

NOUVEAU NUCLÉAIRE · ÉTAT DES LIEUX AU 30 SEPTEMBRE 2026

La France peut-elle mener à bien son programme de réacteurs de nouvelle génération ?

Le programme EPR2 à l'épreuve de l'économie, de la gouvernance, de l'industrie, du droit des aides d'État et des prix de marché

Sources : notes « Filière nucléaire » (02/2026) et « Modèle de prix » (09/2026) · Cour des comptes · CPN · Commission européenne · EDF · RTE · CRE

Le programme : six EPR2 mis en service de 2038 à 2044

6 EPR2

3 paires : Penly, Gravelines
puis Bugey

9,99 GW

≈ 74 TWh/an à 85 % de
disponibilité

72,8 Md€

devis EDF en € 2020
(12/2025), contre 51,7
Md€ en 2021

2038-2044

Penly 3 d'abord, puis une
tranche tous les 12 à 18
mois

+ 8

EPR2 en option (~13 GW) :
6 sites candidats

2022-2026

Décider

- Belfort (02/2022) puis loi d'accélération du nucléaire (06/2023)
- CPN du 17/03/2025 : 1re mise en service repoussée de 2035 à 2038
- Devis EDF (12/2025) ; PPE3, décret du 12/02/2026
- Décision finale d'investissement visée « avant fin 2026 » : non prise au 30/09

2024-2027

Autoriser

- Penly : travaux préparatoires depuis l'été 2024
avis de l'ASNR sur l'autorisation de création attendu fin 2026
- Gravelines : décret de travaux préparatoires (08/2026)
- Bruxelles : notification (11/2025), enquête approfondie ouverte le 31/03/2026

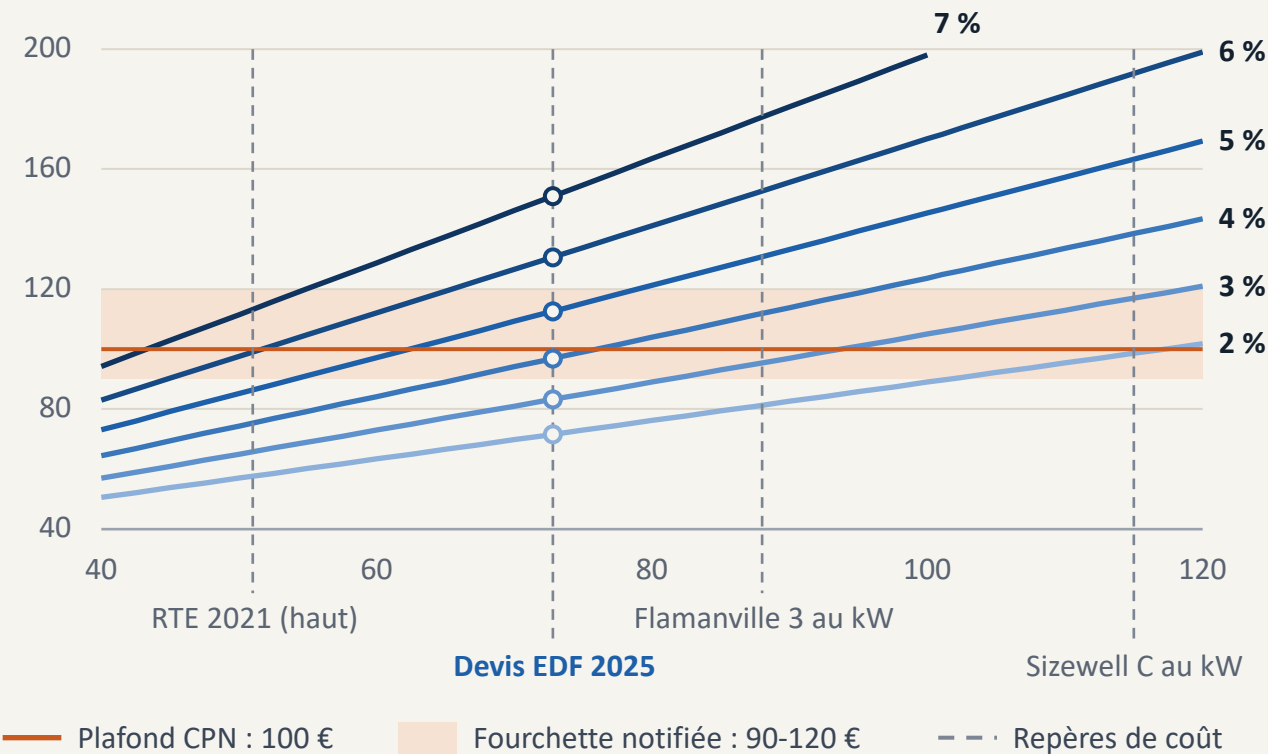
2028-2044

Construire

- Premier béton nucléaire de Penly : fin 2027 → 09/2028 (Cour des comptes), 2029 selon la presse
- Génie civil : consortium Vinci-Bouygues-Eiffage, ~10 Md€ (presse)
- Penly 3 en 2038, dernière tranche vers 2044

L'économie : le coût du capital fait le prix du MWh

Prix d'exercice d'équilibre (€ 2024/MWh, CfD de 40 ans) selon le capex overnight total (Md€ 2020) et le coût du capital réel



≤ 4,2 %

de coût du capital réel (≈ 6,3 % nominal) pour tenir 100 €/MWh ; +1 point = +12 à 20 €/MWh

Montage notifié et hausse de l'OAT

Tout au coût du capital d'EDF (9,1 %) **146 €**

Montage notifié : prêt de 60 % à 0 % puis 3 % **94 €**

Prêt valorisé à l'OAT de 09/2024 (2,96 %) **97 €**

... de 09/2025 (3,51 %) **100 €**

... de 09/2026 (4,74 %) **109 €**

Au coût de la dette publique, la subvention implicite du prêt passe de ≈ 6 à ≈ 15 Md€ (valeur 2024) en deux ans. Le fonds d'épargne, lui, prête à 3 % fixe sur 39 ans.

La gouvernance : une réforme Folz encore inachevée

« On ne trouve pas dans le projet de Flamanville un maître d'ouvrage bien identifié. » — Folz, 2019

Exigence	Acquis	Reste à faire
Une MOA forte	Depuis l'arrivée de B. Fontana, MOA rattachée au PDG et confiée à X. Gruz, venu de l'extérieur (07/2025)	MOA encore en « préfiguration » : moyens propres, autorité transversale sur achats et finances, responsable unique révocable et intéressé à la performance
Une MOE unique	MOE unique confiée à T. Le Mouroux : principe prôné de longue date par Folz et la Cour des comptes	Dans les faits, deux MOE : l'îlot nucléaire, piloté par le CNEPE sous la Direction de l'ingénierie nucléaire (A. Tranzer) ; l'îlot conventionnel, piloté par Edvance sous la DPPI (T. Le Mouroux), qui détient aussi la supply chain
Une ligne de commandement claire	Directrice du palier EPR2 nommée pour coordonner l'ensemble (C. Back)	Responsabilités redondantes à tous les niveaux ; la DSTID demeure une structure qui intervient à plusieurs niveaux.
Un État qui pilote	CPN présidé par le chef de l'État ; DINN (2022) ; surcoûts à la charge d'EDF jusqu'à 15 Md€	DINN aux moyens limités, sans accès aux documents à première demande ; ni contrat d'objectifs, ni compte rendu au Parlement
Un design mûr	Devis de 72,8 Md€ audité par la DINN ; décision finale repoussée à fin 2026	Cour des comptes : retenir la décision tant que financement et études détaillées ne sont pas sécurisés

L'industrie : EDF renoue avec la performance

373 TWh

de production nucléaire en 2025, contre 320 en 2023

23 / 43

arrêts de 2025 achevés en avance : un record

100 %

de puissance atteints par Flamanville 3 le 14/12/2025

Paluel 1

Première 4e visite décennale du palier 1 300 MW : recouplée le 12/09/2026, au calendrier annoncé. Une tête de série livrée à l'heure : c'est inédit, et le meilleur signal pour l'EPR2.

Une méthode, portée par la direction d'EDF

Des engagements tenus

Devis EPR2 remis en 12/2025 dans le calendrier fixé par l'État, puis engagement coûts-délais devant le CPN (03/2026)

La standardisation

De ~35 000 points d'inspection à Hinkley Point C à ~1 000 visés à Sizewell C

Une organisation refondue

Nouveau nucléaire réorganisé (07/2025) : MOA rattachée au PDG, MOE regroupant construction, Edvance et supply chain

Des arrêts mieux maîtrisés

Flamanville 2 : générateurs de vapeur remplacés, recouplage 36 jours en avance ; 13 arrêts sur 21 plus courts que prévu au S1 2026

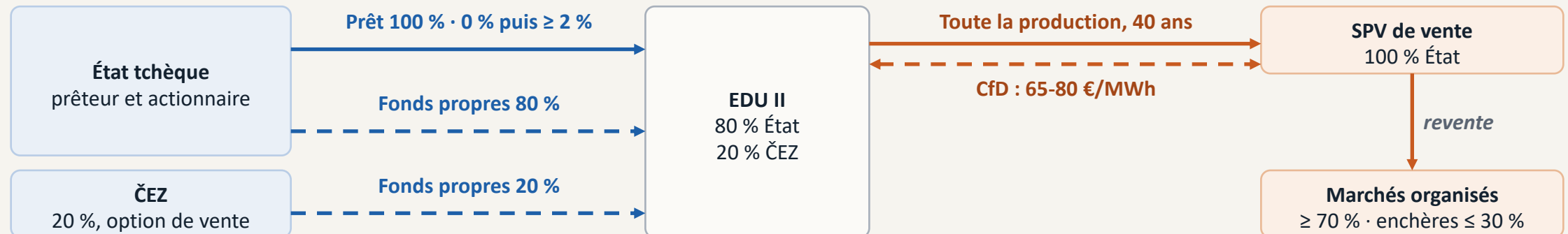
Les aides d'État : le montage EPR2 face à Dukovany II

— Dette - - - Fonds propres — Énergie - - - CfD (versements dans les deux sens)

France • EPR2 SA.119469 • la société de projet et la vente restent dans le groupe EDF



Tchéquie • Dukovany II SA.58207 • actif et vente sortis du groupe ČEZ ; extension à 2 tranches sous enquête (SA.117794)



La Commission imposera vraisemblablement des remèdes

1 · Marché pertinent : la zone de prix France

- **Cadre** : l'art. 107, § 3, c) TFUE met en balance l'aide et ses effets sur la concurrence (C-594/18 P, pt 101) ; la Communication de 2024 s'applique dès que le pouvoir de marché est en cause (pt 2, n. 4).
- **Critère** : des conditions de concurrence « suffisamment homogènes » (United Brands, pt 11 ; Communication, pts 12 b et 38), lisibles d'abord dans les prix (pt 65).
- **Pratique constante** : marché de gros **national** malgré le couplage — EDF/Segebel (M.5549, pts 26-31), ČEZ (AT.39727, n. 10), BEH (AT.39767, pt 36) ; la **zone de prix** fait foi (M.8871, pt 17).
- **Suède** : Fortum/Uniper (M.8660, pts 28-36) retient SE1-SE4, au prix commun 89,7 % des heures, et écarte Nord Pool (5,2 %).
- **Hongrie** : Paks II (2017/2112) mesure les parts en Hongrie et sur les marchés couplés ; MVM dominante malgré 31 % d'importations (cons. 43).
- **France** : 20 à 50 €/MWh d'écart avec DE, BE, GB, CH, IT-Nord en 2025 (RTE) ; un marché FR-DE-BE en 2035 se heurte au pt 21.

2 · EDF y est dominante

- **77 %** de la production, **plus de 55 %** des capacités (2024), **100 %** du nucléaire (SA.119469, cons. 110 et 113).
- Parts très élevées : **preuve de dominance**, sauf circonstances exceptionnelles (Hoffmann-La Roche, pt 41) ; **présomption dès 50 %** (AKZO, pt 60).
- Même l'étude produite pour EDF : **50 à 60 % en 2035** sur base nationale (cons. 114-122).

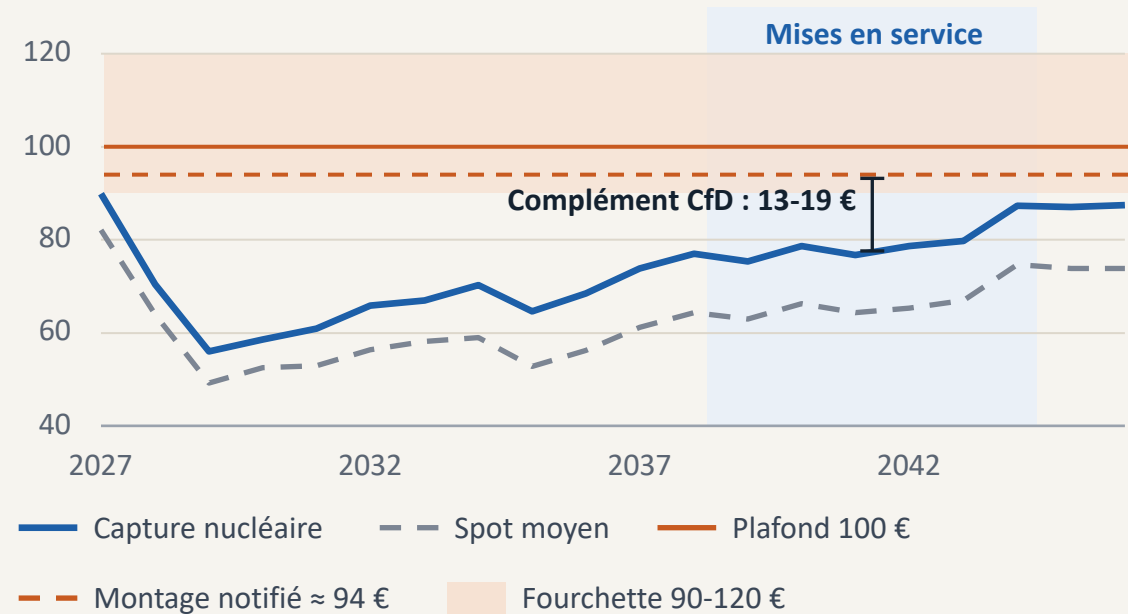
3 · Des remèdes, de nature encore ouverte

- La Commission craint que l'aide « **ne consolide ou ne renforce indirectement le pouvoir de marché d'EDF** » (IP/26/744).
- **Précédents** : Paks II (séparation, ≥ 30 % en bourse), Dukovany (≥ 70 % sur marchés organisés), Doel 4/Tihange 3 (gestionnaire indépendant), SA.39621 (offre obligatoire au-delà de 3 GW).
- **Options** : volumes en bourse ou aux enchères, cessions internes plafonnées, séparation de la SPV, capacités virtuelles.

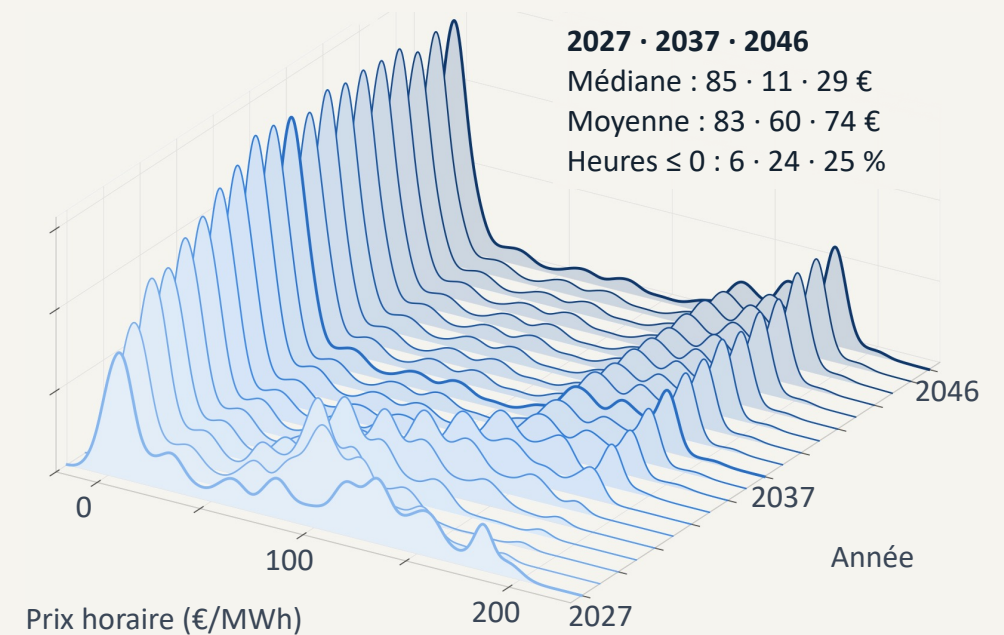
NB : Paks II, annulée pour un autre motif (C-59/23 P), vaut précédent de pratique ; la Commission parle à ce stade de « pouvoir de marché ».

Les prix (1) : l'EPR2 arrive dans un marché bimodal

Capture nucléaire et spot moyen (€ 2024/MWh, médianes)



Distribution des prix horaires par année



24 %

d'heures à prix ≤ 0 dès 2037, contre 6 % en 2027

≈ 81 €

capture médiane 2038-2046, sous l'exercice de 94-100 €

1-1,4 Md€/an

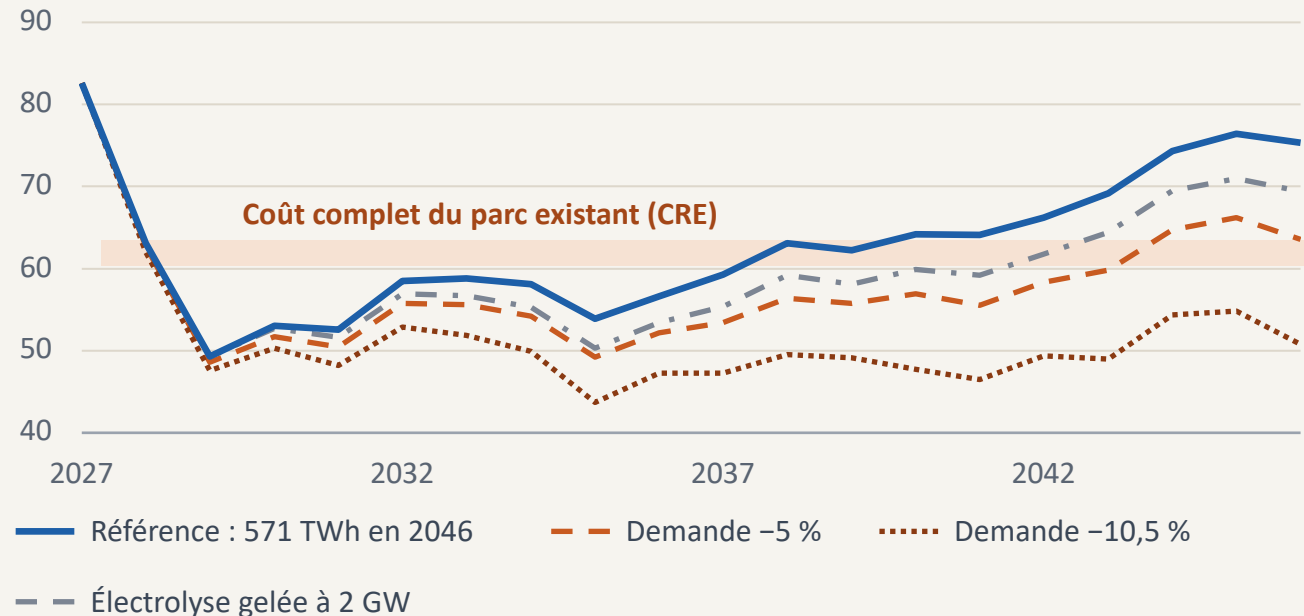
de compléments CfD ; 1,6 à 2,7 si la demande décroche

Art. 19 quinquies

le CfD doit préserver l'incitation à réagir aux prix

Les prix (2) : électrifier, condition de soutenabilité

Prix spot moyen en France (€ 2024/MWh) selon la trajectoire de demande



Le parc existant, exposé sans filet

Capture médiane de 56-61 €/MWh en 2029-2031, sous le coût complet (60-63 €, CRE) ; Cal-28 vers 53-57 €. À 360 TWh, -10 €/MWh = -3,6 Md€/an.

La demande, premier levier

Écart de prix moyen en 2046 (€/MWh)

- Demande -10,5 % (511 TWh) : -24,6
- Demande -5 % (543 TWh) : -11,8
- Éolien des voisins +10 % : -7,2
- Éolien terrestre français -20 % : +6,9
- Électrolyse gelée à 2 GW : -5,9
- Solaire français -20 % : +5,5
- CO₂ à 150 €/t au lieu de 197,5 : -4,8
- Solaire des voisins +10 % : -4,6

Réponse : oui, à quatre conditions — poursuivre les efforts méritoires de reconquête industrielle engagés par le management, aligner la gouvernance et le suivi d'exécution sur les pratiques de marché, achever la négociation avec la Commission avec lucidité sur le droit constant, et électrifier vite en régulant le parc existant.