

OBSERVATIONS — AIDE D'ÉTAT SA.119469

Enquête de la Commission européenne sur le financement des EPR2

Observations d'Énergies Renouvelables Pour Tous et Alain Grandjean

JOUE C/2026/2619 — 7mai 2026 · Synthèse chiffrée · Juin 2026

Les mécanismes de soutien notifiés (EPR2 — SA.119469)

Huit dispositifs cumulés, soumis à l'examen de la Commission européenne.

Catégorie	Mécanisme	Portée / paramètre
Financement	Prêt d'État à taux bonifié	3 %/an sur 60 % du CAPEX ; maturité 39 ans
	Exonération des frais intercalaires	Frais financiers intercalaires à 0 % (vs 6,1 %)
Revenus	Contrat pour différence (CfD)	Prix d'exercice 85–115 €/MWh (prix cible 90–120) sur 40 ans
Garanties	Garantie d'État gratuite et sans recours	Sur les emprunts, sans recours sur EDF
	Garanties contre les risques exogènes	Risques politiques et réglementaires couverts
Partage des risques	Partage des surcoûts	EDF 100 % jusqu'à 15 Md€ ; entre 15 et 30 Md€ : État 90 % / EDF 10 % ; au-delà non décidé
	Plafonnement asymétrique des reversements	Pertes max du producteur ≤ 10 %
	Partage de la surrémunération	EDF conserve 100 % entre la cible du TRI [6,5–8,5 %] et le seuil [7–9 %] (après impôt) ; au-delà : État 60 % / EDF 40 %, révision /5 ans

Source : décision de la Commission C/2026/2619 (JOUE, 7.5.2026) ouvrant la procédure de l'art. 108 §2 TFUE — aide d'État SA.119469 (EPR2). Renvois aux considérants indiqués entre parenthèses.

Contexte

Le devis EPR2 a déjà bondi de +41 % (51,7 → 72,8 Md€2020, soit 84,8 Md€2026) — avant le premier béton.

Jalon de chiffrage — 6 EPR2	Coût overnight € 2020	Actualisé € 2026*	vs 2021
Estimation initiale — 2021	51,7 Md€	60,3 Md€	réf.
Réévaluation EDF — fin 2023	67,4 Md€	78,6 Md€	+30 %
Audit DINN (à date) — déc. 2025	72,8 Md€	84,8 Md€	+41 %

Hors frais financiers. Avec financement des frais intercalaires, la Cour des comptes estime la facture totale à plus de 100 Md€.

6 réacteurs (Penly, Gravelines, Bugey) ; coûts overnight, hors frais financiers. *Actualisation €2020→€2026 par l'IPC (INSEE ; coeff. cumulé 1,1655 = +16,55 %). Sources : EDF, DINN, Cour des comptes (janv. 2025).

Un parc historique de 57 réacteurs, pour 63 GW et un coût de construction évalué à ~122 Md€2026 (96 Md€2010 chiffrés par la Cour des comptes en 2012, actualisés de l'inflation).

Contexte

Coûts additionnels du nucléaire non pris en compte

Poste de coût	Montant	Prise en compte	Source
Stockage des déchets — CIGÉO	37 Md€ (dont 9,7 Md€ constr.)	Partiellement OPEX	Arrêté du 1 ^{er} avril 2026 (JO)
Retraitement — La Hague II (« Aval du Futur »)	≈ 50 Md€ (€2024)	Payé par EDF	L'Usine Nouvelle, 12/01/2026
Enrichissement — Georges Besse II (extension)	1,7 Md€	Hors périmètre	Orano, 2024
Petits réacteurs (SMR) — France 2030	1 Md€	Hors périmètre	Plan France 2030 (2021)
R&D nucléaire — CEA	≈ 1,9 Md€/an	Non imputé aux EPR2	PLF 2024 (programme 190)
Réacteur de recherche — Jules Horowitz (RJH)	≈ 6 Md€ (vs 630 M€ initial)	Hors périmètre EPR2	Presse / CPN, 2025
Réacteurs 4 ^e gén. — programme ASTRID	≈ 0,74 Md€ engagés	Abandonné en 2019	Le Monde / Sénat (2019)
Garantie à l'export — Sizewell C (GB)	6 Md€ (garantie État FR)	Hors analyse EPR2	DG Trésor / Bpifrance AE, 2025
Exposition EDF — Hinkley Point C (GB)	≈ 52 Md€ (dont ~85 % EDF)	Risque porté par EDF	Rapport parl. AN, 2025
Raccordement réseau — Cotentin-Maine (Flamanville)	343 M€	Financé par RTE / TURPE	RTE / AFP, 2013

Contexte

De l'ARENH (42 €/MWh) au nouveau nucléaire : Flamanville 3 à 235 €/MWh, EPR2 entre 105 et 226 €/MWh.

Référence de coût (production)	€/MWh	Source
ARENH — parc historique	42	CRE
Parc existant — coût courant éco. (CRE)	60	CRE
EPR2 — avec aides publiques demandées	105	JOUE
EPR2 — conditions de marché	226	ENR pour tous
Flamanville 3	235	A. Grandjean

Pour mémoire — prix de l'électricité	
Période	€/MWh
2000-2020 (marché de gros)	30–60
2021-2024 (marché de gros)	50–270
Projections 2028-2030 (marché de gros)	60–80
TRVE 2026 (marché de détail; TTC)	194

Sources : Cour des comptes, CRE, EDF. Coûts complets de production. ARENH = accès régulé à l'électricité nucléaire historique ; « aides publiques » EPR2 = soutien demandé par EDF.



PARTIE I

Le niveau réel de l'aide

La méthode de la Commission

L'avantage se mesure selon le MEOP — l'écart entre les conditions consenties et celles qu'un investisseur privé aurait exigées.

1

Principe (MEOP — opérateur en économie de marché)

Comparer les conditions consenties à EDF à celles qu'un investisseur privé aurait exigées pour le même profil de risque.

2

Constat de la Commission

Sans cette aide, EDF n'aurait pas pu financer le projet — la qualification d'aide d'État est confirmée.

3

Compatibilité

A l'issue de l'enquête, la Commission déclare le schéma potentiellement compatible avec le marché intérieur au titre de l'article 107 §3(c) du TFUE.

Art. 107 §3(c) du TFUE : permet d'autoriser une aide qui facilite le développement de certaines activités économiques, sans altérer les échanges de façon contraire à l'intérêt commun.

Une aide massive pour une électricité 2 X plus chère que les renouvelables

Les observations d'EnR Pour Tous à la Commission européenne (aide d'État SA.119469) — quatre constats chiffrés.

48,8 Md€*

Coût actualisé du
financement,
acquise dès la signature

112 Md€ **

Coût actualisé pour la
collectivité du financement +
CFD

**105 → 226
€/MWh**

LCOE retraité du
financement bonifié

**50 – 60
€/MWh**

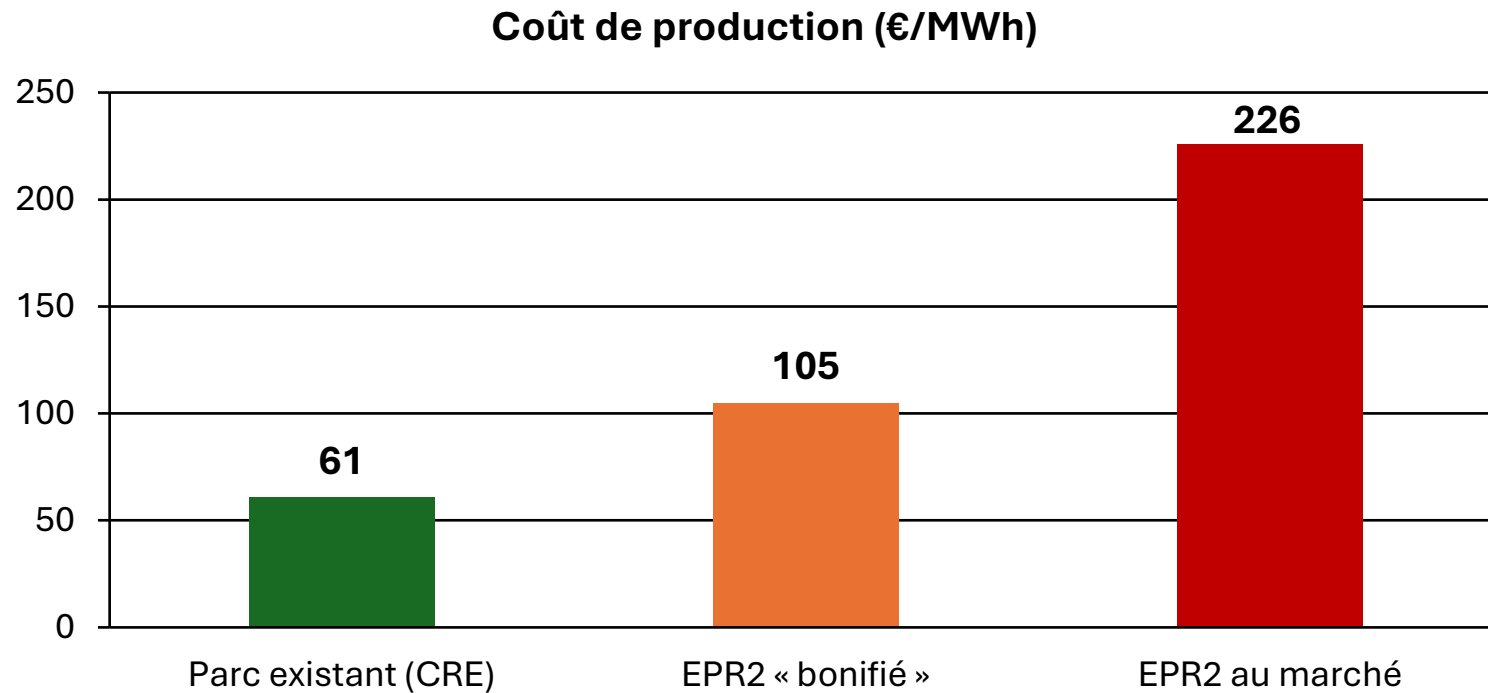
Renouvelables équivalentes,
2 à 3 × moins chères

* Cout du financement non actualisé: 113 Md€

**Sur la base d'un prix de marché à 50€/MWh, 89 Md€ avec 70€/Mh et 66 Md€ avec 90€/MWh

Le tarif « bonifié » de 105 €/MWh est un produit de l'aide

Au coût de marché (CMPC 9 %), l'EPR2 ressort à 226 €/MWh — plus du triple du parc existant.



-54 %

de coût pour le producteur grâce à l'aide

Le CMPC passe de 9 % à 4,8 %, soit
-121 €/MWh sur le coût de production.

L'aide au financement atteint 113 Md€ — acquise dès la signature

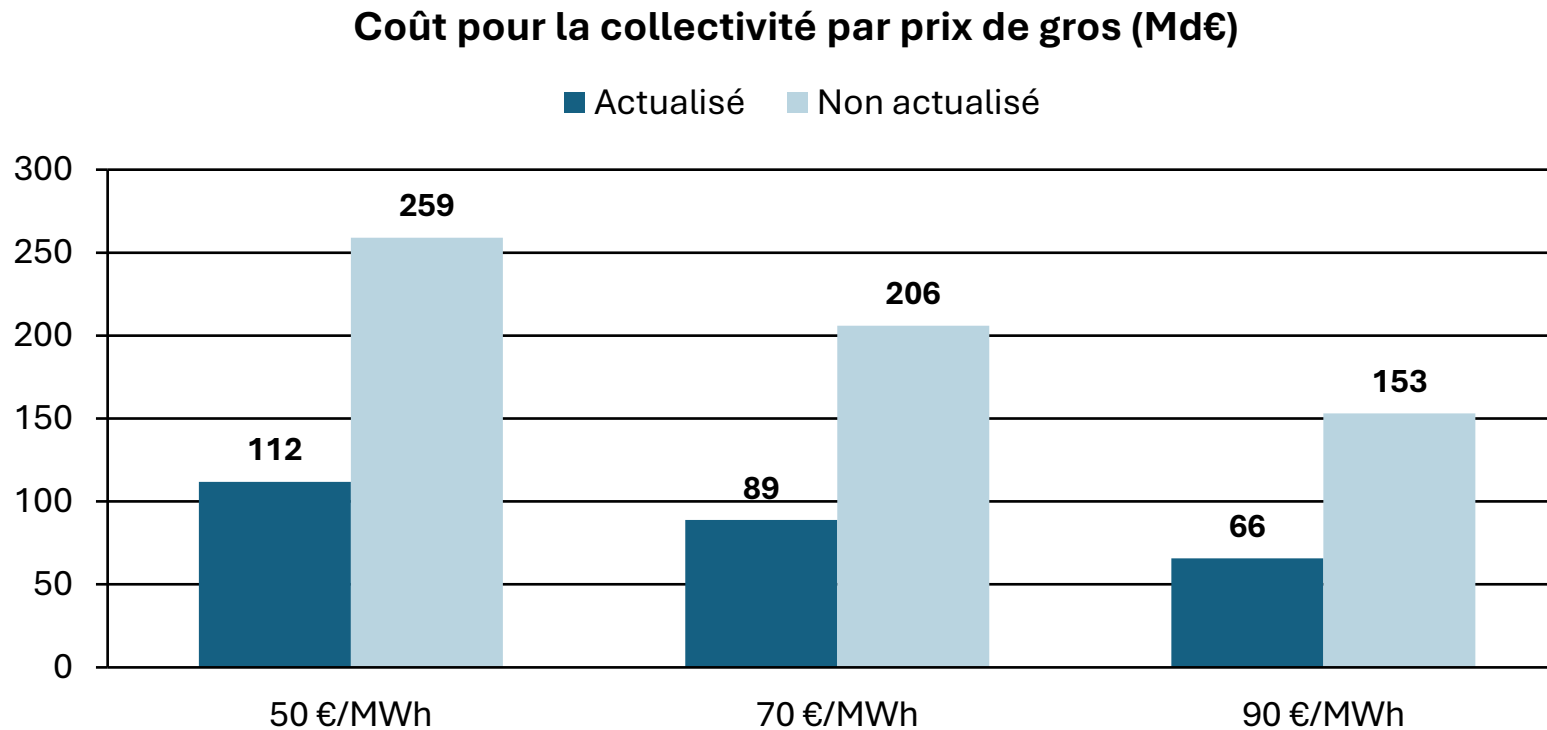
Deux mécanismes (intérêts intercalaires à 0 % + prêt bonifié), indépendants du prix de marché, plus un avantage sur le coût des fonds propres.

Composante de l'aide	Non actualisé (Md€)	Actualisé (Md€)
Mécanisme A — intérêts intercalaires (0 %)	51,3	32,0
Mécanisme B — prêt bonifié (3 %, 60 % du CAPEX)	61,7	16,0
Aide au financement (A + B)	113,0	48,8
Avantage coût des fonds propres (7,5 % vs 13,5 %)	—	~20

Estimations EnR Pour Tous. « Actualisé » = valeur actuelle nette ; « non actualisé » = euros cumulés sur 60 ans. Aide acquise dès la signature, indépendamment du prix de marché. Sans prise en compte des garanties et dépassement de CAPEX

Coût du CFD pour la collectivité : 66 à 112 Md€ selon le prix de gros

Plus le prix de marché est bas, plus le complément versé par l'aide est élevé : le coût croît quand le prix baisse.



**66 – 112
Md€**

coût actualisé pour la collectivité
Jusqu'à 153–259 Md€ en euros non
actualisés.

À hypothèses réalistes, le coût grimpe à 147 €/MWh

Le tarif de 105 €/MWh repose sur des hypothèses optimistes ; trois ajustements réalistes — pris ensemble — le portent à 147 €/MWh.

Hypothèse ajustée	Coût (€/MWh)	Surcoût CfD (non act.)
Référence — dossier EDF	105	—
Facteur de charge 76 % → 66 %	115	~+27 Md€
Durée de construction 14 → 18 ans	119	~+37 Md€
Coût de construction 8,5 → 10 Md€/GW	117	~+32 Md€
Cumul des trois hypothèses	147	~+112 Md€

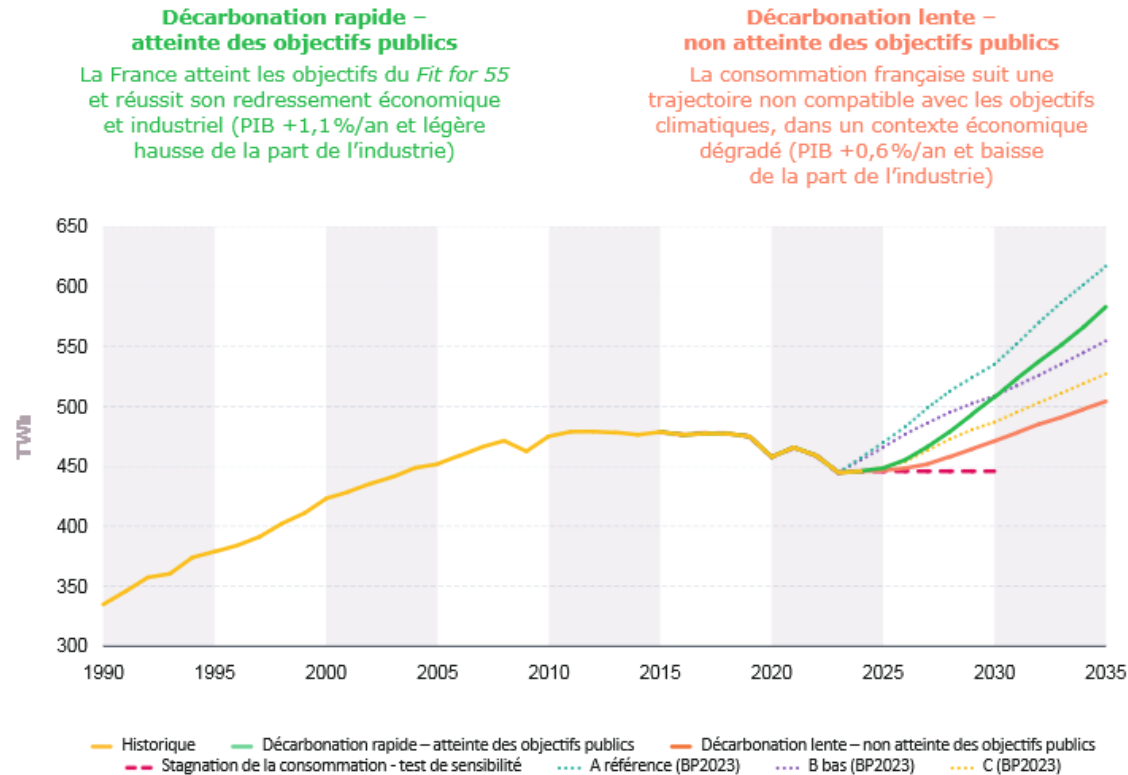
Sensibilité EnR Pour Tous : chaque hypothèse isolée, puis cumulée. Facteur de charge moyen observé 2014-2024 : 66,5 %. Surcoûts CfD en euros non actualisés. Durée de construction de 10 ans étalée sur 6 paires: 14 ans en temps « coulissé »



PARTIE II

Justification du besoin au regard du marché

Trajectoires de consommation et extension de la durée de vie du nucléaire existant fragilise le besoin des EPR2



+ **Stagnation – test de sensibilité** : la consommation demeure atone :
échec des objectifs stratégiques de la France et stagnation économique

Futurs énergétiques 2050 de RTE en cours de révision

- Prolongation du nucléaire existant au-delà de 60 ans : limite le besoin de nouveaux EPR2
- Scénario de « décarbonation retardée » : consommation d'électricité plus faible

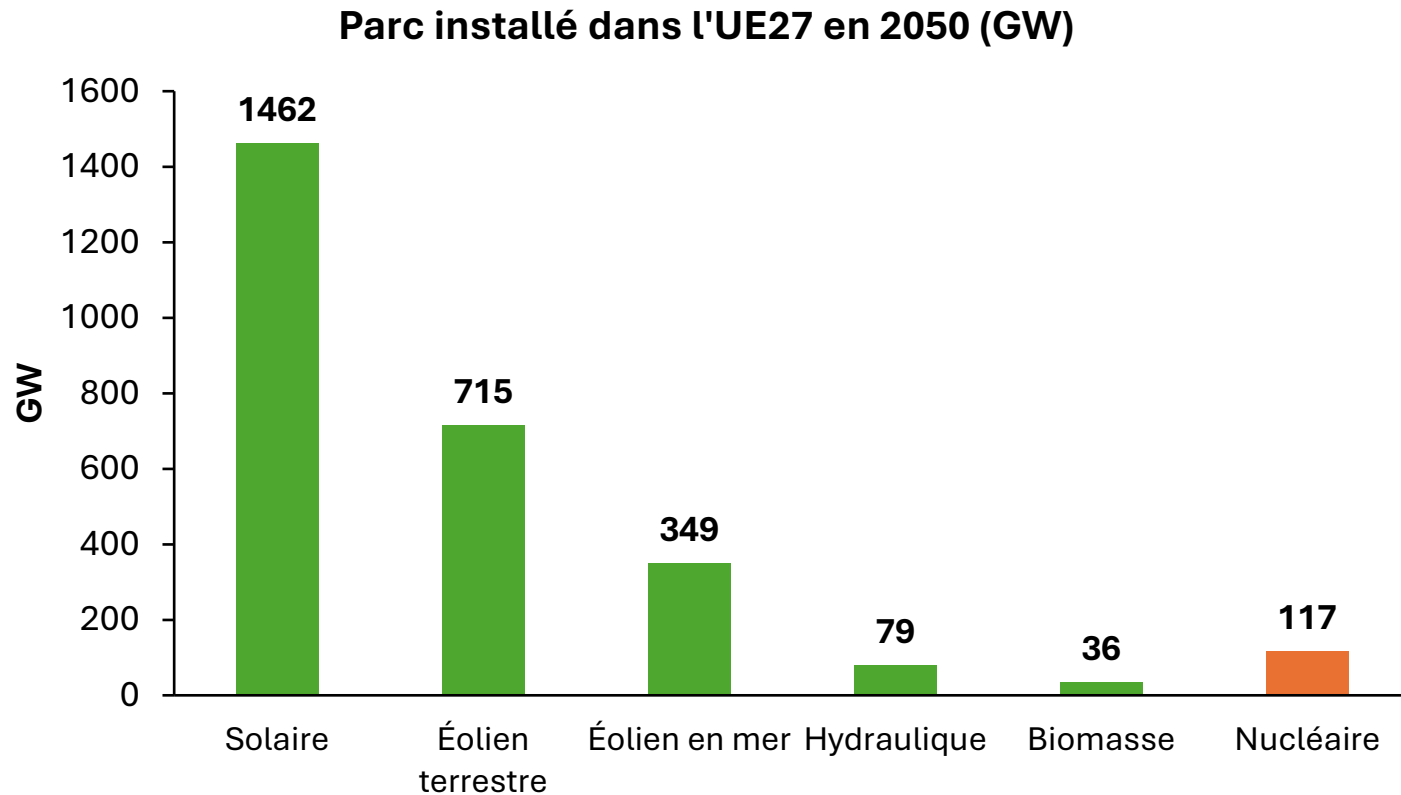
Autant d'hypothèses qui fragilisent le besoin d'EPR2

- Nouveau « mix M4 » sous influence : relance massive du nucléaire + arrêt de l'éolien et du solaire

Avec un effet d'éviction potentiel des ENR

Constat RTE (BP2025, résumé exécutif p. 27 ; principaux résultats p. 67) — « Si la consommation n'augmente pas ou peu, l'optimum économique consiste à limiter les investissements dans des installations très capitalistiques et à privilégier la prolongation des installations existantes ou les filières les plus compétitives à court terme. Le nouveau nucléaire ou l'éolien en mer flottant n'en font pas partie. »

À l'horizon de mise en marche des EPR2, le marché européen pourrait être saturé d'électricité renouvelable



Saturation déjà visible

- Solde exportateur France : ~90 TWh 2024
- 513 h en 2025 de prix négatifs (352h en 2024; 147 en 2023 ; 102 en 2022)
- ~12 TWh de modulation nucléaire faute de débouché

Les EPR2 (66,7 TWh/an, mise en service 2038-2043)

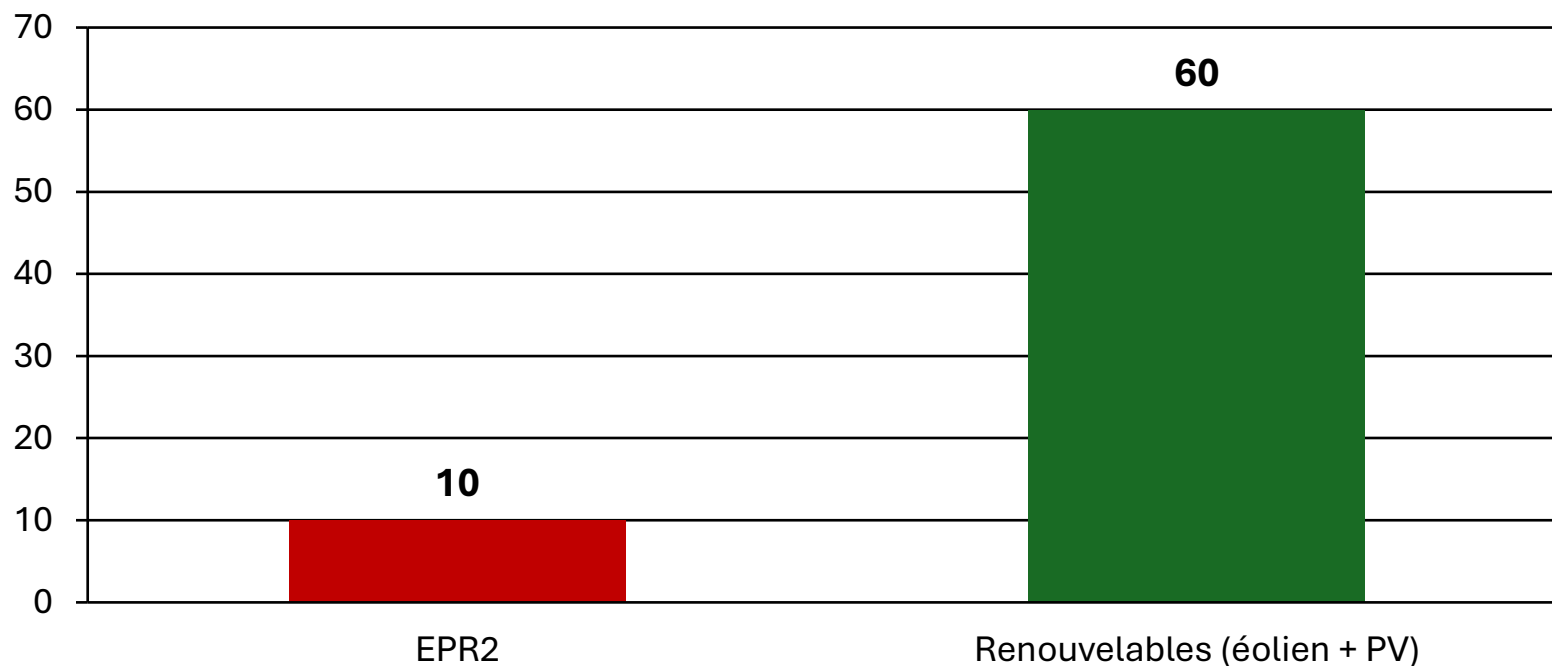
Demande UE27 2050 : ~4 800 TWh hors électrolyse + ~1 280 TWh d'électrolyse (flexible) — production couverte à ~87 % par les renouvelables.

Sources : RTE, Actualisation des Futurs énergétiques 2050 (consultation 2026), parc UE27 mix N1 ; Énergies Renouvelables Pour Tous / A. Grandjean, Observations sur l'aide d'État SA.119469 (EPR2).

Coût d'opportunité : bien plus de bas-carbone pour le même budget

Avec 84,8 Md€, on finance 50 à 70 GW de renouvelables — contre 10 GW d'EPR2 — à un coût 2 à 3× inférieur au MWh en génération (~1,5–2× à service équivalent, avec batteries).

Capacité finançable pour 84,8 Md€ (GW)



2 à 3×

moins cher au MWh (génération)
ENR : ~60-70 €/MWh (ADEME 2022)
EPR2 : 105–226 €/MWh

À service équivalent (+ batterie) :
ENR + stockage : 70–120 €/MWh
(Lazard 2025)
→ ~1,5–2×, toujours < EPR2

Sources LCOE : ADEME 2022 (éolien terrestre ~60 €/MWh ; PV au sol >500 kWc ~70 €/MWh, 55–83 selon ensoleillement) ; ENR + stockage 70–120 €/MWh, batteries –90 % depuis 2010 (Lazard LCOE+ 2025 ; AIE 2024) ; EPR2 105 €/MWh avec aides (JOUE C/2026/2619) à 226 €/MWh au marché (ERPT). Étude ADEME : <https://www.geothermies.fr/outils/guides/evolution-des-couts-des-energies-renouvelables-et-de-recuperation-en-france-entre>



PARTIE III

Une distorsion de concurrence

Au-delà du CfD : un empilement d'avantages

Le contrat pour différence s'accompagne d'avantages connexes qui faussent durablement la concurrence — au-delà de l'aide chiffrée.

Avantage accordé	Effet sur la concurrence
Garantie d'État gratuite (prêt CDC, 60 % du CAPEX)	Risque transféré au contribuable, sans prime
Plafond de reversement asymétrique (≤ 10 %)	EDF conserve l'essentiel du surprofit
Franchise de surcompensation (TRI 8-9 %)	Surcompensation possible sans récupération par l'État
Franchise de dépassement des coûts	Surcoûts > 30 Md€ non tranchés
CfD vs Règlement (UE) 2024/1747 (art. 19d)	Conformité « capacity-based » à vérifier

Source : observations EnR Pour Tous, Partie III. C'est l'effet cumulatif de ces avantages qui doit être apprécié au regard des règles sur les aides d'État.

Des précédents qui appellent la vigilance

La Commission a déjà encadré — voire bloqué — des aides au nucléaire. Besoin et proportionnalité sont scrutés.

Projet (pays)	Année	Décision de la Commission / UE
Hinkley Point C (R.-U.)	2014-20	Approuvé, confirmé par la CJUE
Paks II (Hongrie)	2017 / 2025	Approuvé (2017), annulé par la CJUE (2025)
Dukovany (Tchéquie)	2024 / 2025	Enquête approfondie (déc. 2025) — extension à 2 unités (~30 Md€)
Pologne (Choczewo)	2024 / 2025	Approuvé (déc. 2025) après enquête — CfD réduit de 60 à 40 ans

Dans un marché européen en potentiel surcapacité, la proportionnalité de l'aide est un enjeu central de l'examen.

Six demandes à la Commission européenne

Pour un examen rigoureux et proportionné de l'aide d'État SA.119469.

1

Mesurer l'aide à son niveau réel

48,8 à 113 Md€ (financement) + ~20 Md€ (fonds propres)
; 66 à 112 Md€ pour la collectivité.

2

Ne pas présumer le besoin

Le scénario RTE « Futurs 2050 » est obsolète : attendre la réactualisation fin 2026.

3

Apprécier l'effet cumulatif

Aide + services système + prolongation du parc = éviction des renouvelables.

4

Tenir compte du calendrier

Une mise en service 2038-2043 arrive trop tard pour le besoin invoqué.

5

Vérifier la conformité

Examiner le CfD au regard de l'art. 19d du Règlement (UE) 2024/1747.

6

Intégrer le coût d'opportunité

Les renouvelables : 2 à 3× moins chères et déployables immédiatement.

Un dispositif fortement déséquilibré en faveur d'EDF pour une électricité qui reste chère

**Prix cible de l'électricité
entre 85 à 115 €/MWh**

