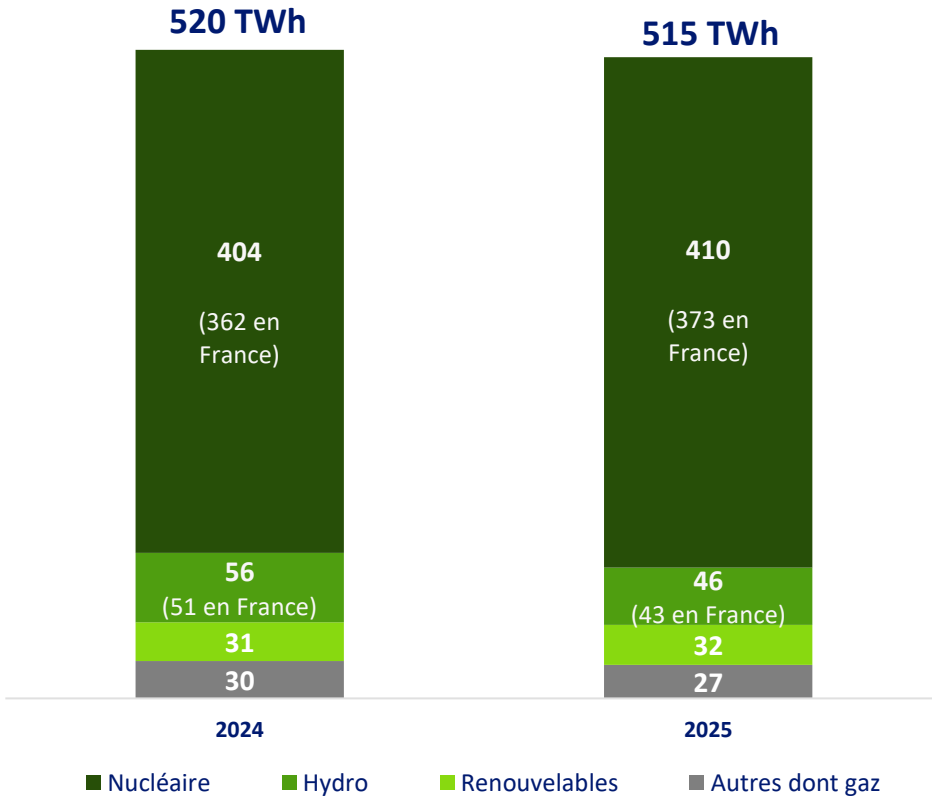
Renforcement dans les réseaux de chaleur

- Renouvellement de la **concession du réseau de chaleur de Paris** : le Conseil de Paris a choisi le groupement Dalkia / Eiffage / RATP Solutions Ville ⁽²⁾
- Contrats signés par Dalkia en 2025 représentant **1,4 TWh** par an de chaleur bas carbone pour des réseaux urbains (hors Paris)



Production, résilience et souveraineté

Production décarbonée à 95 %



- Intensité carbone ⁽¹⁾ : **26,5 gCO₂/kWh** (- 10,5 % vs 2024)

Programme de résilience pour tout le parc de production

- Travaux pour augmenter la disponibilité et la résilience des infrastructures hydrauliques
- Adaptation des centrales nucléaires face au changement climatique

Politique industrielle au service de la souveraineté

- Renforcement et consolidation de la supply chain et partenariats locaux
- Investissements dans l'outil industriel
- Augmentation de puissance de 13 réacteurs de 900 MW entre 2027 et 2035



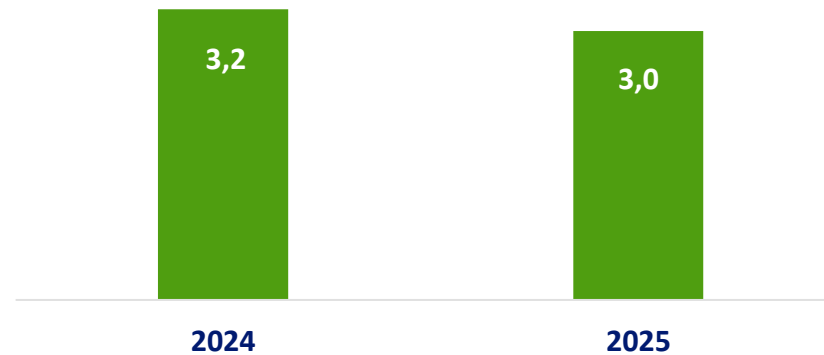
Poursuite du développement des projets bas carbone

Projets nouveau nucléaire

- **Flamanville 3** : 100 % de puissance atteinte
- **EPR2** : présentation du devis prévisionnel de 72,8 Mds€₂₀₂₀
- **Hinkley Point C** :
 - livraison de la cuve du réacteur de l'Unité 2
 - ajustement du planning de démarrage de la production de l'Unité 1 en 2030 et mobilisation sur le lot électromécanique
- **Sizewell C** :
 - décision finale d'investissement et finalisation du financement du projet, et paiement de 1,6 Md£⁽¹⁾ à HPC

Projets renouvelables

- **Hydraulique** :
 - proposition de loi adoptée par l'Assemblée nationale pour la mise en œuvre de l'accord de principe entre la France et la Commission européenne pour le passage d'un régime de concessions à un régime d'autorisations
- **Renouvelables** : **3 GW** bruts mis en service



Des réseaux engagés au service de la transition énergétique

Raccordements

- Enedis ⁽¹⁾ : raccordement de **11 700** points de livraison alimentant **486 000** points de recharge de véhicules électriques en 2025
- Territoires d'outre-mer ⁽²⁾ : délais de raccordement divisés par **2** entre 2022 et 2025
- Enedis : plus de **185 000** installations renouvelables raccordées au réseau en 2025, représentant **6,6 GW**

Qualité des réseaux

- Enedis : **61,9 minutes** de temps moyen de coupure, hors événements exceptionnels (critère B HIX)



Résilience du réseau face aux événements climatiques

- Tempête Goretti : **90 %** de clients rétablis en 36 heures
Mobilisation de **1 850** techniciens d'Enedis et salariés d'entreprises partenaires
- Tempête Nils : **85 %** de clients rétablis en 48 heures
Mobilisation de plus de **3 000** techniciens d'Enedis et salariés d'entreprises partenaires



EDF répond à la hausse des besoins de flexibilité dans un système électrique plus complexe

Nouvelles heures creuses / heures pleines pour 1,7 million de clients ⁽¹⁾

- **Objectif 2027** : déplacement de **5 GW** de consommation, quand la production solaire le permet

Déploiement des offres de flexibilité pour les clients

- **+ 20 %** de points de recharge pilotables pour véhicules électriques vs fin 2024
- Plus de **1,2** million de clients résidentiels en France avec une offre de flexibilité

Enjeux de la modulation pour les opérations et la maintenance des parcs hydraulique, thermique et nucléaire et la résilience du système électrique

Stations hydrauliques de transfert d'énergie par pompage

- Production record de **6 TWh**

Capacités de stockage en hausse

- **1 GW** en opération ⁽²⁾, **2,7 GW** en projets
 - Batterie (15 MW) couplée à la centrale de Blénod
 - Centrale solaire avec batterie en Guyane



Principaux indicateurs en 2025

➤ **488** TWh

Production décarbonée
vs 490 TWh en 2024

➤ **26,5** gCO₂/kWh

Intensité carbone
vs 30 gCO₂/kWh en 2024

➤ **9,6** Mds€

Cash-flow opérationnel
vs 11,2 Mds€ en 2024

➤ **51,5** Mds€

Endettement financier
net
vs 54,3 Mds€ en 2024

➤ **29,3** Mds€

EBITDA
vs 36,5 Mds€ en 2024





Résultats annuels 2025

Claude Laruelle

Directeur Exécutif Groupe Performance Impact
Investissement & Finance

Résultats financiers solides

En milliards d'euros	2024	2025	Variation organique
Chiffre d'affaires	118,7	113,3	- 4 %
EBITDA	36,5	29,3	- 19 %
EBIT	18,3	13,1	- 27 %
Résultat net courant	15,2	9,6	- 37 %
Résultat net - part du Groupe	11,4	8,4	- 26 %
Cash-flow opérationnel	11,2	9,6	- 14 %

51,5 Mds€

Endettement financier net (EFN)

vs 54,3 Mds€ fin 2024

1,8 x

Ratio EFN / EBITDA

2,6 x

Ratio DEA ⁽¹⁾ / EBITDA ajusté

Notation S&P relevée le 14 janvier 2026 : BBB+ stable



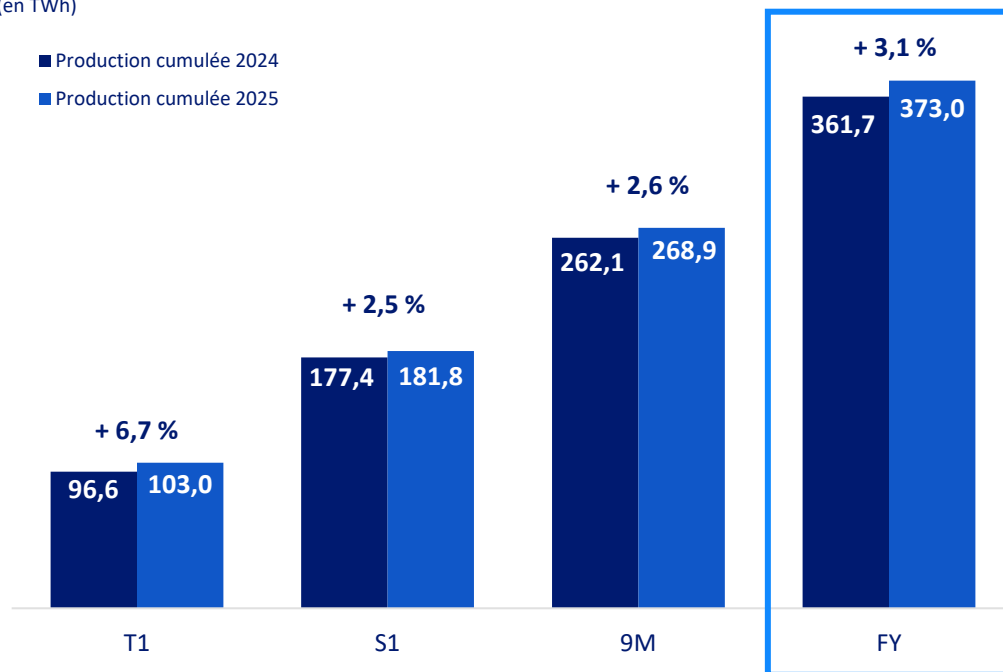
Production nucléaire et hydraulique en France

Production nucléaire

(en TWh)

■ Production cumulée 2024

■ Production cumulée 2025

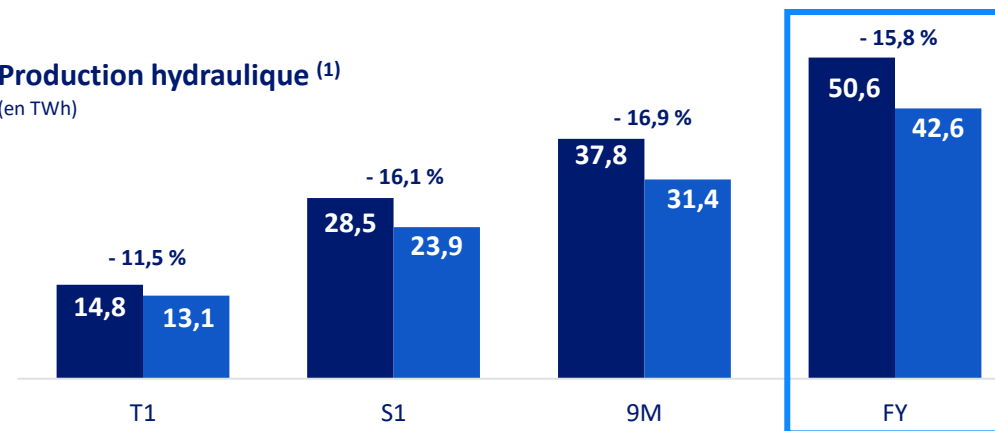


> + 11,3 TWh de production nucléaire en France vs 2024 :

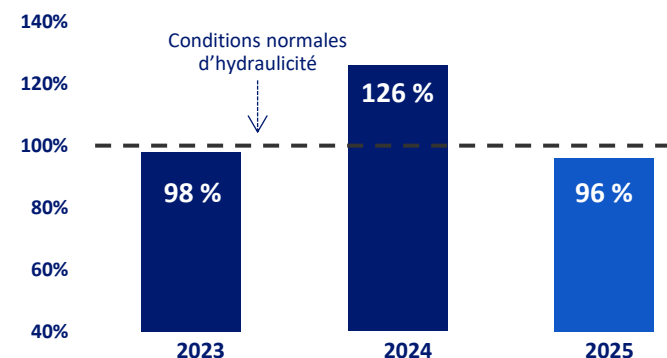
- bonne disponibilité des réacteurs et arrêts de tranche maîtrisés,
- forte modulation.

Production hydraulique ⁽¹⁾

(en TWh)



Indice annuel d'hydraulicité

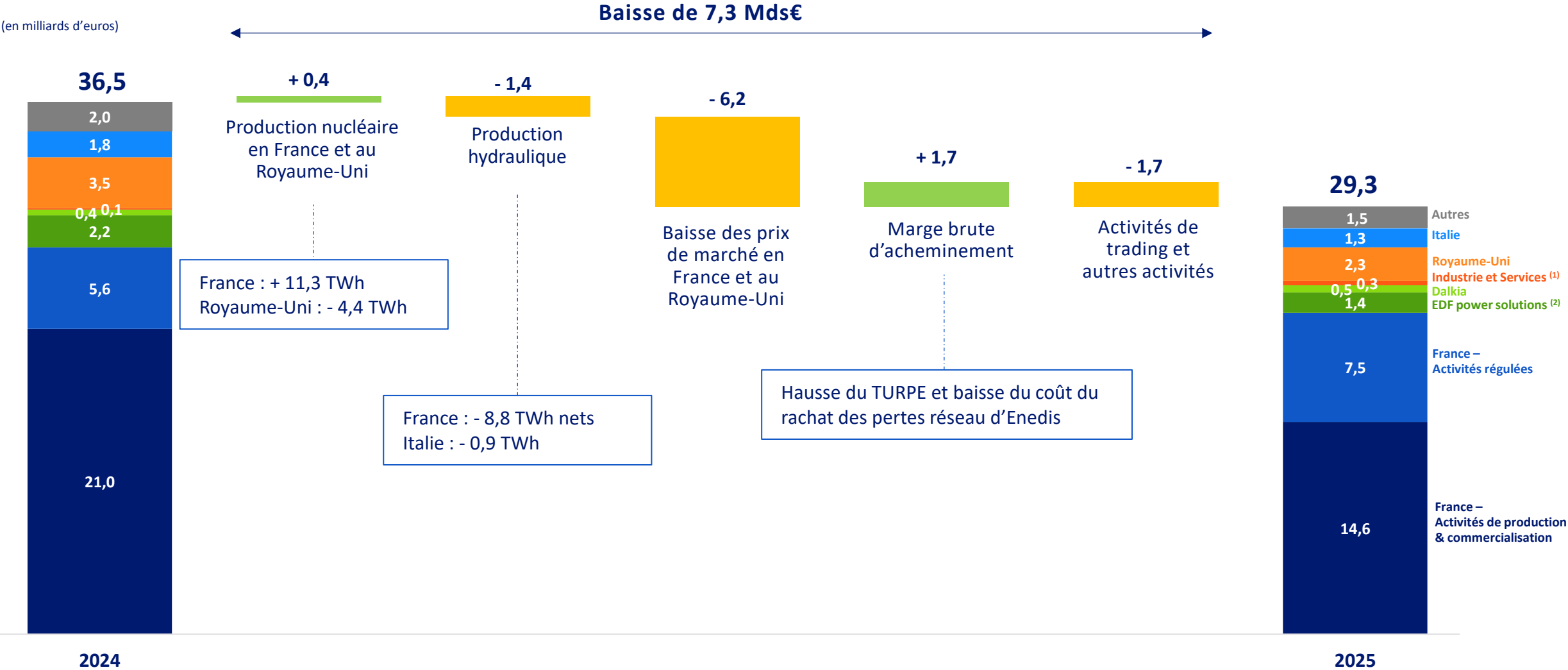


> - 8,0 TWh de production hydraulique en France vs 2024 :

- conditions d'hydraulicité exceptionnelles en 2024,
- disponibilité toujours élevée des installations.

(1) Production après déduction du pompage : 42,9 TWh en 2024 / 34,1 TWh en 2025.

EBITDA robuste dans un contexte de poursuite de la baisse des prix de marché



(1) Ce segment comprend Framatome et Arabelle Solutions. Néanmoins, le compte de résultat d'Arabelle Solutions n'est intégré qu'à partir du 1^{er} juin 2024.

(2) Ce segment comprend les anciens segments EDF Renouvelables et Autre international, cf. note 4 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2025.

EBIT

En milliards d'euros	2024	2025	Variation
EBITDA	36,5	29,3	- 7,3
Volatilité des commodités	0,4	(0,6)	- 1,1
Dotations aux amortissements	(12,0)	(12,5)	- 0,5
Pertes de valeur et autres produits et charges d'exploitation *	(6,7)	(3,1)	+ 3,6
EBIT	18,3	13,1	- 5,2

* En 2025, pour le projet Hinkley Point C :

- **Impact** de la **baisse de 3 £₂₀₁₂/MWh du contrat pour différence** à 89,5 £₂₀₁₂/MWh en lien avec la décision finale d'investissement de Sizewell C (-1,8 Md€), **totalelement compensé par le versement de 1,6 Md£** à Hinkley point C au titre du savoir-faire et de l'effet de série dont Sizewell C a bénéficié
- Solde (-1,8 Md€) essentiellement lié au **décalage de 12 mois** de la mise en service de l'Unité 1 lié aux travaux électromécaniques

Amélioration du résultat financier courant grâce à la baisse du coût de l'endettement

En milliards d'euros	2024	2025	Variation
Coût de l'endettement financier brut	(4,1)	(3,4)	+ 0,7
Charges de désactualisation	(3,2)	(3,4)	- 0,2
Autres produits et charges financiers	6,4	5,2	- 1,1
<i>Dont variation nette de juste valeur des actifs dédiés</i>	<i>3,0</i>	<i>1,9</i>	<i>- 1,1</i>
Résultat financier	(0,9)	(1,6)	- 0,6
<i>Neutralisation des éléments non récurrents, avant impôts (dont variation nette de la JV des instruments financiers)</i>	<i>(2,8)</i>	<i>(1,8)</i>	<i>+ 1,0</i>
Résultat financier courant	(3,7)	(3,3)	+ 0,4

- **Diminution du coût de l'endettement financier** grâce à une gestion active de la dette
- **Hausse de 10 bps** du taux d'actualisation réel des provisions nucléaires en 2024 et 2025
- **Performance** du portefeuille des actifs dédiés : **6,8 %** vs 10,8 % en 2024, expliqué principalement par un contexte de marchés actions moins favorable
- Taux de couverture des provisions nucléaires par les actifs dédiés : **108,8 %** vs 104,7 % fin 2024

Résultat net

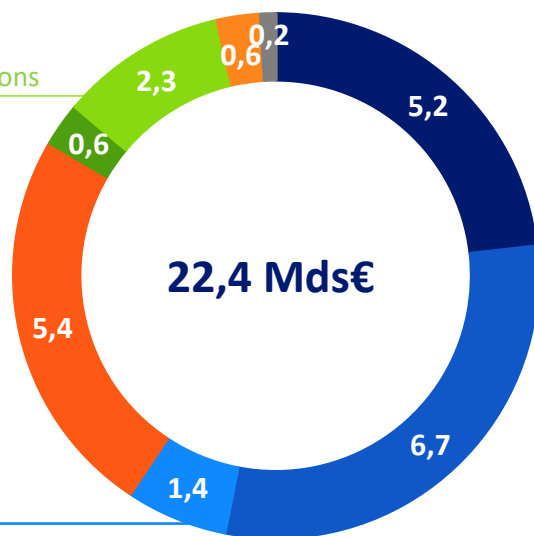
En milliards d'euros	2024	2025	Variation
EBIT	18,3	13,1	- 5,2
Résultat financier	(0,9)	(1,6)	- 0,6
Impôts sur les résultats	(4,9)	(3,6)	+ 1,2
Quote-part de résultat net des coentreprises et entreprises associées	(0,7)	0,7	+ 1,4
(-) Déduction du résultat net – part des minoritaires	(0,4)	(0,2)	+ 0,3
Résultat net – part du Groupe	11,4	8,4	- 3,0
<i>Neutralisation des éléments non récurrents nets d'impôts</i>	<i>3,8</i>	<i>1,2</i>	<i>- 2,6</i>
Résultat net courant	15,2	9,6	- 5,6

> **Taux effectif d'impôt** : 31,6 %
 (taux effectif d'impôt, hors contribution
 exceptionnelle : 26,7 %)

Investissements nets en croissance pour les grands projets

(en milliards d'euros)

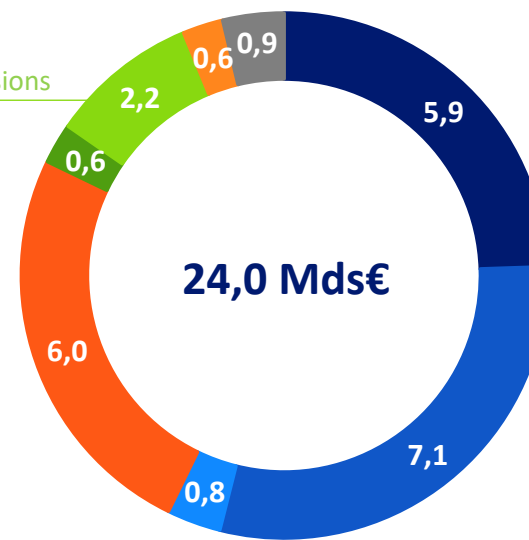
2,9 Mds€ avant cessions



2024

dont acquisitions pour 0,9 Md€ des activités nucléaires de GE Steam Power et des 5 % de Framatome détenus par Assystem

3,1 Mds€ avant cessions



2025

- Maintenance nucléaire, y compris le Grand Carénage
- Nouveau nucléaire (incluant Flamanville 3, HPC et EPR2)
- Services nucléaires ⁽¹⁾
- Réseaux
- Hydraulique
- Renouvelables hors hydraulique
- Services
- Autres ⁽²⁾

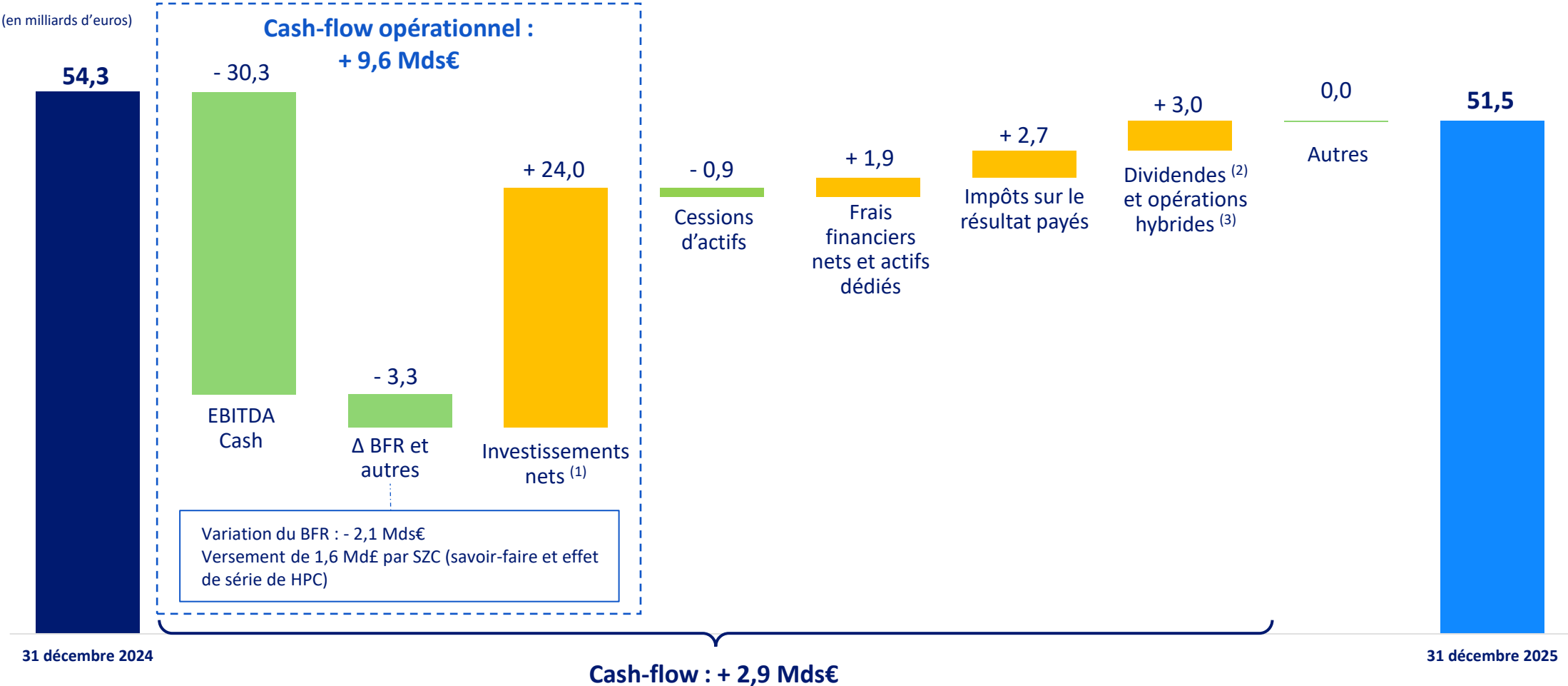
➤ En 2025, près de **94 %** des investissements sont alignés avec l'objectif net zéro émission du Groupe

NB : Investissements nets y compris subventions et rotation de portefeuille d'actifs.

(1) Framatome et Arabelle Solutions depuis juin 2024.

(2) Dont fonctions centrales, immobilier et gaz.

Cash-flow positif permettant une diminution de l'endettement financier net



(1) Investissements nets y compris subventions et rotation de portefeuille d'actifs.
(2) Dont 2 Mds€ de distribution de primes d'émission à l'Etat.
(3) L'annonce du remboursement le 16 décembre 2025 des obligations hybrides émises le 29 janvier 2013 et le 22 janvier 2014 entraine leur reclassement en autres dettes financières pour le montant total restant en circulation de 0,5 Md€.

Projection et objectifs

Projection d'un EBITDA 2026 solide

EBITDA 2026 attendu en léger retrait

Objectifs 2027 confirmés ⁽¹⁾

$\leq 2,5 \times$

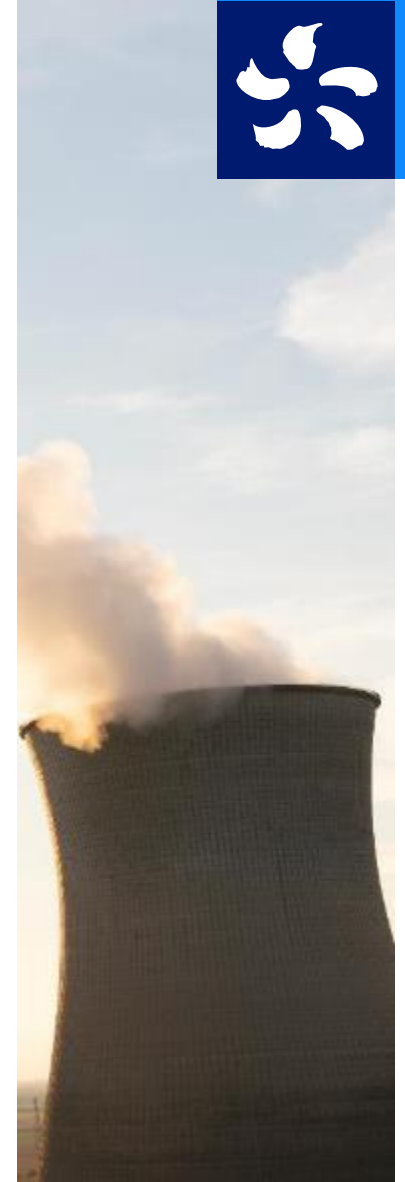
Endettement financier net / EBITDA

$\leq 4 \times$

Dette économique ajustée / EBITDA ajusté ⁽²⁾

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

(2) Ratio à méthodologie S&P constante.





Perspectives

Bernard Fontana
Président-Directeur général

Priorités (1/2)

Sûreté, sécurité et santé, qualité et lead time

1. Fournir une électricité compétitive, souveraine et décarbonée à nos clients et accélérer l'électrification des usages

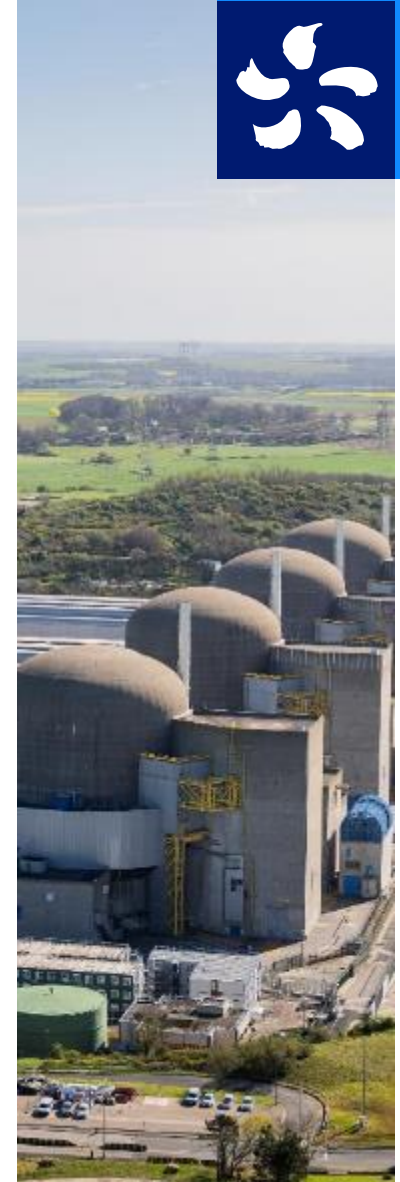
- Poursuite du déploiement de la politique commerciale
- Nouvelles offres pour l'implantation de datacenters
- Accélération du développement d'offres de services pour l'électrification des usages

2. Renforcer nos moyens de production

- Estimation actuelle de production nucléaire en France : 350-370 TWh en 2026 et 2027 et 345-375 TWh en 2028 ⁽¹⁾
- Mobilisation sur une capacité de production supérieure à 400 TWh par an
- Programme START, saison 2
- Augmenter la durée d'exploitation et la puissance des réacteurs nucléaires
- Mise en œuvre de l'accord de principe avec la Commission européenne pour l'hydraulique en France et relance des investissements
- Mise en service des centrales bioénergie du Larivot en Guyane et du Ricanto en Corse

3. Développement des énergies renouvelables

- Stratégie de maintien de compétences
- Déploiement d'un business model déconsolidant et cash-flow positif



Priorités (2/2)

Sûreté, sécurité et santé, qualité et lead time

4. Assurer la maîtrise industrielle des projets

- Maîtrise des travaux électromécaniques d'Hinkley Point C
- Décision finale d'investissement pour le programme EPR2
- Réalisation des projets éoliens en mer en France

5. Soutenir notre trajectoire financière

- Sélectivité des investissements et rotation d'actifs
- Objectif 2030 : 1 Md€ d'économies par an sur les frais généraux vs 2024

6. Disposer des compétences nécessaires

- Maintien d'un volume ambitieux de recrutements dans les prochaines années
- Formations, diversité et développement des carrières



Des équipes engagées et mobilisées

Des valeurs communes au service de la stratégie du groupe

Sûreté et sécurité

Professionalisme

Performance

Ouverture

Engagement

Recrutements et alternants

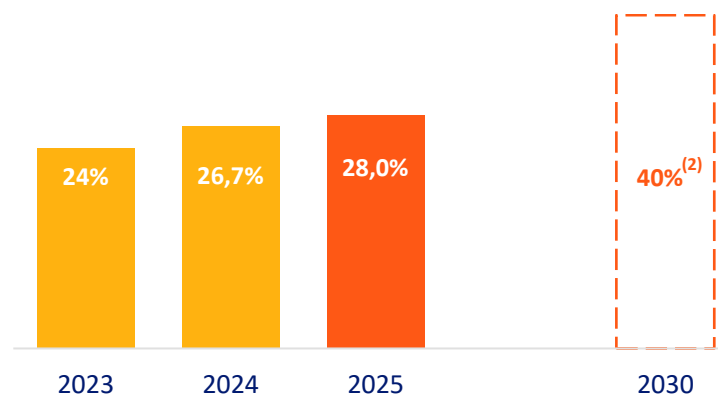
➤ **14 235** recrutements Groupe en CDI en 2025

➤ **9 750** alternants présents dans le Groupe à fin 2025

Des équipes engagées

➤ Indice d'engagement ⁽¹⁾ : **75 %**

Proportion de femmes parmi les dirigeants



« Fiers d'être EDF depuis 80 ans, et engagés pour les décennies à venir »

(1) Source : enquête interne MyEDF 2025.

(2) En application de la loi, pour les entreprises de plus de 1 000 salariés pour le 3^{ème} exercice consécutif (dont EDF SA), objectif à atteindre le 1^{er} mars 2029 (avec délai additionnel de 2 ans pour mise en conformité si l'objectif n'est pas atteint).





2025

Annual results

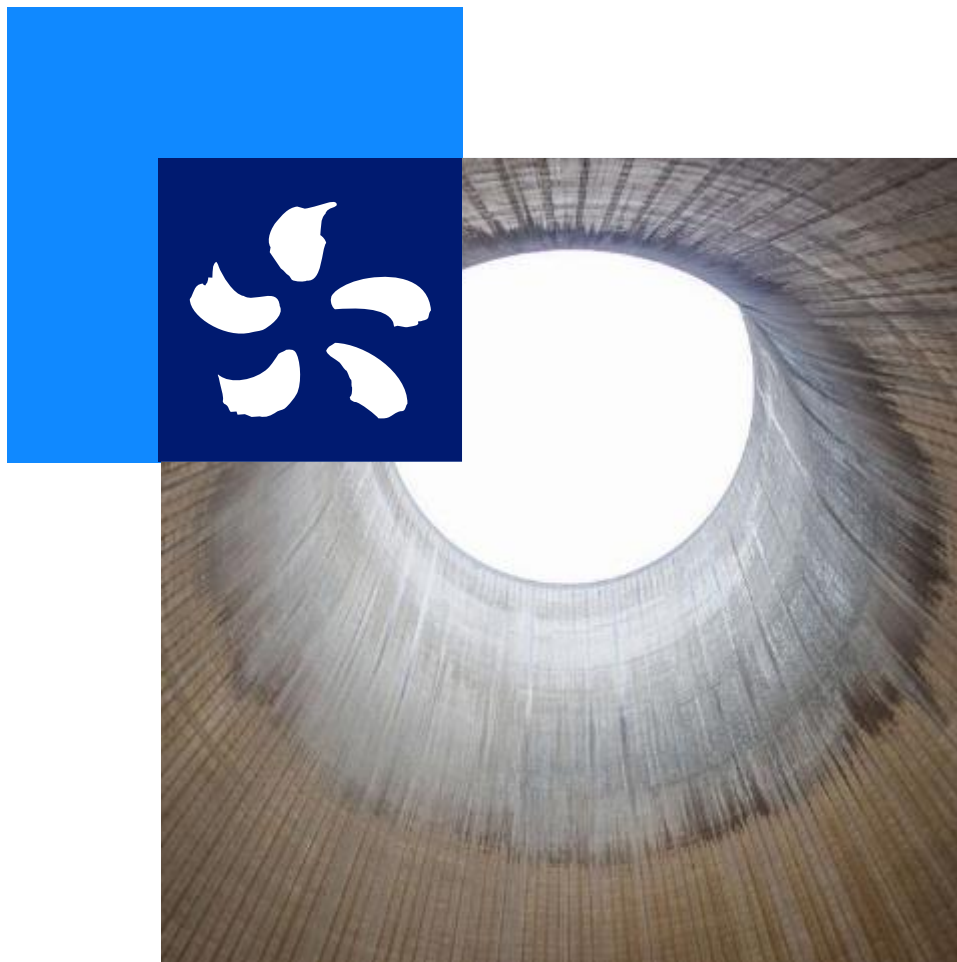
Complementary book





Table of contents

- | | | | |
|----------|--|----------|------------------------------|
| 1 | Strategic projects (p.29) | 4 | Financing & liquidity (p.48) |
| 2 | Operational data (p.33) | 5 | Market data (p.57) |
| 3 | Consolidated financial statements (p.40) | | |



1

Strategic projects

EPR2 programme in France (3 pairs of 1.7GW reactors)

Progress

Design

- › **Detailed design** for the nuclear island of the EPR2: design maturity reviews to continue during the first half of 2026 in view of the FID

Manufacturing

- › Manufacturing of the **main components**: reactor pressure vessel and steam generators by Framatome, turbine, generator and heat exchangers by Arabelle Solutions
- › **New contracts** signed with several companies in the nuclear industry⁽¹⁾

Preparatory works

- › **Public debates finalized** for the 3 sites (Penly, Gravelines, Bugey)
- › Penly preparatory worksite: earthworks for the power block, profiling of the cliff, building of the offshore platform, establishing the site access gates and parkings
- › *Grand Chantier* at Penly & Gravelines with French authorities: prepare the area for the start of construction phase: development of infrastructure, park-and-ride facilities, housing, etc. and recruitment and training

Schedule

- › The target date for commissioning the first reactor at Penly is 2038, with the subsequent reactors scheduled to be commissioned at intervals of 12 to 18 months

Financing

- › Forecasted cost estimate stands at **€₂₀₂₀72.8bn** and will be audited during the first quarter of 2026 by the French Interministerial Delegation for New Nuclear (DINN). The Board of Directors approved a budget of €2.7bn for 2026 for the programme⁽²⁾
- › As announced during the French nuclear policy council (*Conseil de politique nucléaire*) in March 2025, the agreement on the key support measures has been finalised with the French State and **presented to the European Union** for approval on 19 November 2025:
 - a subsidised State **loan covering more than 50% of construction costs** with 0% interest rate during construction phase and 3% during operating period
 - a **risk-sharing mechanism** that holds EDF accountable for risks under its control while providing protection against those beyond its responsibility
 - a **contract for difference guaranteeing revenues during 40 years** with an estimated strike price below **€₂₀₂₄100/MWh**

Next steps

- › **Response from the European Commission** on the support package in view of taking the FID by end-2026
- › Submission of a comprehensive proposal regarding the potential construction of **8 additional EPR2** reactors by EDF to the French State by end-2026
- › Ongoing task force dedicated to reducing the construction time of a reactor down to 70 months

Hinkley Point C EPR (3.3GW)

Schedule and cost update

Schedule

- Project organised on Unit 1 operational in 2030
- If 12-month delay, operational date of Unit 1 in 2031

Unit 2: commissioning targeted 12 months after Unit 1

Completion cost

- Estimated at £₂₀₁₅35bn⁽¹⁾
- If the 12-month delay materialises, this could lead to an additional cost of around £₂₀₁₅1bn



Construction progress

- **Unit 1:** civil works reached 94% completion (by concrete volume) at end-2025. In the second half of the year, four medium head safety injection pumps were installed, and the civil works on the pumphouse were completed.
At end-January 2026, the 24 welds of the primary loop were completed
- **Unit 2:** dome lifted into position and delivery of the reactor pressure vessel
- **MEH programme:** The programme remains behind schedule. However, installation rates have trended upwards in the second half of the year supported by a range of improvement initiatives. The recent momentum provides a reasonable foundation to deliver the project schedule

Financing of the project

- As project's total financing needs exceed shareholder's contractual commitment, HPC funding is through voluntary additional equity since Q3 2023, to which only EDF is currently contributing
- At end-2025:
 - **EDF's share: 76.69%** and CGN: 23.31%
 - total costs: €39.3bn (including capitalized interests)
- **Signature by EDF of a up to £4.5bn debt financing agreement with Apollo** to secure a substantial part of the sterling financing of its investments in the UK, in particular Hinkley Point C. £1.5bn was issued in June 2025
- Complementary alternative financing solutions are being investigated by EDF
- Following the final closing after the Financial Investment Decision for Sizewell C, **£1.6bn paid to Hinkley Point C** in return for the expertise that Sizewell C benefited from and the series effect, and decrease of the strike price of the CfD by £3/MWh at £89.5/MWh (in 2012 sterling)

(1) Excluding interim interests and at a reference exchange rate for the project of £₂₀₁₅1 = €1.23. The cost of £₂₀₁₅35bn corresponds to £48bn in current value (with an additional £1.4bn in case of 12-month delay).

Sizewell C EPR (3.3GW)

Financing key steps

- **Final Investment Decision in July 2025⁽¹⁾**
 - Agreement to invest up to £1.1bn in the Sizewell C project over the construction period
 - EDF will hold a 12.5% stake in Sizewell C alongside the UK Government (44.9%), La Caisse (20%), Centrica (15%) and Amber Infrastructure (7.6%)
- **Financial closing in November 2025⁽²⁾**
 - No cash injected by EDF at financial close due to reimbursement of the development costs incurred since 2015. In addition, payment in return for the Hinkley Point C project expertise that Sizewell C benefits from, as well as the series effect
 - £5bn in export credit financing guaranteed by Bpifrance AE and debt financing from the National Wealth Fund
- **Estimated construction cost: £₂₀₂₄38bn**

Operational progress

- **Preparatory works**
 - On-site work in progress in particular in relation to construction of local infrastructure, earthworks and preparation for civils ramp-up
- **Design and Manufacturing**
 - EDF/Edvance, Framatome and Arabelle Solutions contracts signed and effective
 - EDF group will contribute to the project as a supplier of engineering studies, main primary circuit including the nuclear boiler, steam generators and safety control systems and, for the conventional island, the turbo-alternator unit
 - Manufacturing in progress of the Unit 1 reactor pressure vessel, 8 steam generators and main coolant lines. Commencement of activities on turbo-alternator unit. Engineering delivery ongoing with a specific focus on civil works



(1) See press release of 22 July 2025.

(2) See press release of 4 November 2025

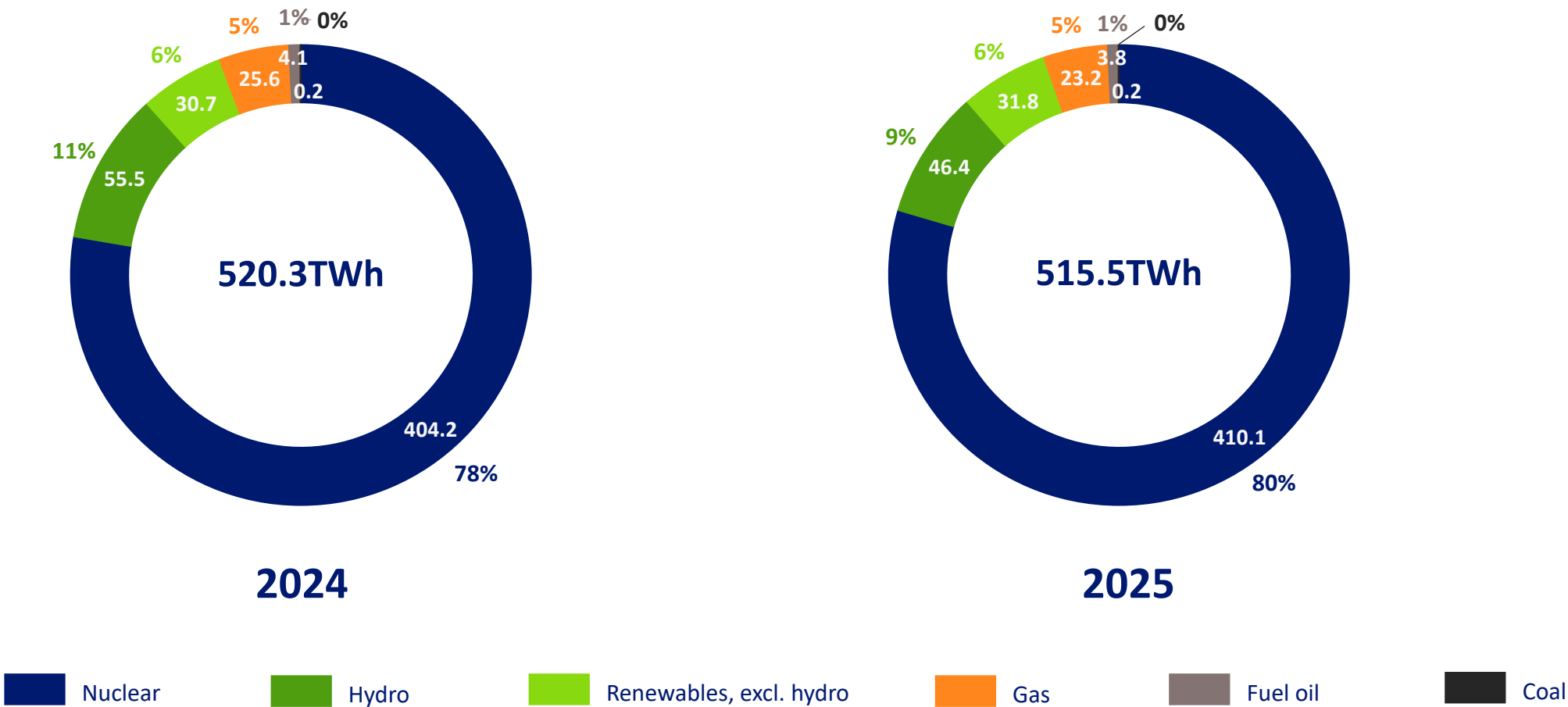


2

Operational data

Electricity output

Fully consolidated entities
(in TWh)



(1) Hydro output includes tidal energy for 532GWh in 2025 and 519GWh in 2024. Production after deduction of pumped volumes is 37.9TWh in 2025 and 47.8TWh in 2024.

CO₂ emissions and carbon intensity

Fully consolidated entities

Heat and power generation by segment	Emissions (in ktCO ₂)				Carbon intensity ⁽¹⁾ (in gCO ₂ /kWh)	
	2024		2025		2024	2025
France – Generation and supply activities	1,315	8%	1,518	11%	3	4
France – Non-interconnected zones ⁽²⁾	2,792	17%	2,458	17%	453	418
Dalkia	3,188	20%	2,712	19%	135	115
United Kingdom	0	0%	0	0%	0	0
Italy	6,053	38%	7,033	49%	262	283
Belgium	436	3%	329	2%	55	50
Others ⁽³⁾	2,311	14%	218	2%	54	6
Group	16,096	100%	14,268	100%	30	26.5

(1) Carbon intensity corresponds to CO₂ emissions in relation to the Group's electricity and heat generation. The EDF group's heat generation amounts to 23.6TWh in 2025 (vs 23.8TWh in 2024). 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).

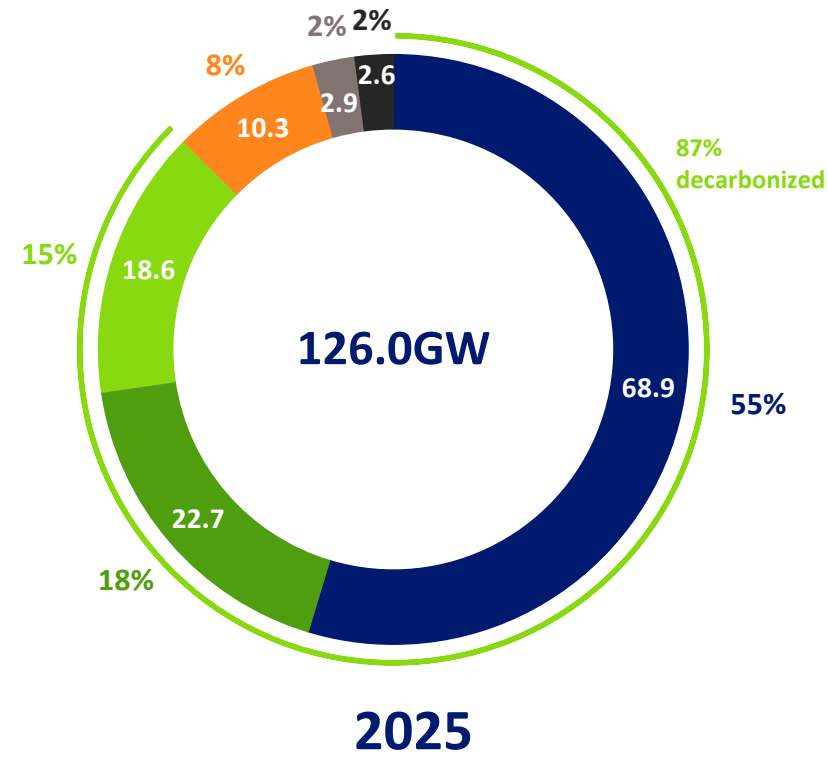
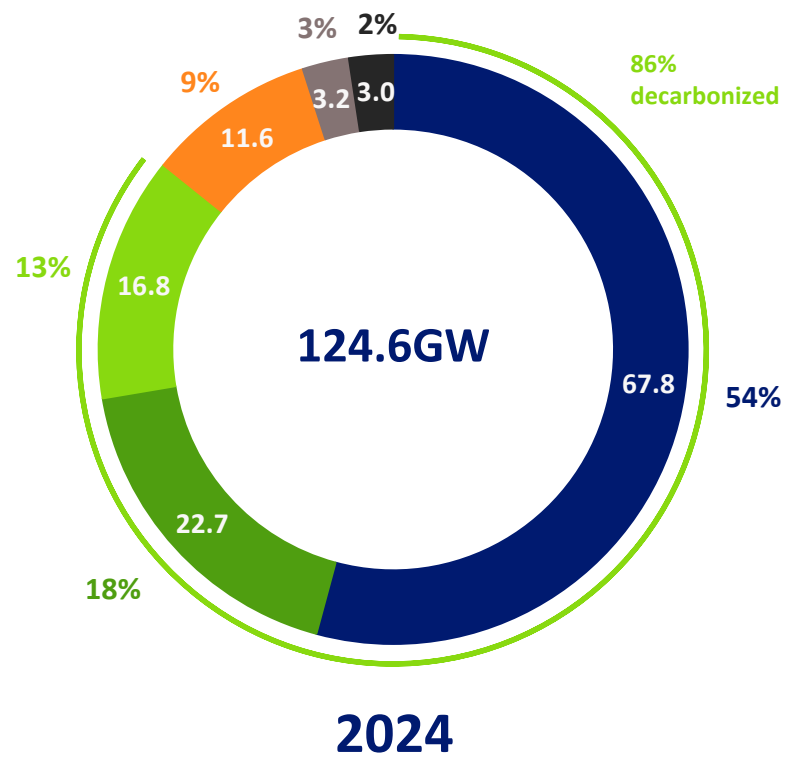
(3) Framatome and Arabelle Solutions contribute 40ktCO₂ in 2025 and 33ktCO₂ in 2024.

EDF power solution, excluding Luminus, contributes to 178ktCO₂ in 2025 and 2,278ktCO₂ in 2024.

The direct CO₂ emissions from “Others” segment are not significant compared to Group total emissions and are not disclosed in this table.

Installed capacity as of 31 December 2025

Total net capacity of EDF group, including shares in associates and joint ventures
(in GW)

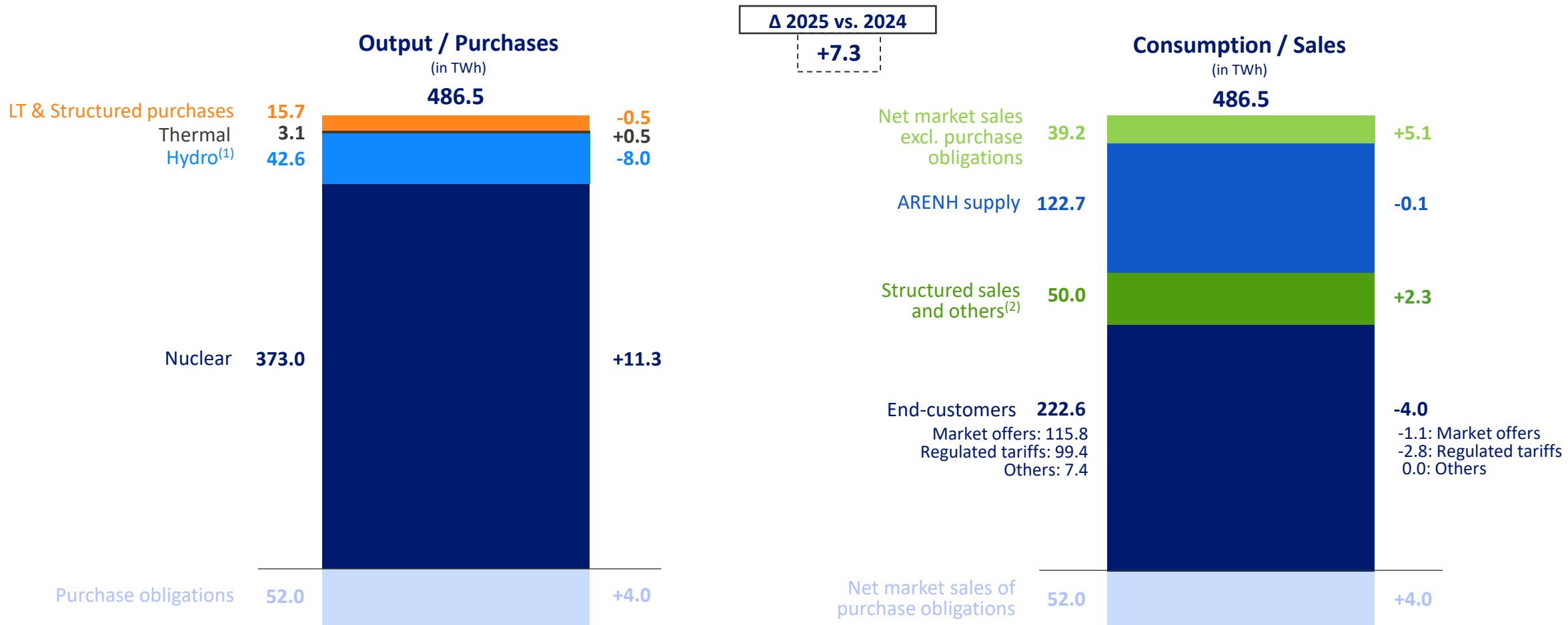


NB: for more details, click here to see our [Operational pack](#).

(1) The 2025 capacity includes Flamanville 3 for 1,600MW.

(2) Including tidal energy: 0.24GW.

France: upstream / downstream electricity balance



NB: EDF excluding French islands electrical activities.

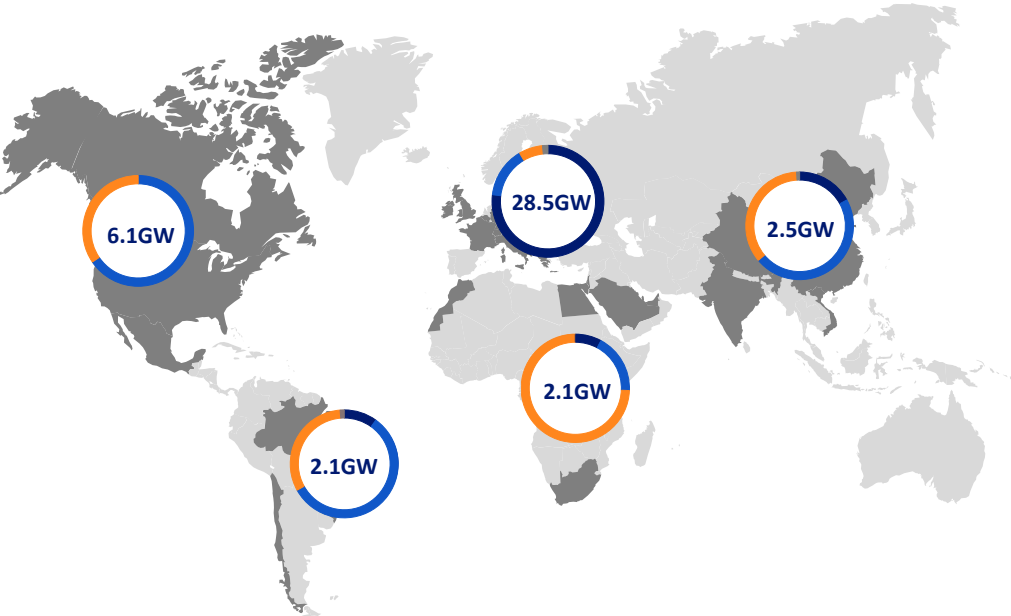
(1) Hydro output after deduction of pumped volumes represents 34.1TWh in 2025 / 42.9TWh in 2024.

(2) Including hydro pumped volumes of 8.5TWh in 2025 / 7.7TWh in 2024.

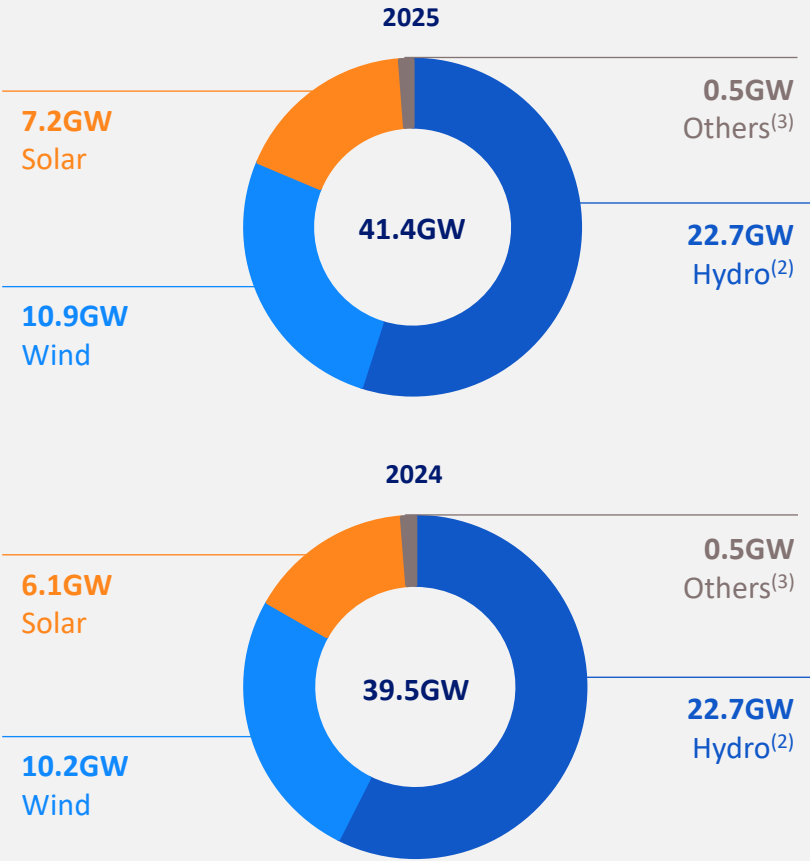
EDF: a European leading player in renewable energies

Hydropower	- Leading European producer - More than 400 production sites worldwide
A global leader in wind and solar energy	3.0GW gross commissioned in 2025 10.8GW gross and 4.3GW net under construction

Capacity by geography

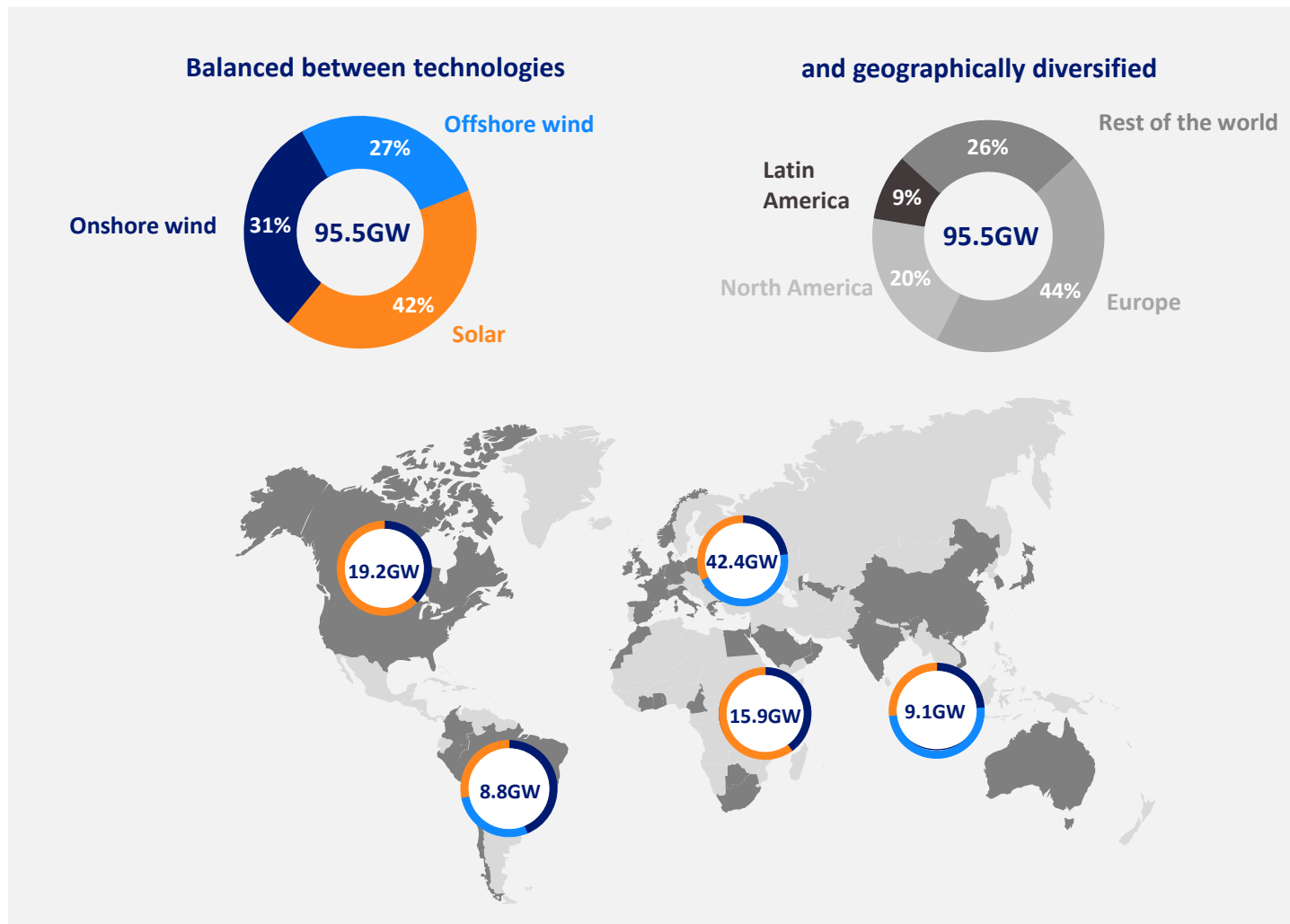


A diversified mix with 41.4GW net⁽¹⁾ in operation at end-2025

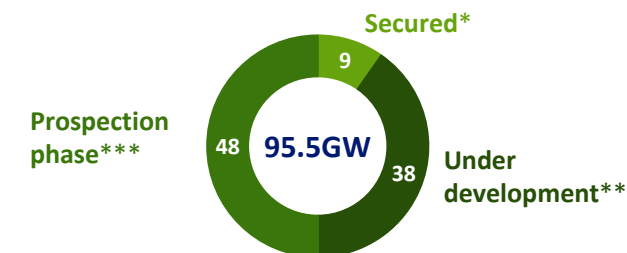


(1) Installed capacity shown as net, corresponding to the consolidated data based on EDF's participation in Group subsidiaries, including investments in affiliates and joint ventures.
(2) Including tidal energy: 0.24GW.
(3) Biomass and geothermal.

A portfolio of wind and solar projects of 95.5GW gross



Breakdown by development phase⁽¹⁾
(in GW)

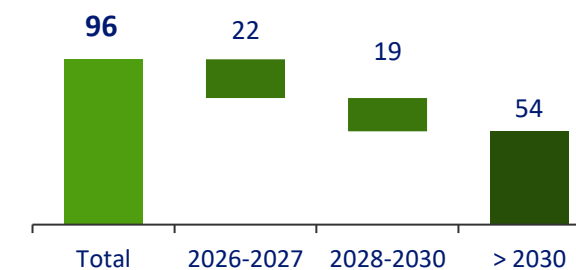


* Securing a power purchase agreement (following call for tenders, auction, OTC negotiation).

** Sufficient land securisation and start of technical studies.

*** Start of land identification and preliminary studies.

Breakdown by date of start of construction⁽²⁾ (in GW)



NB: The portfolio of projects excludes capacities under construction. Gross data corresponding to 100% of the capacity of the project.

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

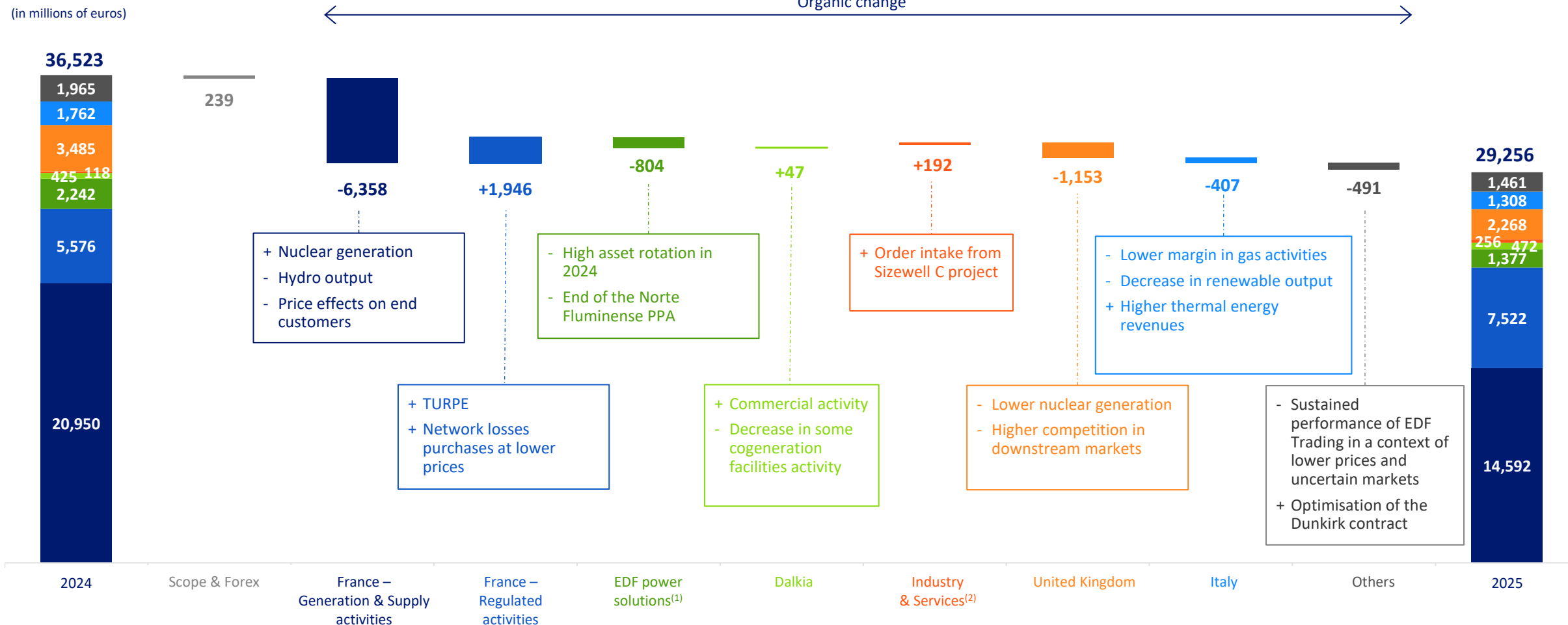
(2) Not probability-based.



3

Consolidated financial statements

Group EBITDA by segment



(1) This segment includes both the EDF Renewables and Other International segments; see Note 4 of the appendices to the consolidated financial statements as of 31 December 2025.

(2) This segment includes Framatome and Arabelle Solutions. However, Arabelle Solutions' income statement is only consolidated as from 1 June 2024.

Current and non-current elements of the P&L

(in millions of euros)

	2024 current	2024 non-current	2024	2025 current	2025 non-current	2025
EBITDA	36,523	-	36,523	29,256	-	29,256
Commodities volatility	-	443	443	-	(611)	(611)
Amortisation/depreciation expenses and provisions for renewal	(11,970)	-	(11,970)	(12,451)	-	(12,451)
Impairments and other operating income and expenses	-	(6,669)	(6,669)	-	(3,090)	(3,090)
EBIT	24,553	(6,226)	18,327	16,805	(3,701)	13,104
Financial result	(3,710)	2,778	(932)	(3,332)	1,757	(1,575)
Income tax	(5,520)	633	(4,887)	(3,839)	198	(3,641)
Share of net income from associates and joint-ventures	456	(1,139)	(683)	649	21	670
Net income of discontinued operations	29	-	29	-	-	-
- Deduction net income from minority interests	575	(127)	448	682	(491)	191
Net income – Group share	15,233	(3,827)	11,406	9,601	(1,234)	8,367

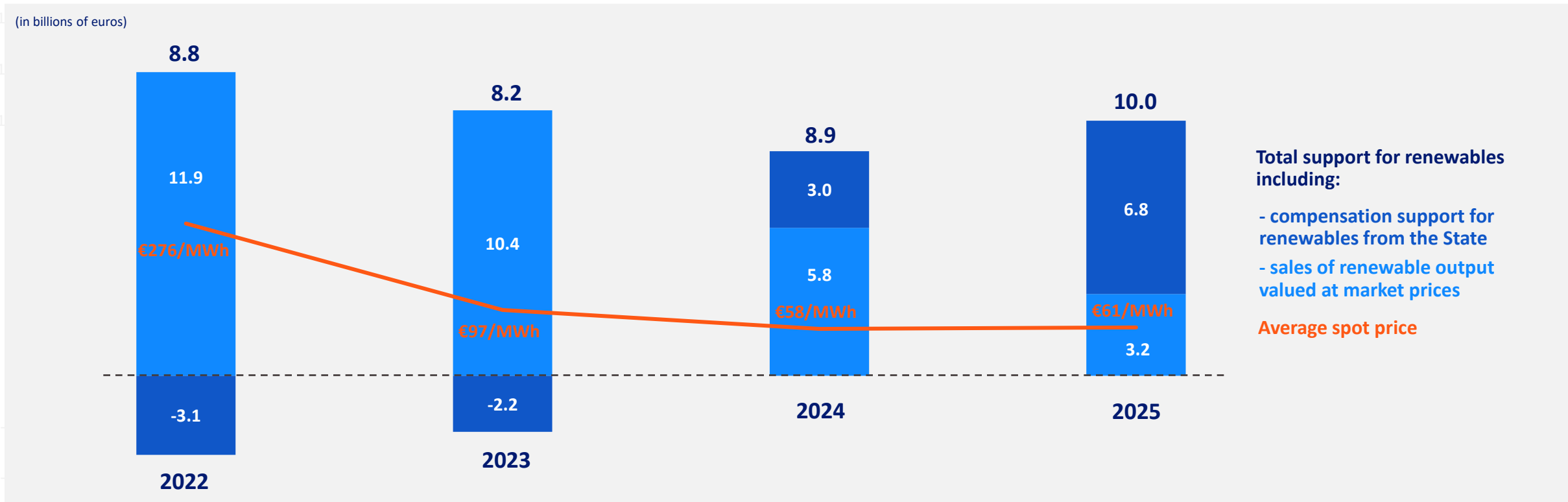
Change in net financial debt

(in millions of euros)

	2024	2025
EBITDA	36,523	29,256
Cancellation of non-monetary items included in EBITDA	(1,522)	1,002
EBITDA Cash	35,001	30,258
Change in net WCR	(1,452)	2,080
Net investments – excluding disposals	(22,402)	(24,026)
Dividends received from associates and joint ventures	582	697
Other elements	(528)	555
Operating Cash Flow	11,200	9,564
Asset disposals	9	868
Income taxes paid	(3,384)	(2,668)
Net financial expenses	(2,362)	(1,797)
Dedicated assets	(344)	(136)
Dividends paid in cash	(1,252)	(2,965)
Group Cash Flow	3,868	2,866
Rights issue, hybrids and other monetary changes ⁽¹⁾	(2,536)	148
Change in net financial debt	1,332	3,014
Effects of change and exchange rates	(240)	177
Other non-monetary changes – IFRS 16	(920)	(1,165)
Other non-monetary changes	(137)	824
Change in net financial debt from continuing operations	35	2,850
Net Financial Debt – Opening balance	54,381	54,346
Net Financial Debt – Closing balance	54,346	51,496

(1) The announcement of the redemption on 16 December 2025 of the hybrid bonds, issued on 29 January 2013 and 22 January 2014, led to their reclassification as other financial debt for the total outstanding amount of €0.5bn.

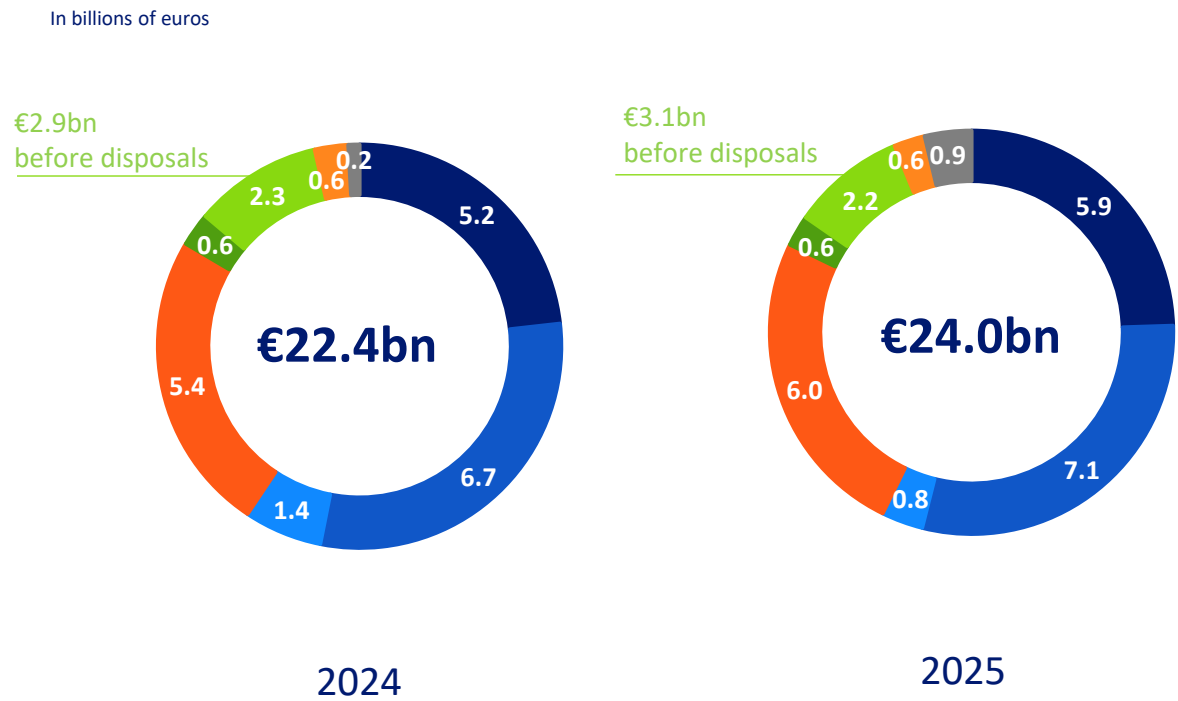
CSPE: support for renewables in mainland France



- The compensation mechanism of public energy services charges⁽¹⁾ **offsets** the difference between the **cost of support for renewables** in mainland France and the **revenues from the sale** forward and spot of the energy at market prices.
- In 2022 and 2023, in the context of soaring energy prices, the sale of energy produced by renewables at market prices has exceeded on average the amount of the support by the French State to these producers, leading to a negative compensation amount. In 2025, most of the volumes were sold at forward price that have decreased vs in 2024.
- In 2025, the government could owe producers €2.1bn for regularization. This has a very limited impact on EDF.

(1) 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. It also covered the tariff shield in Q4 2022, 2023 and January 2024.

Net investments



	Maintenance	Development	Total
Nuclear maintenance including Grand Carénage	5.9	-	5.9
New nuclear (including HPC, Flamanville 3 and EPR2)	-	7.1	7.1
Nuclear services ⁽¹⁾	-	0.8	0.8
Grids	2.6	3.4	6.0
Hydro	0.5	0.1	0.6
Renewables, excl. hydro	-	2.2	2.2
Services	-	0.6	0.6
Others ⁽²⁾	0.3	0.6	0.9
Total	9.3	14.7	24.0

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

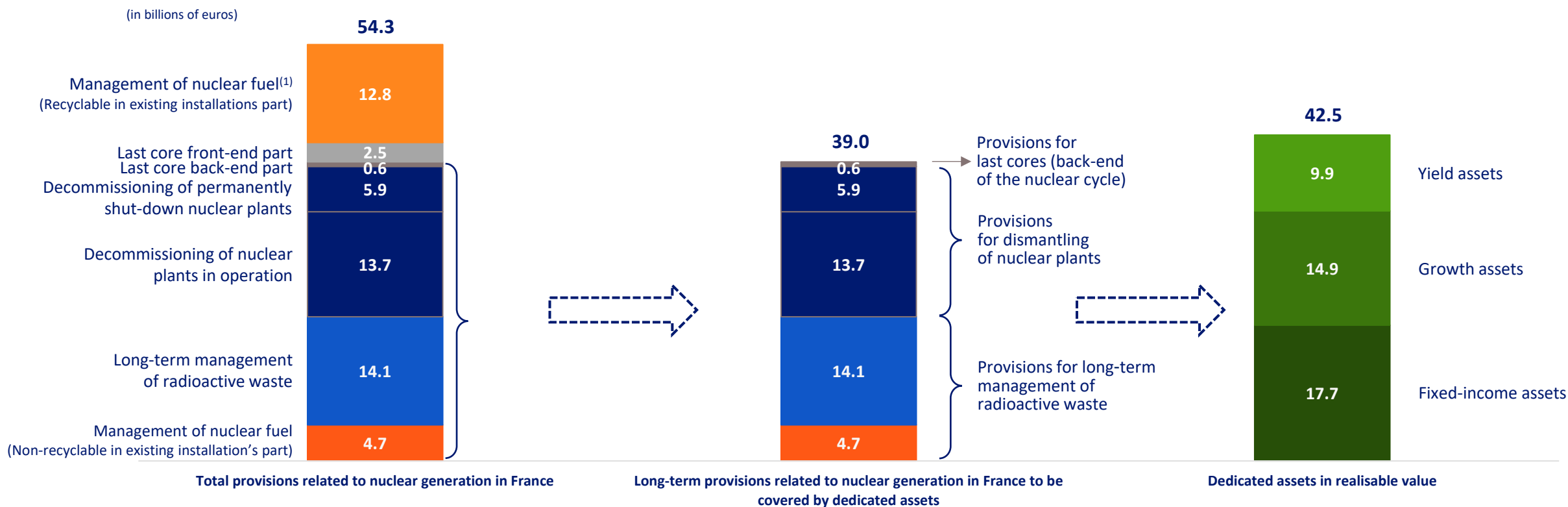
NB : Net investments including subsidies and assets portfolio rotation.

(1) Framatome and Arabelle Solutions since June 2024.

(2) Including central functions, property and gas.

> **61% of investments in development**

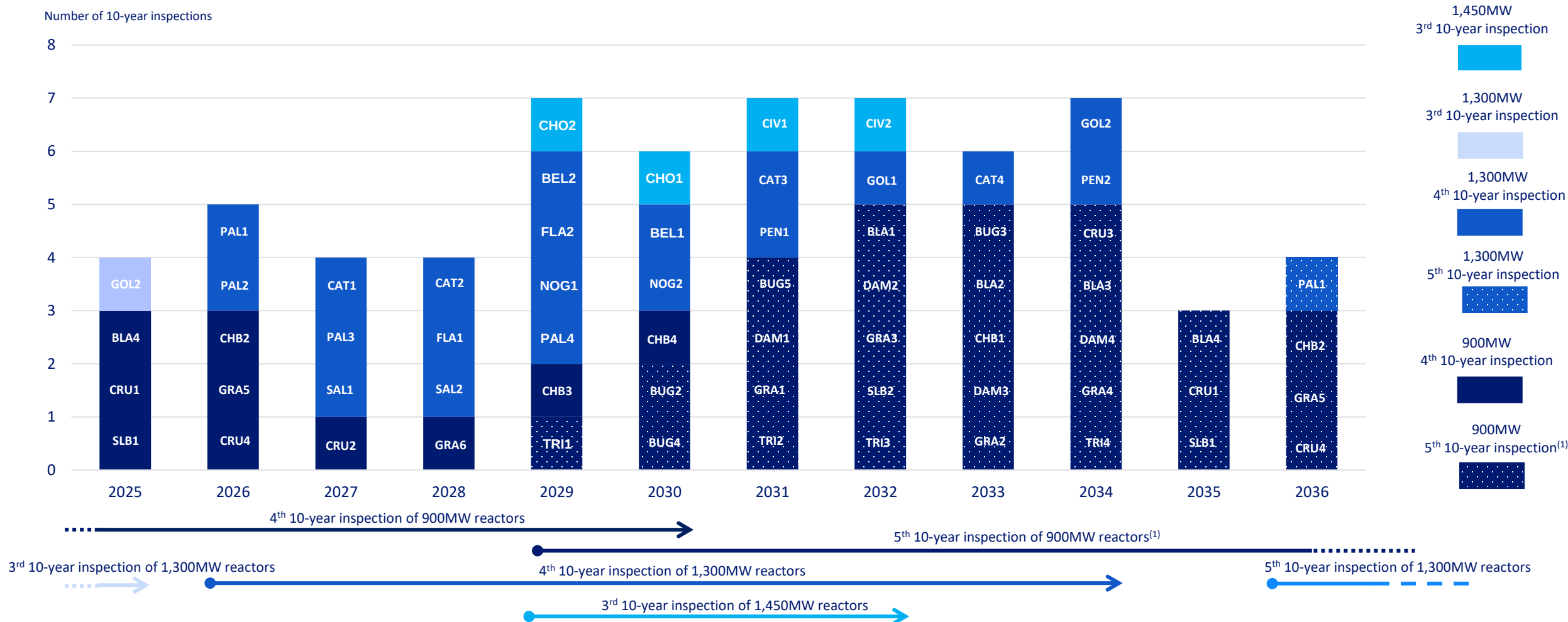
Provisions related to nuclear generation in France and part to be covered by dedicated assets



- > At 31 December 2025, the regulatory coverage is **108.8%** (vs 104.7% at end-2024)
- > No allocation to dedicated assets to be made in 2026 in respect of 2025 owing to a coverage rate of over 100% at end of year, in accordance with the regulation

(1) Related to the operating cycle.

10-year inspections of the nuclear fleet in France



- > Authorisation of the ASN to start the 4th 10-year inspections of the 1,300MW reactors. In 2026, Paluel will be the first 1,300MW to complete its 4th 10-year inspection
- > In 2029, Tricastin 1 would be the first 900MW series reactor to realise its 5th 10-year inspection



4

Financing & liquidity

Decrease of the net financial debt

(in millions of euros)	31/12/2024	31/12/2025
Gross financial debt	81,802	84,238
<i>o/w green financial debt</i>	<i>19,802</i>	<i>17,065</i>
Derivatives used to hedge debts and margin calls	(1,872)	(415)
Cash and cash equivalents	(7,597)	(7,641)
Debt and equity securities (liquid assets)	(17,999)	(24,700)
Asset coverage derivatives	12	14
Net financial debt⁽¹⁾	54,346⁽²⁾	51,496

➤ An **updated Green Financing Framework** was published in April 2025, in line with the **best practice** in the sustainable finance market, and with the corporate **strategy**. It is mostly aligned with the **EU Taxonomy**, and it now includes **nuclear power generation within the UK**.

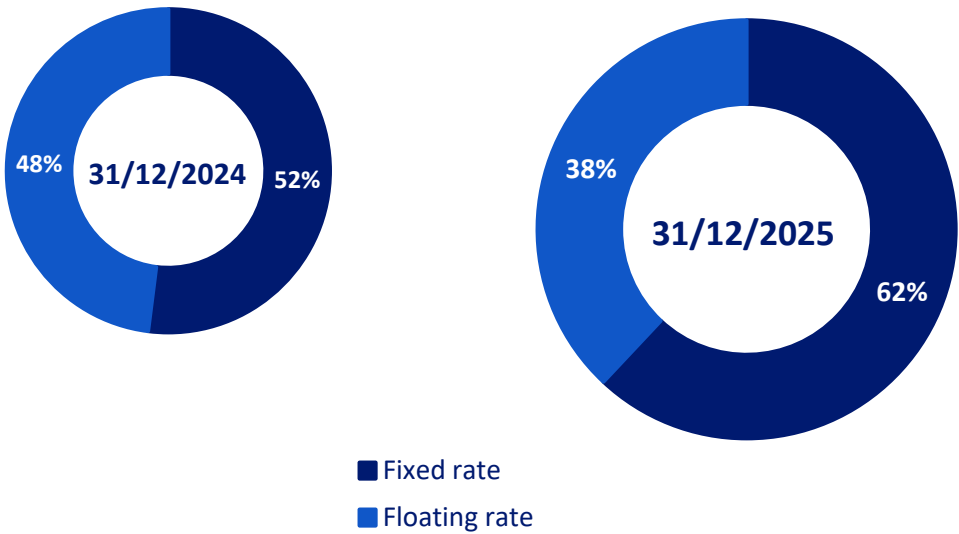
(1) After application of IFRS 16.

(2) Including €1,250M hybrid notes redeemed on 29 January 2025 (see press release of 18 December 2024).

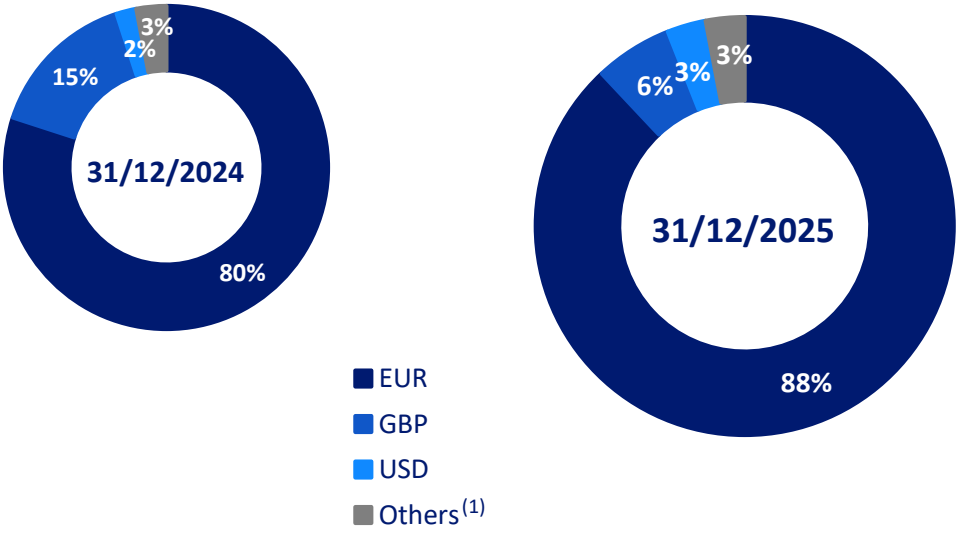
Gross financial debt

	31/12/2024	31/12/2025	Change
Average maturity	13.0 years	12.3 years	-0.7 year
Average coupon	3.85%	3.40%	-0.45%

Breakdown by type of rate after swap



Breakdown by currency after swap



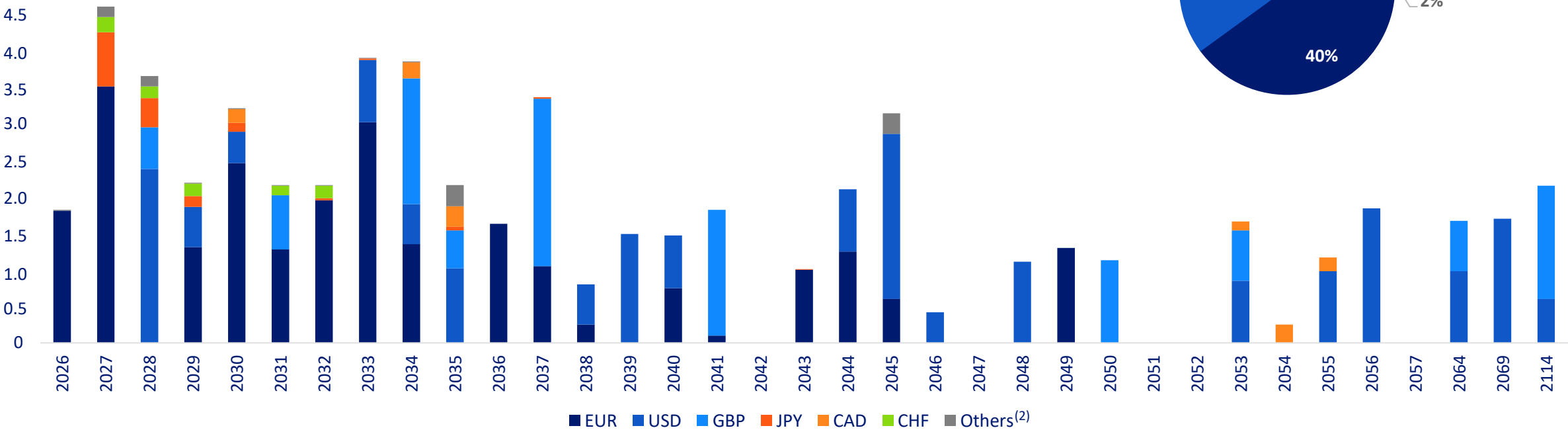
(1) Mainly JPY, CAD, CHF and BRL.

High level of liquidity

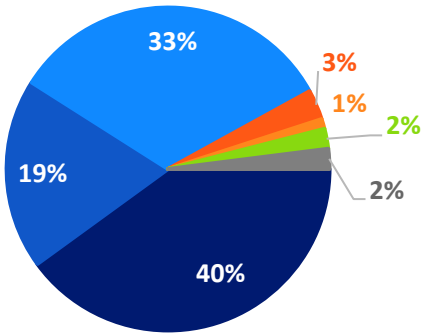
(in billions of euros)	31/12/2024	31/12/2025
Cash and cash equivalents	7.6	7.7
Margin calls on debt derivatives	-	0.9
Liquid assets	18.0	24.7
Option for bond issues in 2026 and 2027 (Apollo agreement)	-	3.4
Unused credit lines (off-balance sheet)	14.3	15.6
<i>o/w KPI-linked</i>	<i>10.8</i>	<i>12.3</i>
Gross liquidity	39.9	52.3
Financial debt – current part (maturing within one year)	(12.9)	(17.7)
Net liquidity	27.0	34.7

Focus on bonds

Repayments by currency
(in billions of euros, before swaps)



Stock of bonds as of 31/12/2025:
€60.9bn⁽¹⁾



NB: Nominal amounts only.
(1) €60.9bn vs €57.8bn in note 18 of the 2025 consolidated financial statement that includes accrued interests and depreciation.
(2) Mainly AUD, HKD and BRL.

Green financing: allocation of the proceeds (total of €28.6bn at end-2025)

Issue date	Instrument	Maturity	Nominal amount	New renewable capacities	Investments in hydro facilities	Biodiversity projects	Distribution of electricity projects	Existing French nuclear reactors ⁽¹⁾	Hinkley Point C EPR construction
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€	2,415	110	28	-	-	-
Nov. 2021	Bond	12Y	1,850M€	1,638	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 ⁽²⁾	5.5M	412M€	36	371	5	-	-	-
Jun. 2024	Bond	7Y-12Y-20Y	3,000M€	750	-	-	847 ⁽³⁾	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	-
Jan. 2025	Bond	5Y	500M\$	-	-	-	-	500	-
Jan. 2025	Bond (TAP)	2.5Y	250M€	-	-	-	-	260	-
Jan. 2025	Bond (TAP)	11.5Y	130M€	130	-	-	-	-	-
Feb. 2025	Bond	10Y-30Y	750MCAD	-	-	-	-	750	-
May 2025	Bond	7Y-12Y-20Y	2,250M€	463 ⁽⁴⁾	531.2	5.8	-	750	500
2025	NeuMtN ⁽²⁾	2Y	240M€	52	188	-	-	-	-
Oct. 2025	Hybrid bond	NC5.5	1,250M€	-	-	-	-	1,250	-
Oct 2025	Bond	20Y	100M€	-	-	-	-	100	-
Nov 2025	Bond	12Y	50M€	-	-	-	-	50	-

(1) In relation to their lifetime extension.

(2) Allocation of the maximum amount issued during the year.

(3) €847m have financed Enedis capex, the €403m remaining are invested in SRI funds at end-2025.

(4) Dedicated to refinancing of renewable power projects.

Green financing: impact reporting

Technology	Total amount (in MEUR eq.)	Total net ⁽¹⁾ capacity of financed projects (in MW)	Expected net ⁽¹⁾ avoided CO ₂ emissions (in Mt/year)
Onshore wind projects	5,394	4,071	4.13
Offshore wind projects	1,227	399	0.58
Solar projects	3,041	2,683	1.62
Hydro facilities	1,970	1,599	0.01
<i>Incl. biodiversity projects</i>	61.8	N/A	-
Nuclear: existing French nuclear reactors in relation to their lifetime extension	13,229	N/A	9.46
Nuclear: construction of nuclear reactors in the UK (Hinkley Point C)	500	N/A	0.74

Technology	Total amount (in MEUR)	Renewable capacity connected (in MW)	VE charging station connected	New grid lines built (in km)
Distribution of electricity projects	2,987	14,953	39,646	6,687

The detailed list of EDF Renewables projects and hydraulic investment operations by category will be published in EDF 2025 URD.

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

Focus on hybrids securities

Hybrid bonds issues

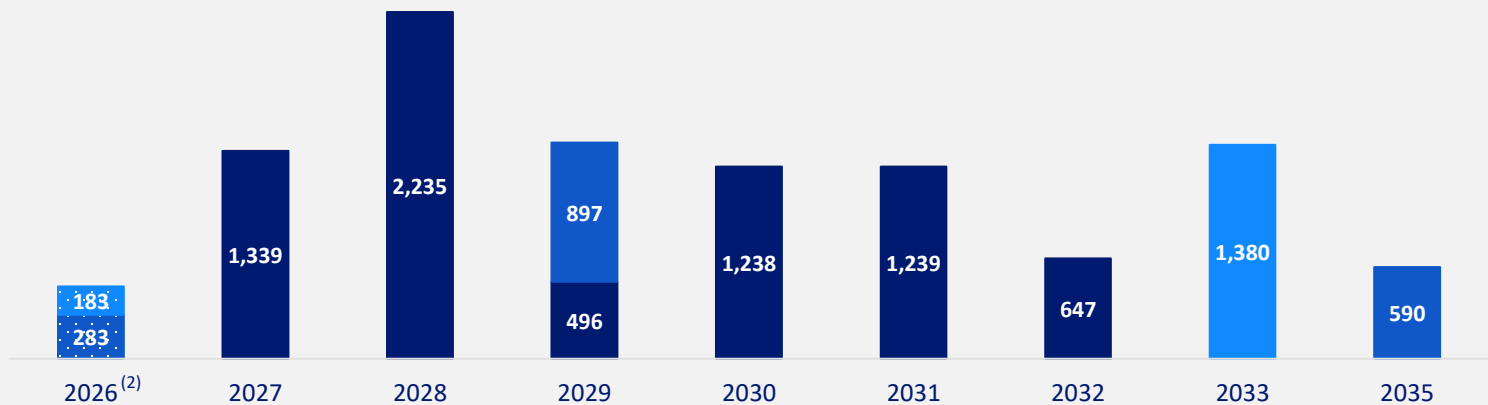
- > Hybrid bond issues contribute to strengthening the balance sheet through their qualification as 100% equity under IFRS and 50/50 as debt and equity by rating agencies
- > EDF has exercised its option to redeem the hybrid notes issued on 22 January 2014 for a nominal amount of €1,000m and on 25 January 2013 for a nominal amount of £1,250m, respectively on 22 January 2026 and 29 January 2026
- > These hybrid bonds were subject to tender offers launched on 10 September 2024 and 29 September 2025, leaving outstanding hybrid bonds amounting to €283m and £160m⁽²⁾ at 31 December 2025

(1) Exchange rate as of transaction time.
(2) See press release on 16 December 2025.

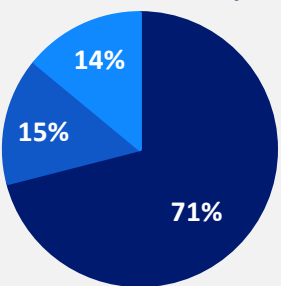
Hybrid securities stock at 31 December 2025

Total amount: **€10.1bn⁽¹⁾**
Average tenor: **4.5 years**
Average cost: **5.23%**

Hybrid debt maturity schedule based on first call date
(in millions of euros)

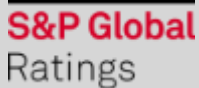


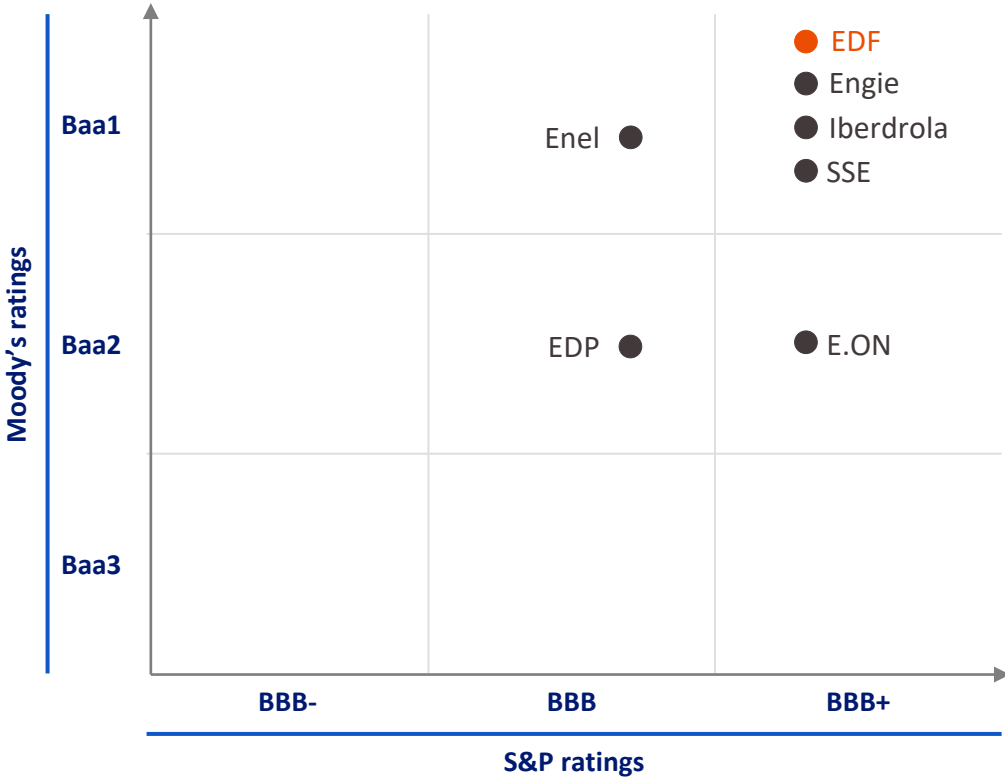
Hybrids stock breakdown by currency



■ EUR
■ GBP
■ USD

Comparative credit ratings

Rating Agency	 EDF ⁽¹⁾	Latest changes
 S&P Global Ratings	BBB+ Stable	14 January 2026 Upgrade to BBB+ from BBB positive
 MOODY'S RATINGS	Baa1 Stable	2 June 2023 Outlook revised to Stable from Negative (confirmed on 13 January 2026)
 Fitch Ratings	BBB+ Stable	19 September 2025 Outlook revised to Stable from Negative



Sources: rating agencies as of 19/02/2026.

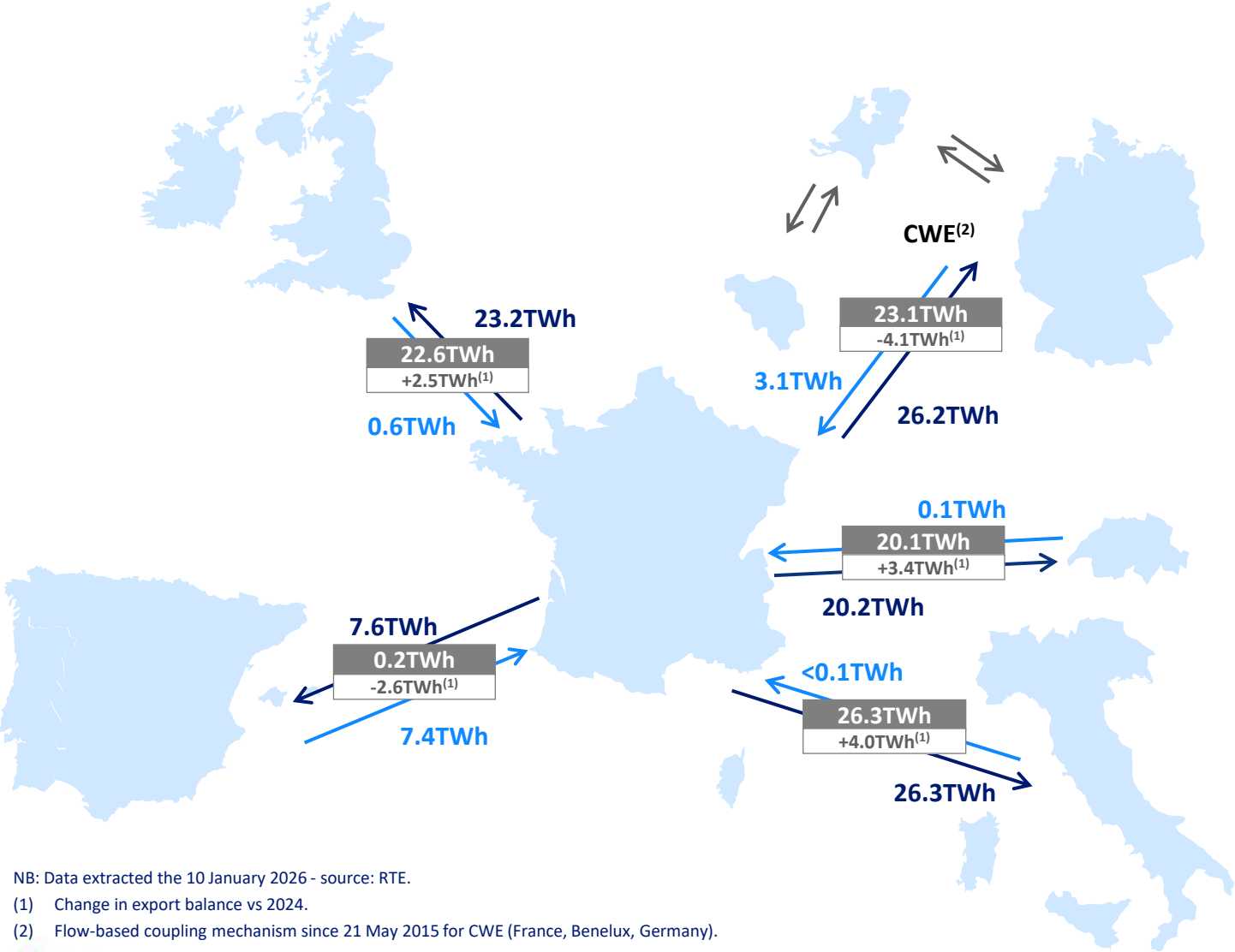
(1) See [EDF's ratings](#).



5

Market data

France export balance in 2025



NB: Data extracted the 10 January 2026 - source: RTE.
(1) Change in export balance vs 2024.
(2) Flow-based coupling mechanism since 21 May 2015 for CWE (France, Benelux, Germany).

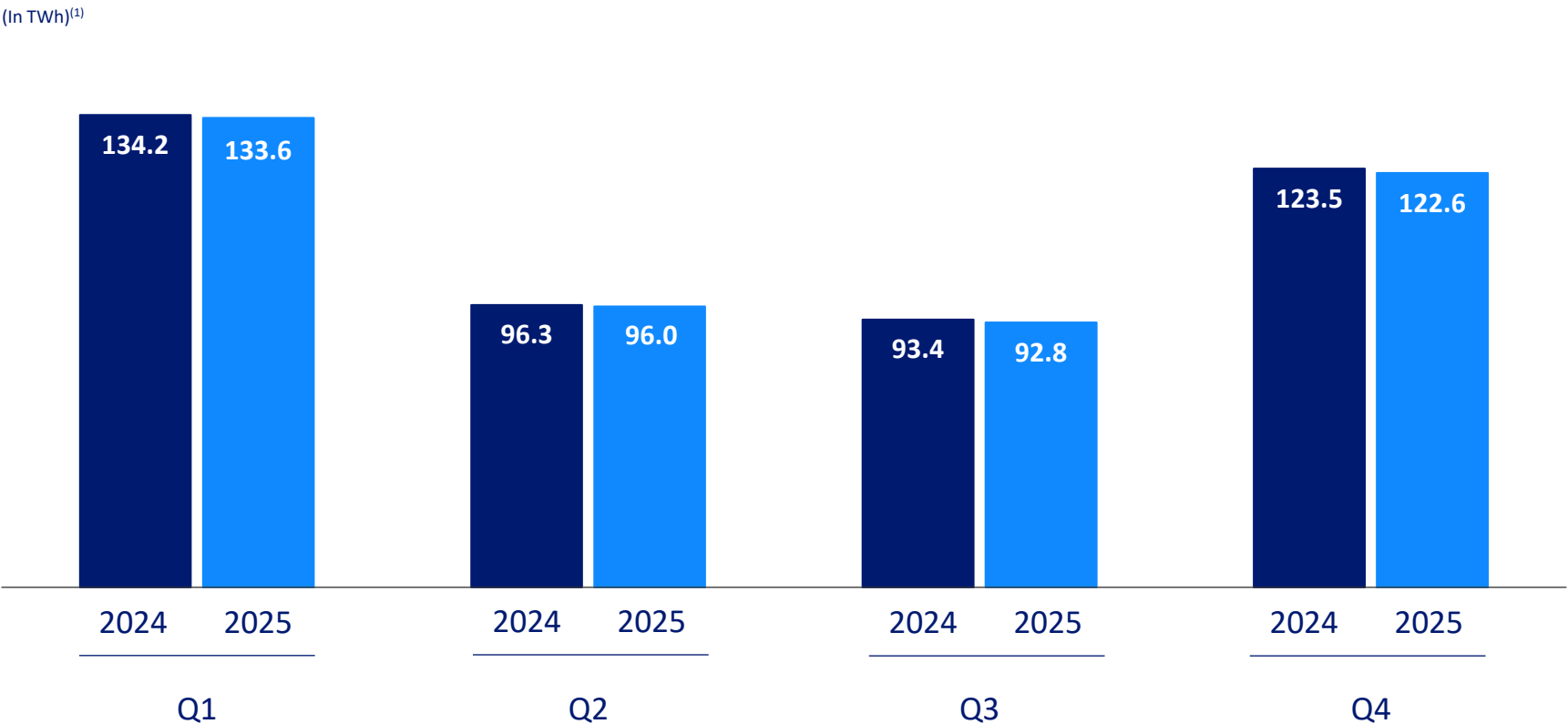
France net export balance: 92.3TWh
(89.1TWh in 2024)

Exports: 103.6TWh
(101.3TWh in 2024)

Imports: 11.3TWh
(12.2TWh in 2024)

- > +2.3TWh of exports due to higher production than demand and lower spot prices in France than in other European countries.
- > -0.9TWh in imports.

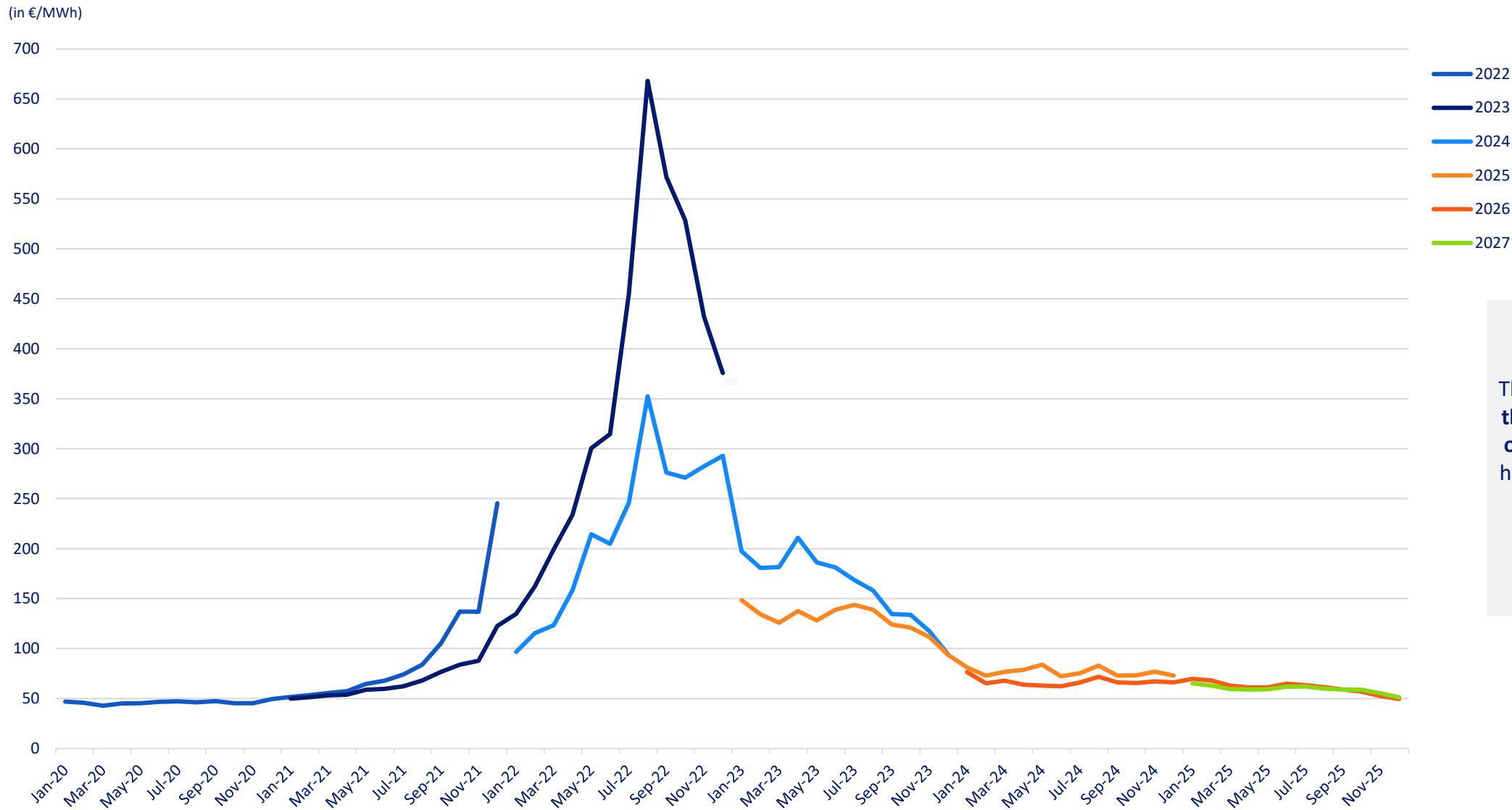
Electricity consumption in France well behind the pre-Covid and energy crisis levels



Electricity consumption in France : 445.0TWh (447.3TWh in 2024)
Consumption still shows no sign of recovery after years of sobriety behaviours.

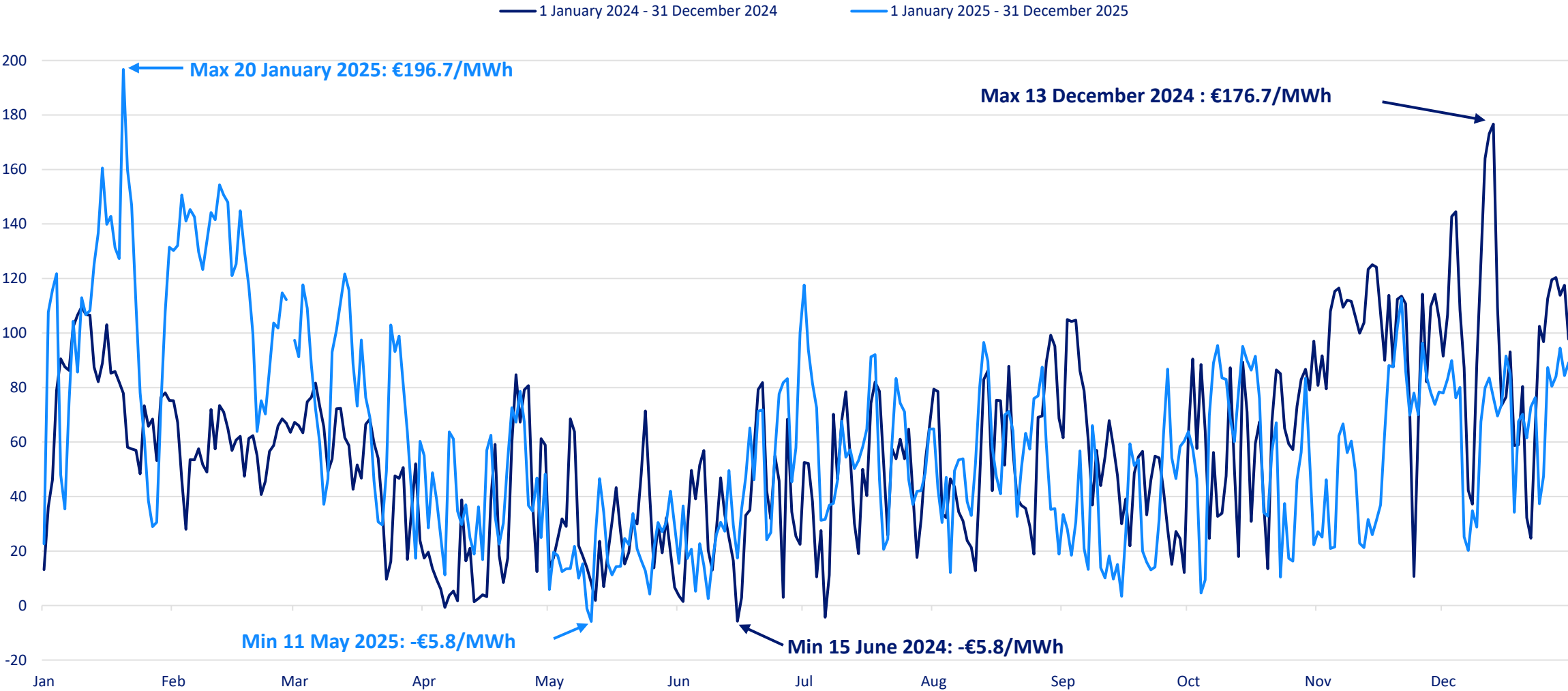
Source: RTE (data as of 13 January 2026, subject to subsequent updates).
(1) Data of 2024 adjusted from weather effect, 29 February 2024 and interruptibility.

Y+2 & Y+1 electricity forward prices in France for delivery years 2022 to 2027



These curves correspond to the usual hedging strategy of energy suppliers (linear hedging over 2 years ahead of the year of delivery of electricity).

France: baseload electricity daily spot prices



Source: EPEX

Contacts :

edf-irteam@edf.fr

service-de-presse@edf.fr