

Énergies Renouvelables Pour Tous

Association de promotion des énergies renouvelables

Observations d'un tiers intéressé dans le cadre de la procédure formelle d'examen

Aide d'État SA.119469 (2025/N) — France

Soutien à la construction et à l'exploitation de six réacteurs nucléaires EPR2

En réponse à l'invitation à présenter des observations publiées au *Journal officiel de l'Union européenne* C/2026/2619 du 7 mai 2026, en application de l'article 108, paragraphe 2, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne.

Tiers intéressé : association *Énergies Renouvelables Pour Tous* et *Alain Grandjean*

Version publique — destinée à être versée au dossier d'instruction

Jun 2026

Table des matières

Présentation et résumé des observations	3
Synthèse.....	3
Partie I — Évaluation du niveau de l'aide publique	5
I.1 — Paramètres de référence et coût « marché » de l'électricité EPR2	5
I.2 — Décomposition de l'aide au financement par mécanisme.....	6
I.3 — L'écart entre l'avantage conféré et le coût budgétaire de l'État	6
I.4 — Une asymétrie notable dans les déclarations d'EDF sur le coût de ses fonds propres ...	6
I.5 — Évaluation du soutien apporté par le contrat pour différence	9
I.6 — Une promesse de baisse des coûts que l'histoire du nucléaire dément	10
I.7 — Sensibilité de l'équilibre aux hypothèses physiques du projet	11
Partie II — Analyse de marché	15
II.1 — Une justification fondée sur des projections que RTE est en train de corriger	15
II.2 — Une situation d'abondance déjà installée : exports et prix négatifs	17
Mise en regard de la production EPR2 avec les volumes d'échanges transfrontaliers.	17
II.3 — Les prix négatifs : un phénomène européen et structurel, non français	18
II.4 — L'effet de cannibalisation transfrontalier érode la valeur de la production en base	19
II.5 — Le risque d'un investissement « trop tard » dans un marché saturé	20
II.6 — Coût d'opportunité au regard des filières renouvelables.....	20
Partie III — Autres caractéristiques de nature à fausser la concurrence	22
III.1 — Une garantie d'État gratuite et sans recours.....	22
III.2 — Un plafonnement asymétrique des reversements d'EDF	22
III.3 — Une franchise de surcompensation et un partage des surcoûts indécis.....	23
III.4 — Un statut privilégié du parc synchrone pour les services système	23
III.5 — L'effet d'éviction d'un parc historique durablement prolongé	23
III.6 — Conformité au Règlement (UE) 2024/1747 sur l'organisation du marché de l'électricité	24
III.7 — Enseignements des précédents et de la pratique décisionnelle de la Commission	26
Conclusion et demandes de l'association	28
Annexe — Sources et références	29

Présentation et résumé des observations

Énergies Renouvelables Pour Tous est une association qui œuvre pour une transition énergétique fondée sur l'efficacité énergétique, la sobriété et le développement des énergies renouvelables. Elle suit de près le programme EPR2 et son schéma de financement, sur lesquels elle a publié dès mars 2025 une première estimation de l'aide publique attachée au seul prêt à taux bonifié, comprise entre 60 et 125 Md€¹. Alain Grandjean est économiste, cofondateur et associé de la société de conseil Carbone4, président fondateur de l'association *The Other Economy* et ancien membre du Haut conseil pour le climat de la France.

Les présentes observations portent sur trois points soulevés par la décision d'ouverture : l'évaluation du niveau réel de l'aide publique (partie I), l'analyse de marché et le caractère désormais périmé de la justification du besoin (partie II), et les caractéristiques du plan de financement de nature à fausser la concurrence au sens du droit de l'Union (partie III). Elles s'appuient sur un modèle technico-économique propre à l'association, dont les paramètres reprennent les hypothèses officielles notifiées par la France et reproduites dans la décision de la Commission.

Synthèse

Énergies Renouvelables Pour Tous structure ses observations selon la grille d'analyse que la Commission applique à une aide examinée au titre de l'article 107, paragraphe 3, du TFUE et de l'encadrement des aides d'État pour le climat, l'énergie et l'environnement : l'existence et le niveau de l'aide, sa nécessité et son caractère approprié, son effet incitatif et sa proportionnalité, enfin la mise en balance de ses effets positifs et de ses effets négatifs sur la concurrence et les échanges entre États membres.

Sur le niveau de l'aide, l'avantage économique conféré à EDF est très supérieur au coût budgétaire affiché. Au seul titre du financement et des fonds propres, de l'absence de frais intercalaires, du prêt à taux préférentiel et de la rémunération de l'apport en capital limitée à 7,5 % quand un actionnaire de marché exigerait à minima 13,5 %, cet avantage atteint de l'ordre de 69 Md€ en valeur actualisée. Si l'on raisonne non plus en avantage conféré à EDF mais en coût supporté par la collectivité, en agrégeant l'aide au financement, l'aide versée au titre du contrat pour différence ce coût s'établit, selon le prix de marché, entre 66 et 112 Md€ en valeur actualisée et entre 153 et 259 Md€ en valeur non actualisée. Ces montants reposent sur un prix d'exercice de 105 €/MWh, hypothèse médiane retenue par l'association au sein de la fourchette notifiée, et sur un devis (72,8 Md€2020) que l'histoire de la filière invite à tenir pour un plancher : l'EPR de Flamanville a vu son coût multiplié par environ quatre entre 2007 et 2024. Une analyse de sensibilité confirme la fragilité de l'équilibre affiché : la seule dégradation, à des niveaux déjà observés, du facteur de charge, de la durée et du coût de construction porterait le coût complet de 105 à environ 141 €/MWh, soit près de 96 Md€ de pertes en valeur non actualisée sur la durée du contrat, à la charge d'EDF ou, si le prix d'exercice était relevé, du consommateur. S'ajoutent enfin des avantages non monétisés dans la notification : garantie d'État gratuite, inassurabilité de

¹ENR Pour Tous, Le financement à taux zéro pour la construction des EPR2 coûtera entre 60 et 125 Md€ de subventions au contribuable, mars 2025.<https://enrpourtous.fr/nucleaire-le-financement-a-taux-zero-pour-la-construction-des-epr2-couter-a-entre-60-et-125-milliards-de-subventions-au-contribuable-francais/>

ce type d'infrastructure par des organismes tiers dont le coût devrait être intégré dans les OPEX, partage des surcoûts au-delà de 30 Md€ laissé « non décidé », plafonnement asymétrique des reversements et franchise de surcompensation, dont la proportionnalité est explicitement mise en doute par la Commission.

Sur la nécessité et le caractère approprié, la démonstration du besoin présentée par la France repose en partie sur l'étude RTE *Futurs énergétiques 2050* publiée en 2021-2022. Or RTE a engagé en 2026 leur réactualisation complète, dont les résultats ne seront connus que fin 2026, et a déjà revu à la baisse la trajectoire de demande d'électricité dans son Bilan prévisionnel 2025-2035. La consultation publique en cours de *Futurs énergétiques 2050* met d'ailleurs à l'étude un scénario de décarbonation retardée et une trajectoire de consommation basse, ainsi que cinq configurations de mix dont plusieurs n'appellent aucun nouveau nucléaire. La justification du besoin ne peut donc être tenue pour établie sur la base d'une étude que le gestionnaire de réseau corrige lui-même. Le caractère approprié de l'aide est en outre fragilisé par son coût d'opportunité : à enveloppe comparable, les filières renouvelables, deux à trois fois moins chères au MWh, installeraient un volume de capacité bas-carbone très supérieur et immédiatement disponible et, couplées à un stockage par batteries dont le coût s'effondre, elles rendent un service de plus en plus comparable à celui d'une production pilotable.

Sur l'effet incitatif et le calendrier, compte tenu d'une mise en service échelonnée de 2038 à 2043 au plus tôt, les EPR2 arriveraient après l'échéance où se concentre l'effort de décarbonation et d'électrification, et dans un marché européen plus saturé encore qu'aujourd'hui d'électricité renouvelable à coût marginal nul. Le dispositif risque ainsi de financer une production qui arrive trop tard pour le besoin invoqué.

Sur la proportionnalité et la distorsion de concurrence, notons tout d'abord que les dispositifs de soutien financier et de garantie octroyés de manière exclusive par l'État au secteur nucléaire s'écartent substantiellement des règles de neutralité concurrentielle qui régissent le marché. Par ailleurs, la production de référence des six EPR2 (66,7 TWh/an) équivaut à environ 75 % du solde exportateur record de la France en 2024 : elle s'écoulerait pour l'essentiel sur un marché déjà excédentaire, où les prix négatifs sont devenus un phénomène européen et structurel. L'effet de cannibalisation, désormais documenté comme transfrontalier, dépréciera la valeur de marché des renouvelables en France comme chez les voisins. Cet effet est aggravé par le cadre réglementaire qui confère au parc nucléaire un statut privilégié pour les services système, et par la perspective d'un parc historique durablement prolongé, jusqu'à 80 ans dans les scénarios mis à l'étude par RTE, qui, conjugué à une demande stable et à l'arrivée des EPR2, ne laisserait plus d'espace économique aux capacités d'énergies renouvelables nouvelles. Cette perspective est renforcée par l'incertitude politique : à l'approche de la présidentielle de 2027, des forces susceptibles d'accéder au pouvoir prônent un mix recentré sur le nucléaire et l'arrêt du soutien aux renouvelables. Enfin, le contrat pour différence accorde au nucléaire neuf une protection que le cadre de soutien aux énergies renouvelables n'octroie pas aux filières concurrentes : assis sur un volume de référence et non sur la production réelle, il transfère à l'État le risque de volume et laisse à EDF la maîtrise de paramètres déterminants pour le montant de l'aide, tandis que sa conformité à l'article 19d du Règlement (UE) 2024/1747, qui impose de préserver les incitations de marché, reste, de l'aveu même de la Commission, à être démontré.

Partie I — Évaluation du niveau de l'aide publique

La présente partie quantifie l'avantage économique conféré à EDF. Conformément à la méthode retenue par la Commission, l'aide se mesure comme la différence entre les conditions de financement consenties par la puissance publique et les conditions qu'un opérateur de marché aurait obtenues pour un projet de même nature et de même risque. Tous les paramètres (CAPEX, taux, durées, production de référence, strike price) sont ceux notifiés par la France et repris dans la décision d'ouverture².

Convention de présentation. Les montants d'aide sont présentés dans cette partie sous deux formes complémentaires : en *valeur non actualisée* (somme des flux sur la durée du dispositif), qui mesure l'avantage cumulé effectivement perçu par EDF, et en *valeur actualisée*, qui ramène ces flux à leur valeur présente et permet la comparaison entre dispositifs de durées différentes. Les deux conventions sont légitimes et la Commission utilise l'une ou l'autre selon le contexte ; *Énergies Renouvelables Pour Tous* les fournit systématiquement afin d'éviter toute sous-estimation ou ambiguïté.

I.1 — Paramètres de référence et coût « marché » de l'électricité EPR2

Le devis de référence est le CAPEX overnight de 72,8 Md€2020 arrêté par le conseil d'administration d'EDF le 18 décembre 2025³, soit environ 84,8 Md€2026 après actualisation par l'indice INSEE. Sur cette base, et avec une production de référence de 66,7 TWh/an (§151 de la décision) sur 60 ans, le modèle calcule deux coûts complets de l'électricité (LCOE) : un coût « marché » sans aucune aide, et un coût « bonifié » intégrant les avantages du dispositif notifié.

Scénario de financement	LCOE (€2026/MWh)	Hypothèse de coût du capital
Marché (sans aide)	226	CMPC 9,06 % (fonds propres 13,5 % ; dette 6,1 % ; intercalaires 6,1%)
Bonifié (avec aides notifiées)	105,2	CMPC 4.8 % (fonds propres 7.5% ; prêt 3 % sur 60 % ; intercalaires 0 %)
Réduction imputable aux aides	- 121,41	Écart de coût visible pour le consommateur final

Lecture : le dispositif réduit le coût complet de l'électricité EPR2 d'environ 121,4 €/MWh, soit près de 54 %. Cette réduction n'a rien d'un effet d'optimisation industrielle : elle résulte exclusivement de l'abaissement du coût du capital permis par la puissance publique. Pour mémoire, la CRE retient un coût moyen pondéré du capital de 9,1 % pour le parc nucléaire historique⁴.

²Commission européenne (DG Concurrence), Aide d'État SA.119469 (2025/N) – Invitation à présenter des observations en application de l'article 108§2 TFUE, JOUE C/2026/2619 du 7 mai 2026. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=OJ:C_202602619

³EDF, devis EPR2 arrêté par le Conseil d'administration le 18 décembre 2025 : 72,8 Md€2020 (CAPEX overnight, hors frais financiers). <https://www.connaissancedesenergies.org/afp/reacteurs-nucleaires-epr2-nouveau-surcout-pour-le-chantier-du-siecle-251218-0>

⁴CRE, Évaluation des coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires historiques 2026-2028, 30 septembre 2025 (CMPC parc historique 9,1 %). https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports_et_etudes/2025/Rapport_CRE_Couts_du_nucleaire.pdf

I.2 — Décomposition de l'aide au financement par mécanisme

L'aide au financement se décompose en deux mécanismes additionnels au contrat pour différence : taux bonifié à 0% des frais financiers intercalaires pendant la construction (mécanisme A) et le prêt préférentiel de la Caisse des dépôts couvrant 60 % du CAPEX à 3% (mécanisme B). L'avantage se mesure, pour chacun, par différence avec les conditions de marché.

Composante de l'aide au financement	Non actualisée (Md€)	Actualisée (Md€)
Mécanisme A — frais intercalaires 0 % vs marché (échancier en S sur 14 ans)	51,3	32,0
Mécanisme B — prêt 3,0 % (39 ans) sur 60 % du CAPEX vs 6,1 % marché (30 ans)	61,7	16
AIDE D'ÉTAT TOTALE AU FINANCEMENT (A + B)	113,0	48,8

Ces montants⁵ ne dépendent pas du prix de marché futur : ils sont acquis dès la signature du dispositif. Le mécanisme A (frais intercalaires) est calculé à partir d'un échancier de décaissement réaliste en profil « S » sur la durée de chantier de 14 ans notifiée (§58-60), capitalisé au taux de marché (6,1 %) puis au taux bonifié (0 %) ; il transfère à lui seul 51,3 Md€. Le mécanisme B correspond à l'économie d'intérêts réalisée sur près de 66,1 Md€ de dette empruntée à 3 % au lieu de 6,1 % (valeur retenue par *Energies renouvelables pour tous*), sur 39 ans.

I.3 — L'écart entre l'avantage conféré et le coût budgétaire de l'État

Un point mérite une attention particulière de la Commission, car il est au cœur de la qualification d'aide. Le prêt préférentiel de la Caisse des dépôts est financé par la puissance publique, qui emprunte elle-même sur les marchés au taux souverain pour reprêter à EDF à 3 % : l'État joue donc le rôle d'*intermédiaire financier*. Le coût budgétaire *direct* de cette intermédiation se calcule via le différentiel entre le taux auquel l'État se finance (OAT d'environ 3,7 % en mai 2026⁶) et le taux de 3 % reversé à EDF, soit de l'ordre de 1,8 Md€ actualisés (8,3 Md€ non actualisés). C'est une dépense directe pour l'état dans une période de restriction budgétaire forte de la France pour limiter son exposition à une dette importante.

I.4 — Une asymétrie notable dans les déclarations d'EDF sur le coût de ses fonds propres

L'évaluation de l'aide d'État telle qu'elle ressort des sections précédentes repose sur la fourchette de coût des fonds propres retenue par la notification française, comprise entre 6 et 9 % après impôt (considérants 78 à 86 du JOUE C/2026/2619), avec un rendement actionnaire cible

⁵Modèle technico-économique d'Énergies Renouvelables Pour Tous. Les paramètres reprennent les médianes des fourchettes du JOUE C/2026/2619 ; conversion €2020→€2026 par coefficient INSEE cumulé 1,1655.

⁶Agence France Trésor / marché secondaire : rendement de l'OAT française autour de 3,8 % sur la maturité 10 ans en mai 2026, et de l'ordre de 3,95 % sur les maturités longues (30 ans), retenues ici car cohérentes avec la durée d'amortissement du prêt CDC (~39 ans).<https://www.aft.gouv.fr/fr>

positionné à la borne basse, à 6,5-8,5 % après impôt (considérant 87). Le rapport de la Commission de régulation de l'énergie publié en septembre 2025 sur l'évaluation des coûts complets du nucléaire historique pour 2026-2028 fait pourtant état d'un coût des fonds propres très supérieur pour la même technologie nucléaire. Sa synthèse du coût du capital retient, après une phase contradictoire avec EDF, un coût des fonds propres de 14,0 % avant impôt, soit 10,4 % après impôt, EDF ayant pour sa part déclaré dans cette procédure un coût des fonds propres de 13,5 % avant impôt, soit 10,0 % après impôt (Figure 151, page 166 du rapport). Même en convertissant la borne haute de la fourchette de la notification en valeur avant impôt, le coût des fonds propres retenu pour les EPR2 reste inférieur de plusieurs centaines de points de base à celui que le régulateur reconnaît au parc existant, l'écart se creusant encore sur la borne basse.

Cette asymétrie interroge à plusieurs égards. D'un point de vue strictement économique, un projet de construction de tête de série, exposé aux risques industriels documentés par les précédents de Flamanville 3 et de Hinkley Point C, devrait raisonnablement présenter un coût des fonds propres supérieur à celui d'un parc en exploitation amorti dont les coûts opérationnels sont connus avec précision, et non l'inverse. D'un point de vue réglementaire, EDF transmet à dix-huit mois d'intervalle, à deux autorités publiques distinctes, la Commission de régulation de l'énergie pour le versement nucléaire universel et la Commission européenne pour les aides d'État aux EPR2, deux estimations significativement divergentes du coût de ses fonds propres pour la même technologie nucléaire. L'asymétrie est d'autant plus notable que les intérêts d'EDF jouent en sens contraire dans les deux dossiers, un coût du capital élevé maximisant les revenus régulés du parc historique tandis qu'un coût modéré rend les aides aux EPR2 plus aisément défendables au regard de l'exigence de proportionnalité posée par l'article 107, paragraphe 3, sous c), du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne.

Une part de cet écart appelle toutefois une lecture prudente, car elle est financièrement légitime. Le contrat pour différence supprime, sur quarante ans, le risque de prix de marché auquel le parc historique reste pleinement exposé dans le cadre retenu par la Commission de régulation de l'énergie, où EDF valorise intégralement sa production aux conditions de marché. Il est normal qu'un actif dont la volatilité des revenus est ainsi neutralisée se voie reconnaître un rendement plus faible.

L'écart ne s'explique pourtant pas entièrement par ce transfert du risque de marché, et c'est là que réside la difficulté. Le risque de construction, qui est le risque le plus lourd et le plus spécifique du nucléaire neuf comme l'illustrent le quadruplement du coût et le retard de plus de dix ans de Flamanville, n'est pas un risque de marché et n'est pas couvert par le contrat pour différence. Un actif qui doit encore affronter ce risque devrait logiquement se voir attribuer une prime de risque supérieure, ou au moins comparable, à celle d'un parc déjà en service. Que la notification retienne l'inverse ne se justifie que parce que ce risque de construction est lui aussi transféré à l'État, mais par d'autres canaux que le contrat pour différence, à savoir le partage des dépassements de coûts qui fait porter à l'État 90 % des surcoûts entre 15 et 30 milliards d'euros et laisse indécise la zone au-delà (considérant 73), le prêt sans recours sur EDF, et la garantie d'État accordée gratuitement. Le faible rendement reconnu aux EPR2 n'est donc pas le signe d'un projet peu risqué, mais la traduction de ce que l'État a absorbé presque toutes les catégories de risque qui justifieraient normalement un rendement supérieur, qu'il s'agisse du risque de marché, du risque de construction ou du risque réglementaire couvert par le mécanisme des motifs légitimes.

Les conséquences pour l'évaluation de l'aide sont substantielles. Si le coût réel des fonds propres d'EDF pour une activité nucléaire réellement exposée s'établit autour de 13,5 à 14,0 % avant impôt, comme retenu dans la procédure devant la Commission de régulation de l'énergie, l'application d'un tel taux au modèle de référence conduit à une réévaluation à la hausse du coût économique du projet et, par voie de conséquence, du montant véritable de l'aide nécessaire pour atteindre le rendement minimum exigé par l'actionnaire. Chaque point d'écart entre ce niveau et le rendement de 6 à 9 % retenu pour les EPR2 mesure en réalité la valeur que l'État confère à EDF en absorbant ses risques. Cet écart de rémunération n'est pas une anomalie de calcul imputable à la Commission ou au régulateur, qui raisonnent chacun dans un cadre cohérent ; il constitue une composante de l'aide que la notification ne fait pas apparaître comme telle. L'appréciation de la proportionnalité du dispositif, et en particulier du rendement cible retenu par la Commission, ne saurait dès lors faire l'économie d'une explicitation contradictoire du coût des fonds propres réellement retenu, de sa cohérence avec les déclarations d'EDF dans les procédures de régulation française, et de son impact sur le niveau global de l'aide.

Enfin, le taux retenu par la Commission de régulation de l'énergie constitue lui-même une borne basse pour apprécier le coût des fonds propres des EPR2. Ce taux correspond en effet au coût des fonds propres d'un parc nucléaire en exploitation, amorti, dont les coûts et la performance sont connus avec précision et dont le risque industriel résiduel est limité. Or la rémunération exigée des fonds propres croît avec le risque de l'actif. Un programme de construction de têtes de série, exposé aux risques de dérive des coûts et des délais que les chantiers de Flamanville, d'Olkiluoto et de Hinkley Point C ont concrètement matérialisés, présente un profil de risque sans commune mesure avec celui d'un parc en exploitation. En toute rigueur, le coût des fonds propres applicable aux EPR2 devrait donc être supérieur à ce niveau, et non inférieur. La fourchette de 6 à 9 % retenue par la notification inverse ainsi la hiérarchie des risques, en accordant à l'actif le plus risqué une rémunération des fonds propres inférieure à celle reconnue à l'actif le moins risqué. Il en résulte que le chiffrage présenté ci-après, fondé sur l'écart entre le rendement cible de la notification et le coût des fonds propres reconnu par le régulateur, constitue une estimation prudente, voire minorée, de l'avantage réellement conféré.

Cette asymétrie sur le coût des fonds propres se traduit par un chiffrage en euros que le modèle financier d'*Énergies Renouvelables Pour Tous* permet d'établir directement. En comparant le rendement des fonds propres apportés par l'État, via le prêt d'actionnaire d'EDF correspondant à 40 % du CAPEX, entre le cas subventionné (rémunération cible de 7,5 % et prêt à 3 %) et un cas aligné sur les conditions de marché (coût des fonds propres de 13,5 % et dette à 6,1 %), l'écart de valeur actualisée pour la puissance publique ressort à environ 20 Md€. Ce montant correspond à l'avantage que l'État, en se contentant pour ses fonds propres d'un rendement de 7,5 % au lieu des 13,5 % au minimum qu'exigerait un actionnaire de marché pour un actif présentant ce profil de risque, transfère de fait au projet. Il a été estimé sur la base de la somme de l'ensemble des flux actualisés relatif à l'actionnaire (tirages, remboursement et intérêts sur le compte courant et dividendes) au taux de 13,5%. Il porte sur une assiette, les 40 % du CAPEX financés en fonds propres, distincte de celle du coût d'intermédiation de la dette analysé en section I.3, avec lequel il ne se recoupe pas, et constitue, au regard de l'exigence de proportionnalité posée par l'article 107, paragraphe 3, sous c), du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, une composante de l'aide que la notification ne fait pas apparaître comme telle.

I.5 — Évaluation du soutien apporté par le contrat pour différence

Au-delà du financement, deux dispositifs apportent un soutien dont l'ampleur varie avec le prix de marché. D'une part, le contrat pour différence (CfD) garantit à EDF un prix de référence (« Strike Price ») sur 40 ans et sur la production de référence ; son coût pour l'État croît mécaniquement lorsque le prix de marché baisse. La décision ne publie qu'une fourchette pour ce paramètre, le prix cible étant estimé entre 90 et 120 €/MWh et le Strike Price, déduction faite des revenus annexes, entre 85 et 115 €/MWh (considérants 148 et 149, valeurs partiellement occultées au titre de la confidentialité). Les chiffrages qui suivent retiennent une valeur médiane de 105 €/MWh, hypothèse propre à *Énergies Renouvelables Pour Tous* au sein de cette fourchette, et non une donnée arrêtée par la décision.

Valeurs actualisées

Hypothèse de prix de marché	Aide financement (Md€)	Aide via CfD (Md€)	Coût total collectivité (Md€)
50 €/MWh (prix bas)	49	63	111,8
70 €/MWh (médian)	49	40	88,8
90 €/MWh (prix élevé)	49	17	65,8

Valeurs non actualisées (cumul des flux)

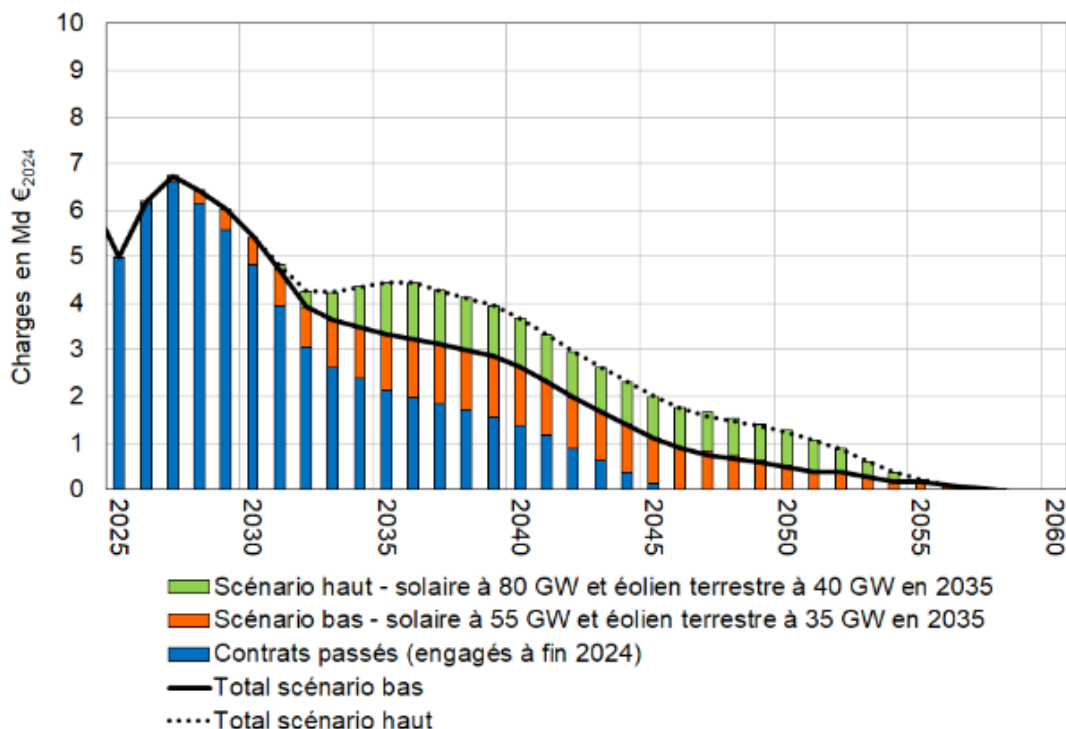
Hypothèse de prix de marché	Aide financement (Md€)	Aide via CfD (Md€)	Coût total collectivité (Md€)
50 €/MWh (prix bas)	113	146	259
70 €/MWh (médian)	113	93	206
90 €/MWh (prix élevé)	113	40	153

Note de lecture : les deux tableaux ci-dessus présentent les mêmes postes en valeur actualisée puis en valeur non actualisée (cumul des flux sur la durée du dispositif). Le coût total pour la collectivité, qui agrège l'aide au financement, l'aide versée au titre du contrat pour est ainsi estimé entre 66 et 112 Md€ en valeur actualisée selon le prix de marché, et entre 153 et 259 Md€ en valeur non actualisée.

Ce soutien annuel doit être replacé dans la trajectoire d'ensemble des finances publiques consacrées à l'électricité décarbonée. Dans un scénario de prix de marché médian de 70 €/MWh, le contrat pour différence conduirait l'État à reverser à EDF de l'ordre de 2,3 Md€ par an au titre des seuls six EPR2, soit le produit du différentiel de 35 €/MWh entre le Strike Price retenu par hypothèse (105 €/MWh) et le prix de marché (70 €/MWh) par la production de référence de 66,7 TWh. Or ce versement interviendrait précisément au moment où le coût du soutien public aux énergies renouvelables est appelé à décroître, puis à s'éteindre. Selon la direction générale du Trésor, le coût complet des installations solaires et éoliennes soutenues passerait d'environ 120 €/MWh aujourd'hui à environ 80 €/MWh en 2035, et le coût annuel du soutien, dominé jusqu'en 2035 par les contrats antérieurs à 2024, décroît continûment au-delà pour tendre vers zéro à l'horizon 2060. Certaines filières deviennent même contributrices nettes au budget de l'État : pour l'éolien en mer, le coût unitaire de soutien passe de 37 €/MWh pour les contrats existants à -4 €/MWh pour les nouveaux contrats dans un scénario de prix médian, la filière reversant alors de l'argent à l'État. Autrement dit, l'aide aux EPR2 viendrait substituer à un soutien renouvelable déclinant et appelé à disparaître, voire à s'inverser, une charge publique nouvelle et durable au bénéfice du nucléaire neuf : un « CSPE nucléaire » se constituant à mesure que la « CSPE

renouvelable » reflue. Cette substitution est d'autant plus problématique qu'elle s'inscrit dans un contexte de finances publiques très contraintes, marquées par un niveau d'endettement élevé de la France : engager l'État sur un reversement annuel de cet ordre, sur les 40 ans du contrat et pour une production qui n'arriverait qu'à partir de 2038, fait peser un risque budgétaire structurel que la Commission est fondée à apprécier au titre de la proportionnalité de l'aide.

Coût annuel estimé du soutien aux énergies renouvelables électriques (solaire, éolien, ...)



I.6 — Une promesse de baisse des coûts que l'histoire du nucléaire dément

Le devis de 72,8 Md€₂₀₂₀ repose sur une hypothèse implicite favorable : EDF espère une réduction du coût unitaire de 30 % entre la première et la dernière tranche, grâce à l'effet de série, et un raccourcissement du temps de construction de 32 mois⁷. Cette hypothèse, qui conditionne l'équilibre économique présenté à la Commission, doit être appréciée à l'aune de l'expérience réelle de la filière, qui pointe dans la direction exactement inverse.

À l'échelle de la technologie EPR d'abord, l'histoire est sans ambiguïté. Le premier EPR, contracté à Olkiluoto (Finlande) en 2003 pour un coût overnight d'environ 3 Md€ et un chantier de quatre ans, a mis près de dix-sept ans à entrer en service. L'EPR de Flamanville, lancé en 2007 à 3,3 Md€, a vu son coût overnight multiplié par environ quatre (~13,2 Md€) pour une mise en service

⁷SFEN, « Programme EPR2 : un plafond à 72,8 milliards d'euros pour les six premiers réacteurs », 19 décembre 2025 : EDF (X. Gruz) espère une réduction du coût unitaire de 30 % entre la première et la dernière tranche, et un raccourcissement du lead time de 32 mois. <https://www.sfen.org/rgn/programme-epr2-un-plafond-a-728-milliards-deuros-pour-les-six-premiers-reacteurs/>

intervenue avec douze ans de retard. À Hinkley Point C, au Royaume-Uni, EDF a accumulé des surcoûts de 7 à 9,3 Md£ par rapport à l'estimation de 2015 et repoussé la mise en service de 2025 à 2029-2031⁸. Loin de décroître d'une tête de série à la suivante, les coûts de l'EPR n'ont fait que croître depuis 2003.

À l'échelle du parc français ensuite, le constat est convergent. Les travaux d'Yves Marignac soulignent que la filière nucléaire n'a, historiquement, jamais bénéficié de l'effet d'apprentissage industriel qui caractérise d'autres technologies⁹ à l'inverse, précisément, du solaire et de l'éolien, dont les coûts ont été divisés par plusieurs facteurs en une décennie. Un article d'Arnuf Grubler¹⁰ paru dans Science direct confirme même un effet d'apprentissage négatif. Le pari d'une baisse de 30 % du coût des EPR2 va donc à rebours de toute l'expérience accumulée, en France comme à l'international. Retenir cette hypothèse favorable dans l'appréciation de la proportionnalité de l'aide reviendrait à fonder la décision sur une rupture de tendance que rien, dans l'histoire de la filière nucléaire, ne vient étayer.

1.7 — Sensibilité de l'équilibre aux hypothèses physiques du projet

L'équilibre économique présenté repose sur un faisceau d'hypothèses favorables dont une analyse de sensibilité révèle la fragilité. Dans le cas subventionné, le coût complet de référence ressort à 105 €/MWh, niveau auquel le prix d'exercice du contrat pour différence est précisément calé pour assurer la rentabilité cible. Le modèle d'*Énergies Renouvelables Pour Tous* mesure l'effet, sur ce coût complet, d'une variation de chacun des paramètres physiques du projet, pris isolément. Ces paramètres ne sont pas de simples variables abstraites : ils correspondent aux composantes du volume de référence défini par la décision, à savoir la puissance installée, le taux de disponibilité (Kd) et le taux d'utilisation (Ku) des réacteurs (considérant 150), ainsi qu'aux coûts et délais de construction qui déterminent le coût complet.

Le facteur de charge constitue le premier de ces paramètres. Ramené de 76 % à 66 %, il porte le coût complet de 105 à 115 €/MWh. Cette dégradation n'a rien de théorique et procède de deux dynamiques distinctes. La première est structurelle et tient au fonctionnement même du parc français : à la différence des exploitants étrangers qui font tourner leurs réacteurs en base pour en maximiser la rentabilité, EDF pratique le suivi de charge, adaptant en temps réel la puissance à la demande, ce qui abaisse mécaniquement le taux d'utilisation (Ku) sous son maximum théorique ; s'y ajoutent des arrêts de maintenance de plus en plus longs depuis le lancement du Grand Carénage en 2014, qui pèsent sur le taux de disponibilité (Kd). La seconde dynamique est prospective et tient à la saturation croissante du marché analysée en partie II : dans un système de plus en plus pourvu d'électricité renouvelable à coût marginal nul, les réacteurs seront conduits à s'effacer plus fréquemment aux heures de prix bas ou négatifs, ce que le caractère « capability-based » du contrat pour différence les incite précisément à faire. Le taux de disponibilité de 88 %

⁸ Sur la trajectoire historique : B. Dessus, « Le coût de production de l'électricité d'origine nucléaire en France », Encyclopédie de l'énergie (citant les travaux d'Y. Marignac, WISE-Paris) : la filière nucléaire n'a historiquement pas bénéficié de l'effet d'apprentissage attendu. <https://www.encyclopedie-energie.org/le-cout-de-production-de-lelectricite-dorigine-nucleaire-en-france/>

⁹ Voir A. Grubler, « The costs of the French nuclear scale-up: A case of negative learning by doing », Energy Policy, 2010, cité plus loin.

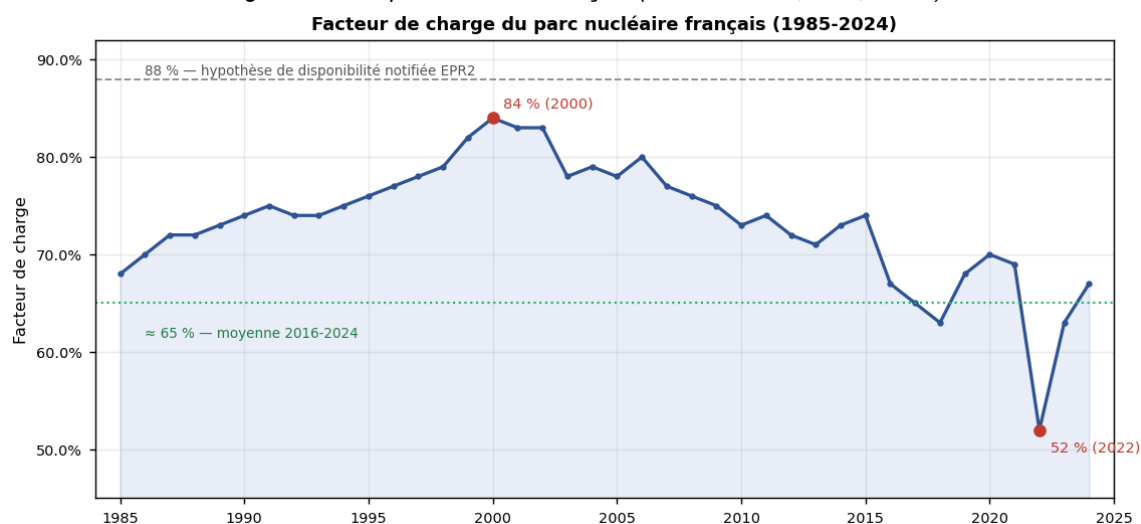
¹⁰ A. Grubler, « The costs of the French nuclear scale-up: A case of negative learning by doing », Energy Policy, vol. 38, 2010. [\[sciencedirect.com\]](https://www.sciencedirect.com)

retenu par la notification pour calculer le volume de référence apparaît, à cet égard, comme une hypothèse haute.

L'historique du parc français confirme ce diagnostic. Le facteur de charge n'a atteint son sommet d'environ 84 % qu'une seule fois, en 2000, au terme de l'achèvement du programme de construction. Il s'est ensuite installé sur un plateau autour de 75 % jusqu'au milieu des années 2010, avant une dégradation structurelle à partir de 2016, sous l'effet des contrôles de l'Autorité de sûreté sur la qualité de gros composants, d'un problème d'usure affectant le couvercle de cuve de certains réacteurs, puis d'un calendrier chargé de visites décennales ; il revenait à 68 % en 2019. La crise de la corrosion sous contrainte l'a fait chuter à 52 % en 2022. Le redressement engagé depuis n'a ramené la production qu'à 361,7 TWh en 2024, soit un facteur de charge d'environ 67 %, encore en deçà des niveaux d'avant 2016. Sur l'ensemble de la période 2014-2024, le facteur de charge moyen ressort à 66,5 %, et à environ 65 % depuis 2016 : aucune année n'a approché les 88 % servant de base au volume de référence notifié. La valeur de 66 % retenue dans l'analyse de sensibilité correspond donc non pas à un scénario pessimiste, mais très exactement à la moyenne observée du parc français sur la dernière décennie.

Année	Facteur de charge
2014	73 %
2015	74 %
2016	67 %
2017	65 %
2018	63 %
2019	68 %
2020	70 %
2021	69 %
2022	52 %
2023	63 %
2024	67 %

Tableau — Facteur de charge annuel du parc nucléaire français (sources : RTE, EDF, Sénat)



Évolution du facteur de charge du parc nucléaire français depuis 1985 (données reconstituées à partir des productions et capacités installées ; sources : RTE, EDF, Sénat).

La durée de construction constitue le deuxième paramètre. Un allongement de quatorze à dix-huit ans porte le coût complet à 119 €/MWh. Cette borne correspond à l'ordre de grandeur du dépassement observé à Flamanville, dont le chantier, engagé avec le premier béton en décembre 2007 et couplé au réseau en décembre 2024, a duré dix-sept ans contre quatre ans et demi initialement prévus.

Le coût de construction constitue le troisième paramètre. Relevé de 8,5 à 10 Md€ par GW, il porte le coût complet à 117 €/MWh. Cette borne demeure prudente au regard de l'expérience des chantiers EPR, appréciée hors intérêts intercalaires pour rester comparable au devis du projet. Le coût de construction de Flamanville, réévalué par la Cour des comptes, atteint de l'ordre de 9,5 Md€ par GW en euros 2023 (15,6 Md€ pour 1,65 GW). Celui de Hinkley Point C, au Royaume-Uni, ressort plus haut encore, dans une fourchette de 11 à 12 Md€ par GW selon l'estimation d'EDF de janvier 2024 (31 à 34 Md£2015 pour 3,26 GW, hors intérêts intercalaires). La valeur de 10 Md€ par GW retenue ici se situe ainsi entre les deux principaux précédents EPR et en deçà du chantier britannique, sans même intégrer les frais intercalaires ni les coûts de préexploitation.

Ces écarts ne sont pas neutres pour la rentabilité du projet. Le prix d'exercice étant fixé par contrat à 105 €/MWh, toute hausse du coût complet au-delà de ce niveau se traduit, à prix d'exercice inchangé, par une perte directe sur chaque mégawattheure de la production de référence. Rapportée aux 66,7 TWh annuels, puis cumulée sur les quarante années du contrat pour différence, cette perte atteint environ 0,7 Md€ par an, soit près de 27 Md€ sur la durée du contrat, pour le seul facteur de charge dégradé ; 0,8 Md€ par an, soit près de 32 Md€, pour le surcoût de construction ; et 0,9 Md€ par an, soit près de 37 Md€, pour l'allongement des délais.

Chacune de ces dérives, prise séparément, ampute donc significativement la rentabilité de l'investissement. Or rien ne garantit que ces paramètres évolueraient isolément, ni qu'ils s'arrêteraient aux bornes ici retenues. L'expérience des chantiers EPR enseigne au contraire que les dérives se cumulent : un allongement des délais s'accompagne généralement d'un dépassement des coûts, et un marché plus saturé en renouvelables déprime simultanément le facteur de charge et le prix de marché. La conjonction des trois dégradations physiques jugées plausibles porterait le coût complet de référence à environ 141 €/MWh, soit, à prix d'exercice figé, une perte de l'ordre de 2,4 Md€ par an et de près de 96 Md€ non actualisés sur la durée du contrat. Ces ordres de grandeur, obtenus par addition des effets marginaux que les interactions entre paramètres ne feraient vraisemblablement qu'amplifier, montrent que l'équilibre affiché à 105 €/MWh tient à la réalisation simultanée de toutes les hypothèses favorables.

Cette perte ne resterait pas nécessairement à la charge d'EDF. Le mécanisme de révision quinquennale proposé autorise en effet un relèvement du prix d'exercice (considérant 154), et la fourchette notifiée admet un prix d'exercice allant jusqu'à 115 €/MWh (considérant 149). Si l'État relevait le prix d'exercice de 105 à 115 €/MWh pour préserver la rentabilité cible d'EDF, un recalage qui demeure dans les limites de ce que la décision autorise et qui correspond, par exemple, à la compensation d'un facteur de charge dégradé à 66 %, le coût du contrat pour différence pour la collectivité s'alourdirait d'environ 27 Md€ non actualisés sur la durée du contrat, quel que soit le niveau de prix de marché. Au prix médian de 70 €/MWh, l'aide cumulée via le contrat pour différence passerait ainsi de 93 à 120 Md€. La dérive des paramètres place donc la puissance publique devant une alternative dont les deux branches lui sont défavorables : soit le

prix d'exercice reste figé et EDF, entreprise publique adossée à la garantie de l'État, encaisse une perte de plusieurs dizaines de milliards sur la durée du contrat ; soit le prix d'exercice est relevé et c'est le coût pour le consommateur et le contribuable qui s'accroît d'autant.

Partie II — Analyse de marché

La compatibilité d'une aide au titre de l'article 107§3 TFUE suppose la démonstration d'un besoin réel et d'un effet incitatif proportionné. *Énergies Renouvelables Pour Tous* observe que la justification du besoin présentée par la France repose sur une analyse de marché dépassée, et que la dynamique du marché européen contredit l'hypothèse implicite d'un débouché rémunérateur pour la production des EPR2.

II.1 — Une justification fondée sur des projections que RTE est en train de corriger

Le dossier notifié s'appuie notamment sur l'étude RTE *Futurs énergétiques 2050* publiée en 2021-2022. Or cette étude n'est plus la référence en vigueur. RTE a lancé début 2025 sa réactualisation complète et n'en publiera les résultats que fin 2026¹¹. Dans l'intervalle, le *Bilan prévisionnel 2035* publié par RTE (décembre 2025) a déjà revu la trajectoire de demande : le besoin d'électricité à l'horizon 2035 y est ajusté à la baisse d'environ 35 TWh par rapport à l'analyse de 2023¹², pour tenir compte du retard pris dans l'électrification, de la dégradation du contexte macroéconomique et des baisses pérennes de consommation héritées de la crise de 2022-2023.

Il en résulte une difficulté majeure pour l'instruction : la France justifie un investissement de plusieurs dizaines de milliards d'euros par une étude que le gestionnaire de réseau lui-même qualifie d'obsolète et corrige à la baisse. La nouvelle étude *Futurs énergétiques 2050* intégrera notamment un scénario de demande dégradée reprenant la trajectoire à dix ans du Bilan prévisionnel 2035. Tant que ces résultats actualisés ne sont pas disponibles, le besoin invoqué à l'appui de l'aide ne peut être tenu pour établi.

Les documents soumis par RTE à la consultation publique d'avril 2026 confirment ce diagnostic et fournissent un cadre d'analyse directement pertinent. D'une part, RTE met explicitement à l'étude un *scénario de décarbonation retardée* et une trajectoire de consommation basse (de l'ordre de 650 TWh, « cas sobriété »), nettement inférieure aux hypothèses hautes qui sous-tendent le dossier France¹³. D'autre part, RTE construit désormais son analyse autour de cinq configurations de mix de production à l'horizon 2050, dont la comparaison éclaire directement la question de la place du nouveau nucléaire.

¹¹RTE, Réactualisation des Futurs énergétiques 2050 – Consultation publique, avril 2026 (résultats attendus fin 2026). <https://assets.rte-france.com/prod/public/2026-04/RTE-Reactualisation-FE-2050-consultation-publique-2026-propositions-detaillees.pdf>

¹²RTE, Bilan prévisionnel 2025-2035 – Principaux résultats, 16 décembre 2025. <https://assets.rte-france.com/prod/public/2025-12/2025-12-16-bilan-previsionnel-principaux-resultats-2025.pdf>

¹³RTE, Actualisation des Futurs énergétiques 2050 — Consultation publique 2026, document de questions (3 avril 2026) et annexes. Cinq configurations de mix de production sont mises à l'étude (M0 100 % renouvelable, M2, N1, N3, N4), croisées avec plusieurs trajectoires de consommation et un scénario de décarbonation retardée. <https://www.concerte.fr>

Mix RTE 2050	Nouveau nucléaire (EPR2 + SMR)	Part nucléaire	Part renouvelable
M0	Aucun (parc existant fermé)	0 %	100 %
M2	Aucun nouveau réacteur	28 %	72 %
N1	13 GW (~ 8 EPR2)	38 %	62 %
N3	23 GW EPR2 + 2 GW SMR	47 %	52 %
N4	66 GW EPR2 + 5 GW SMR	82 %	17 %
N4 — 80 ans	Idem N4 + prolongation du parc existant à 80 ans	82 %	17 %

Le cas de base est considéré avoir ~840 TWh de consommation intérieure¹⁴. Cette comparaison établit deux choses. Premièrement, l'atteinte de la neutralité carbone est possible avec des mix très différents, y compris sans aucun nouveau nucléaire (M0, M2) : le programme EPR2 relève donc d'un choix de politique énergétique, non d'une nécessité technique du système. Deuxièmement, la relation entre nucléaire et renouvelables est directement substitutive : à consommation donnée, chaque incrément de nouveau nucléaire réduit d'autant la place laissée aux renouvelables, qui passe de 100 % (M0) à 17 % (N4).

Or les 6 EPR2 notifiés ne sont que la première étape d'un programme bien plus vaste. Le programme officiel français assortit ces 6 réacteurs fermes d'une option pour 8 unités supplémentaires, soit 14 EPR2 au total, auxquels s'ajoute le développement de petits réacteurs modulaires (SMR)¹⁵. Les scénarios de l'actualisation de l'étude RTE *Futurs énergétiques 2050* illustrent jusqu'où peut aller cette logique : le mix N1 suppose 13 GW de nouveau nucléaire (environ 8 EPR2), le mix N3 environ 23 GW (environ 14 EPR2) complétés de SMR, et le mix N4 va jusqu'à 66 GW de nouveau nucléaire, un scénario qui, dans les hypothèses mêmes de RTE, s'accompagne d'un arrêt du développement de l'éolien et du solaire¹⁶. Autrement dit, plus le programme nucléaire s'étend, plus il évince mécaniquement les capacités renouvelables qui sont pourtant les solutions les plus économiquement viables : l'aide aux 6 premiers EPR2 engage une trajectoire dont le terme est un système où il ne reste quasiment plus de place pour la concurrence renouvelable.

Enfin, les hypothèses européennes retenues par RTE pour cette même étude confirment que le marché vers lequel la France exporte sera, en 2050, massivement renouvelable : l'Allemagne y est modélisée avec de l'ordre de 384 TWh de solaire, 422 TWh d'éolien terrestre et 263 TWh d'éolien en mer, l'Espagne avec environ 305 et 471 TWh de solaire et d'éolien, pour une

¹⁴RTE, Actualisation des Futurs énergétiques 2050 — annexes de la consultation publique 2026 (cas de base ~840 TWh). Parts de production : M0 100 % ENR / 0 % nucléaire ; M2 72 % / 28 % ; N1 62 % / 38 % ; N3 52 % / 47 % (66 GW de nouveau nucléaire) ; N4 et N4-prolongation 80 ans 17 % / 82 %. Cas sobriété ~650 TWh également étudié.

¹⁵Le programme officiel français porte sur 6 EPR2 fermes (3 paires : Penly, Gravelines, Bugey), assortis d'une option pour 8 réacteurs supplémentaires, auxquels s'ajoute le développement de petits réacteurs modulaires (SMR, projet Nuward d'EDF). Voir CNDP, dossiers Penly/Gravelines/Bugey, et art. Evolutionary Power Reactor 2, Wikipédia (mis à jour avril 2026).

¹⁶RTE, Actualisation des Futurs énergétiques 2050 — annexes de la consultation publique 2026 : capacités de nouveau nucléaire en 2050 — N1 13 GW (~8 EPR2), N3 23,1 GW (~14 EPR2) + 2 GW SMR, N4 66 GW + 5 GW SMR. Le scénario N4 correspond à un arrêt du développement de l'éolien et du solaire. <https://assets.rte-france.com/prod/public/2026-04/RTE-Reactualisation-FE-2050-consultation-publique-2026-synthese.pdf>

consommation de l'UE portée à près de 4 800 TWh couverte en très large majorité par les renouvelables¹⁷. Le débouché à l'export de la production EPR2 se heurterait donc, à son horizon de mise en service, à des voisins eux-mêmes excédentaires en électricité renouvelable bon marché.

Ce point n'est pas théorique : la consommation intérieure française corrigée des aléas s'établissait à environ 450 TWh en 2024, un niveau globalement stable depuis quinze ans, et la part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie (26,4 % en 2024) n'a pas augmenté sur la décennie¹⁸. La « bascule » vers l'électricité, qui fonde le besoin de production additionnelle, ne s'est pas encore matérialisée.

II.2 — Une situation d'abondance déjà installée : exports et prix négatifs

Loin de manquer d'électricité, la France connaît depuis fin 2023 une situation d'abondance de production. Le solde exportateur a atteint près de 90 TWh en 2024¹⁹, et le parc nucléaire a dû moduler de l'ordre de 12 TWh en 2024 pour seule absence de débouchés économiques, un motif jusqu'alors marginal. Surtout, la France a connu 352 heures de prix négatifs sur le marché spot en 2024, contre 147 en 2023 et 102 en 2022²⁰.

Ces signaux indiquent qu'aux moments de forte production bas-carbone, le système produit déjà davantage que la demande ne peut absorber. Ajouter 66,7 TWh/an de production nucléaire en base, peu modulable et à coût fixe élevé, dans un système qui peine déjà à écouler sa production aux heures creuses, revient à aggraver structurellement ce déséquilibre.

Mise en regard de la production EPR2 avec les volumes d'échanges transfrontaliers.

Pour apprécier l'effet de la production EPR2 sur les échanges entre États membres (§265-288), il est éclairant de la rapporter aux flux physiques réels. En 2024, la France a dégagé un solde net exportateur record de 89 TWh, pour des exportations brutes de 101,3 TWh, et a été exportatrice nette 98 % du temps²¹. La production de référence des six EPR2 (66,7 TWh/an) représente à elle seule environ 75 % de ce solde net record et les deux tiers des exportations brutes : un volume du même ordre de grandeur que tout ce que la France exporte déjà faute de débouché intérieur suffisant.

¹⁷RTE, Actualisation des Futurs énergétiques 2050 — annexes de la consultation publique 2026 : hypothèses de production des voisins en 2050, massivement renouvelables (Allemagne ~384 TWh solaire, ~422 TWh éolien terrestre, ~263 TWh éolien en mer ; Espagne ~305/471 TWh solaire/éolien), pour une consommation UE27 portée à ~4 800 TWh.

¹⁸ RTE, Bilan électrique 2024 : part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie stable sur la décennie.

¹⁹ RTE, Bilan électrique 2024 : solde net exportateur de la France de l'ordre de 89 TWh en 2024.

²⁰Le Grand Continent, En Europe, les prix négatifs de l'électricité..., 4 janvier 2025, citant les données Montel : 7 841 heures de prix négatifs sur les marchés européens en 2024 (vs 6 428 en 2023).<https://legrandcontinent.eu/fr/2025/01/04/en-europe-les-prix-negatifs-de-lelectricite/>

²¹RTE, Bilan électrique 2024 et communiqué « La France a battu son record d'exports nets d'électricité en 2024 » (2 janvier 2025) : solde net exportateur de 89 TWh (exports bruts 101,3 TWh), réparti par frontière — Allemagne-Belgique 27,2 TWh, Italie 22,3 TWh, Royaume-Uni 20,1 TWh, Suisse 16,7 TWh, Espagne 2,8 TWh ; exportateur net 98 % du temps.<https://www.rte-france.com/actualites/france-battu-record-exports-nets-electricite-2024>

Frontière (solde net export 2024)	Volume (TWh)	Comparaison
Allemagne – Belgique	27,2	Production EPR2 = 66,7 TWh/an
Italie	22,3	soit ≈ 75 % du solde net total
Royaume-Uni	20,1	et ≈ 96 % des trois premières
Suisse	16,7	frontières réunies (All.-Bel., Italie, R.-U. = 69,6 TWh)
Espagne	2,8	Échanges déjà équilibrés (forte prod. ENR)
Solde net total	89,0	Production EPR2 ≈ 75 % de ce total

Deux enseignements s'en dégagent. D'abord, l'écoulement de la production EPR2 supposerait, à demande intérieure stable, soit une augmentation des exportations vers des voisins qui développent eux-mêmes massivement leurs renouvelables, soit une éviction d'autres productions sur le marché intérieur. Ensuite, le cas espagnol est révélateur : déjà équilibrés en 2024 du fait de l'abondance renouvelable ibérique²², les échanges avec l'Espagne illustrent ce que deviendront progressivement les autres frontières à mesure que le solaire et l'éolien y montent en charge. Les débouchés à l'export, qui absorbent aujourd'hui le surplus français, sont appelés à se réduire précisément à l'horizon de mise en service des EPR2.

Cette mise en regard ne signifie pas que toute la production EPR2 serait exportée, mais elle établit un ordre de grandeur : injecter un volume comparable au solde exportateur record actuel, dans un marché européen où les voisins deviennent eux-mêmes excédentaires aux heures de forte production bas-carbone, ne peut qu'amplifier les épisodes de prix nuls ou négatifs et peser sur la valeur de marché de l'ensemble des producteurs, renouvelables compris, des deux côtés des frontières.

II.3 — Les prix négatifs : un phénomène européen et structurel, non français

Il importe de souligner devant la Commission que les prix négatifs ne sont nullement une singularité française : c'est un phénomène européen, qui s'amplifie d'année en année. Les marchés européens ont enregistré **7 841 heures** de prix négatifs en 2024, contre 6 428 en 2023²³, avec des records en Finlande, en Allemagne et, pour la première fois, en Espagne. Le 1^{er} janvier 2025, la production renouvelable allemande a atteint près de 125 % de la consommation nationale à la mi-journée.

Cette dynamique s'accélère encore en 2026 : sur le seul premier trimestre, l'Espagne a connu 397 heures de prix négatifs, contre 48 sur la même période en 2025²⁴. Ce phénomène est la conséquence directe et anticipée du déploiement massif de capacités renouvelables à coût marginal quasi nul, dont la capacité installée dans l'Union a plus que doublé en cinq ans. Il est

²² Voir la note précédente (RTE, Bilan électrique 2024) pour le solde d'échanges France-Espagne proche de l'équilibre.

²³ Source du décompte des heures de prix négatifs : voir la note précédente (Le Grand Continent, données Montel, 2024).

²⁴ Source du décompte des heures de prix négatifs : voir la note précédente (Le Grand Continent, données Montel, 2024).

appelé à perdurer et à s'étendre à mesure que les objectifs européens de déploiement renouvelable se concrétisent.

Surtout, ce phénomène est appelé à s'intensifier car les pays voisins de la France développent eux aussi massivement leurs énergies renouvelables. Les hypothèses retenues par l'étude RTE *Futurs énergétiques 2050* pour le contexte européen sont à cet égard sans ambiguïté : à l'horizon 2050, l'Allemagne disposerait, comme déjà mentionné, d'environ 384 TWh de production solaire, 422 TWh d'éolien terrestre et 263 TWh d'éolien en mer ; l'Espagne d'environ 305 TWh de solaire et 472 TWh d'éolien terrestre ; l'Italie, la Belgique et le Royaume-Uni suivant des trajectoires comparables. À l'échelle de l'Union européenne, la production cumulée du solaire et de l'éolien atteindrait de l'ordre de 4 800 TWh en 2050, quand le nucléaire n'en représenterait qu'environ 330 TWh.

Autrement dit, les marchés voisins vers lesquels la France écoule aujourd'hui son surplus deviendront eux-mêmes structurellement excédentaires en électricité renouvelable à coût marginal quasi nul aux mêmes heures de forte production. La concomitance des pics de production solaire et éolienne de part et d'autre des frontières, déjà observée lors des épisodes de prix négatifs simultanés en France, en Allemagne et en Espagne, ne fera que s'accroître, réduisant d'autant les débouchés à l'export et la valeur de marché captée par toute production injectée à ces moments, nucléaire neuf compris.

II.4 — L'effet de cannibalisation transfrontalier érode la valeur de la production en base

La littérature économique documente précisément ce que les marchés observent. L'« effet de cannibalisation » désigne la baisse de la valeur de marché (*market value*) des énergies à coût marginal nul à mesure que leur pénétration augmente : en produisant toutes en même temps, elles dépriment le prix aux heures où elles produisent²⁵. Un travail récent montre que cet effet est **transfrontalier** : la valeur de la production renouvelable d'un pays est dépréciée non seulement par ses propres capacités, mais aussi par celles de ses voisins interconnectés²⁶.

Pour un actif nucléaire neuf, la conséquence est double et défavorable. L'« effet de déprédation » réduit simultanément *le nombre d'heures* pendant lesquelles il peut écouler sa production et *le prix qu'il capte* pendant ces heures, dès lors que la pénétration des renouvelables variables dépasse 30 à 40 %²⁷. À la différence d'une centrale flexible, un réacteur conçu pour fonctionner en base voit donc sa rentabilité de marché s'éroder structurellement dans un système à forte pénétration renouvelable, ce qui explique pourquoi son équilibre repose entièrement sur le CfD, et donc sur l'aide.

²⁵Bruegel, EU renewables value tracker : érosion documentée des market values du solaire et de l'éolien à mesure de la pénétration, plus marquée en Allemagne et en Espagne.<https://www.bruegel.org/dataset/eu-renewables-value-tracker>

²⁶C. Stiewe et al., Cross-border cannibalization: Spillover effects of wind and solar energy on interconnected European electricity markets, Energy Economics, 2025.[\[sciencedirect.com\]](https://www.sciencedirect.com)

²⁷L. Gonzalez Aparicio et al., Cannibalization, depredation, and market remuneration of power plants, Energy Policy, 2022 (effet de déprédation pénalisant les producteurs en base au-delà de 30-40 % de pénétration variable).<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421522003111>

II.5 — Le risque d'un investissement « trop tard » dans un marché saturé

Le calendrier aggrave ce diagnostic. La première paire d'EPR2 de Penly n'est désormais attendue qu'en 2038 au plus tôt, après le report acté par le Conseil de politique nucléaire du 17 mars 2025, avec une durée de construction de la première paire estimée à environ 105 mois²⁸ ; les paires suivantes (Gravelines, Bugey) s'échelonnaient jusque vers 2043, voire au-delà. Les six réacteurs n'atteindraient donc leur pleine production qu'au milieu des années 2040.

Ce calendrier expose le programme à un double risque, central pour l'appréciation de la proportionnalité de l'aide :

- **Trop tard pour la décarbonation.** L'essentiel de l'effort de décarbonation et d'électrification doit être réalisé d'ici 2035, comme le souligne le Bilan prévisionnel 2025. Une production qui n'arrive qu'à partir de 2038-2043 ne contribue pas à cette échéance ; le besoin de court terme est couvert par le parc existant et par les renouvelables, dont le déploiement est immédiat.
- **Trop tard pour le marché.** À l'horizon de mise en service, le marché européen sera encore plus saturé d'électricité renouvelable à coût marginal nul qu'aujourd'hui. Les EPR2 entreraient ainsi dans un marché où le prix sera durablement déprimé aux heures de forte production bas-carbone, condamnant la production nucléaire neuve à dépendre en permanence du soutien public pour atteindre son équilibre.

Il en découle un cercle logique préoccupant : plus le marché est saturé de renouvelables compétitives, plus le prix de marché est bas, plus le CfD est sollicité, et plus l'aide effectivement versée est élevée (cf. tableau I.4). Le scénario le plus probable du point de vue du marché est donc aussi celui où l'aide est maximale.

II.6 — Coût d'opportunité au regard des filières renouvelables

La proportionnalité d'une aide s'apprécie aussi au regard de son coût d'opportunité : à enveloppe publique donnée, d'autres moyens de production bas-carbone permettraient d'installer davantage de capacité, plus vite et à moindre coût unitaire. Les coûts complets actualisés des filières concurrentes sont nettement inférieurs à celui de l'EPR2 : de l'ordre de 59 €/MWh pour l'éolien terrestre (ADEME, 2022) et de 50 à 60 €/MWh pour le photovoltaïque au sol, contre un coût complet EPR2 estimé par l'association à 226 €/MWh aux conditions de marché et à 105 €/MWh une fois intégré le bénéfice du financement bonifié (partie I). La Commission de régulation de l'énergie évalue par ailleurs le coût complet du parc nucléaire historique à 60,7 €/MWh sur 2026-2030. Le coût de l'électricité issue des EPR2 ressort ainsi deux à trois fois supérieur à celui des renouvelables comme à celui du parc nucléaire existant.

Exprimé en capacité installable, l'ordre de grandeur est frappant. Le seul investissement de construction du programme EPR2 (environ 84,8 Md€2026 pour 10 020 MW) représenterait, aux coûts d'investissement courants, de l'ordre de 1,2 M€ par MW pour le photovoltaïque au sol et de 1 à 1,7 M€ par MW pour l'éolien terrestre, un potentiel de 50 à 70 GW de capacité renouvelable nouvelle, à comparer aux 10 GW du programme nucléaire. Même après correction du facteur de

²⁸Conseil de politique nucléaire du 17 mars 2025 : report à 2038 de la première paire EPR2 de Penly ; durée de construction de la première paire estimée à 105 mois (~9 ans). <https://www.usinenouvelle.com/article/pas-d-epr2-en-service-a-penly-avant-2038.N2229049>

charge, c'est-à-dire en tenant compte de ce qu'un mégawatt nucléaire produit davantage d'énergie annuelle qu'un mégawatt renouvelable, l'écart de coût par mégawattheure produit demeure très favorable aux renouvelables, et la capacité bas-carbone mobilisable à enveloppe égale reste largement supérieure.

Reste l'objection du service rendu au système : nucléaire et renouvelables ne fourniraient pas la même prestation, le premier offrant une production pilotable en base, les seconds une production variable. Cette objection, longtemps décisive, perd de sa force, et c'est précisément ce qui transforme l'analyse du coût d'opportunité. L'essor du stockage par batteries comble en effet l'écart de service à un coût qui s'effondre. Couplées aux renouvelables, les batteries déplacent la production vers les heures de pointe, lissent l'intermittence et contribuent aux services système, y compris à la stabilité du réseau par l'inertie synthétique et le réglage rapide de fréquence, soit les fonctions mêmes que l'on attribue traditionnellement au socle pilotable. Or leur coût recule à un rythme inverse de celui du nucléaire neuf : un système de stockage à grande échelle s'établit désormais autour de 115 à 180 €/kWh, après une baisse de l'ordre de 90 % du coût du lithium-ion depuis 2010, et l'Agence internationale de l'énergie anticipe une diminution supplémentaire pouvant atteindre 40 % du coût du stockage électrique d'ici 2030. En France, le déploiement s'amorce, avec environ 529 MW raccordés fin 2024, plus de 3 GW de projets en file d'attente chez RTE et une cible publique de 3,5 GW en 2030.

Un couple « renouvelables et stockage » rend ainsi un service de plus en plus comparable à celui d'une production pilotable, pour un coût complet très inférieur à celui de l'EPR2 et avec un délai de déploiement de quelques mois, sans commune mesure avec les années de construction d'une paire de réacteurs. À l'horizon de mise en service des EPR2, entre 2038 et 2043, ce couple aura encore gagné en maturité et en compétitivité. Accorder une aide massive à la production la plus chère, dans un système déjà excédentaire et alors que des solutions concurrentes plus économiques rendent un service de plus en plus équivalent, soulève donc une question de proportionnalité et de coût d'opportunité que la Commission est pleinement fondée à examiner.

Partie III — Autres caractéristiques de nature à fausser la concurrence

Au-delà du montant de l'aide, plusieurs caractéristiques du dispositif et de son environnement réglementaire sont, prises ensemble, de nature à fausser la concurrence et les échanges entre États membres au sens de l'article 107§1 TFUE. Le contexte est d'autant plus sensible qu'EDF assure déjà plus de 75 % de la production électrique française²⁹, de sorte que tout soutien massif renforce une position déjà dominante, préoccupation explicitement relevée à l'ouverture de la procédure.

III.1 — Une garantie d'État gratuite et sans recours

Le prêt de la Caisse des dépôts couvrant 60 % du CAPEX bénéficie d'une garantie d'État accordée à titre gratuit et sans recours sur EDF en cas de défaut (§133-134 de la décision). Une garantie équivalente aurait, sur le marché, un coût (prime de garantie) que la décision ne paraît pas valoriser. Cette gratuité constitue un avantage économique additionnel, distinct de la bonification de taux, et transfère le risque de crédit du projet vers la puissance publique sans contrepartie tarifaire.

III.2 — Un plafonnement asymétrique des reversements d'EDF

Le contrat pour différence étant bidirectionnel, EDF doit en principe reverser à l'État la différence lorsque le prix de marché dépasse le strike price. Le règlement intervient annuellement, sur la base d'un volume de production de référence lui-même établi chaque année comme le produit de la puissance installée, du taux de disponibilité et du taux d'utilisation des réacteurs par le nombre d'heures de l'année (considérant 150) ; ces taux ne sont toutefois révisés que tous les cinq ans (considérant 154), de sorte que, entre deux révisions, la production théorique servant de base au règlement est figée indépendamment de la production réelle. La décision prévoit en outre que les pertes du SPV résultant de la formule de règlement, c'est-à-dire les sommes qu'EDF reverse à l'État, sont plafonnées à au plus 10 % de la rémunération de référence, ce pourcentage restant à définir (considéranants 145 et 146 ; la rémunération de référence étant le produit du volume de référence par le strike price, selon la note 43 de la décision). Il en résulte qu'en cas de prix de marché durablement supérieurs au strike price, le reversement d'EDF à l'État est borné, et le surplus que ce plafond l'empêche de reverser reste acquis à EDF : le plafond protège ainsi le bénéficiaire, et non la puissance publique, alors qu'aucun plafond symétrique ne protège l'État lorsque les prix sont bas. Cette asymétrie avantage fortement EDF dans les scénarios de prix hauts : à titre d'illustration, rapporté à la crise de 2022 (prix moyen de l'ordre de 270 €/MWh), un tel plafond aurait laissé à EDF un surprofit annuel non rétrocédé de plusieurs milliards d'euros. Ce mécanisme, peu visible, se distingue du contrôle de la surrémunération examiné plus loin, qui ne joue que tous les cinq ans et ne capte qu'une partie des surprofits ; il mérite un examen spécifique de la Commission car il n'est pas neutre du point de vue concurrentiel.

²⁹Reuters / Reporterre, EPR2 : les aides d'État pour EDF dans le viseur de la Commission européenne, 24-25 mars 2026 : EDF assure plus de 75 % de la production électrique française.<https://reporterre.net/EPR2-les-aides-d-Etat-pour-EDF-dans-le-viseur-de-la-Commission-europeenne>

III.3 — Une franchise de surcompensation et un partage des surcoûts indécis

Le mécanisme anti-surcompensation ne déclenche un partage du surplus avec l'État que si le taux de rendement interne d'EDF dépasse une borne haute (de l'ordre de 8 à 9 %), laissant à EDF la totalité du surplus dans la bande intermédiaire entre deux contrôles quinquennaux. La décision elle-même relève des doutes sur la proportionnalité de cette franchise. Combinée à l'indécision sur le partage des surcoûts au-delà de 30 Md€ (cf. partie I.4), elle crée un profil de risque asymétrique systématiquement favorable au bénéficiaire de l'aide.

III.4 — Un statut privilégié du parc synchrone pour les services système

L'évolution récente du cadre réglementaire français confère au parc nucléaire un rôle privilégié dans la fourniture des services de stabilité du réseau, qui mérite d'être porté à la connaissance de la Commission. En avril 2026, la CRE a approuvé un accord entre RTE et EDF autorisant le gestionnaire de réseau à imposer le maintien en fonctionnement de réacteurs nucléaires pour des besoins de régulation de tension, hors marché³⁰, autrement dit à rémunérer EDF pour maintenir des réacteurs en service même lorsque le signal de prix l'inciterait à moduler à la baisse. Parallèlement, la CRE a validé une refonte des règles « services système tension »³¹, qui ouvre certes progressivement ces services aux renouvelables, mais consacre le rôle structurant des machines synchrones, dont le parc nucléaire constitue l'essentiel en France.

Énergies Renouvelables Pour Tous n'entend pas contester la réalité du besoin physique d'inertie et de réglage de tension. Elle observe toutefois que ce cadre tend à institutionnaliser une rémunération du nucléaire déconnectée du marché de l'énergie, qui s'ajoute aux soutiens déjà examinés. Pour les EPR2, dont l'équilibre dépend déjà du CfD, l'existence de revenus complémentaires garantis au titre des services système, non valorisés dans la notification, vient renforcer un avantage cumulatif au détriment des autres fournisseurs de flexibilité (stockage par batteries, effacement, renouvelables pilotables), pourtant en plein développement et susceptibles de rendre les mêmes services.

III.5 — L'effet d'éviction d'un parc historique durablement prolongé

Le dernier élément, le plus structurant à long terme, tient à l'articulation entre les EPR2 et la durée de vie du parc existant. L'ASNR a validé en juillet 2025 la phase générique du quatrième réexamen des réacteurs de 1 300 MW et doit se prononcer fin 2026 sur la poursuite de fonctionnement au-delà de 60 ans³². La perspective d'un parc historique exploité jusqu'à 60 ans, voire au-delà, est désormais sérieusement étudiée : la commission d'enquête du Sénat rappelle

³⁰Revolution-Énergétique, Pourquoi EDF va être payé pour faire tourner ses réacteurs nucléaires à perte, 15 avril 2026 : la CRE a approuvé un accord RTE-EDF autorisant RTE à imposer le maintien en fonctionnement de réacteurs nucléaires pour la régulation de tension, hors marché.<https://www.revolution-energetique.com/actus/pourquoi-edf-va-etre-payé-pour-faire-tourner-ses-reacteurs-nucleaires-a-perte/>

³¹CRE, délibération approuvant les nouvelles règles « services système tension » de RTE, 9 avril 2026, applicables au 1er janvier 2027.<https://www.cre.fr/actualites/toute-lactualite/pour-renforcer-encore-la-maitrise-du-niveau-de-tension-sur-les-reseaux-electriques-la-cre-approuve-les-nouvelles-regles-service-systeme-tension-de-rte.html>

³²ASNR, validation de la phase générique du 4e réexamen périodique des réacteurs de 1 300 MW (3 juillet 2025) ; position attendue fin 2026 sur la poursuite de fonctionnement au-delà de 60 ans.<https://www.sfen.org/rgn/exploitation-a-long-terme-des-reacteurs-programme-charge-pour-lasnr/>

qu'aux États-Unis, la NRC a déjà autorisé l'exploitation jusqu'à 80 ans de réacteurs de conception proche du parc français, et qu'EDF exprime sa confiance dans une telle prolongation³³.

Cette perspective n'est pas seulement technique : elle est aussi politique, et l'incertitude qu'elle introduit est elle-même un facteur d'appréciation. À l'approche de l'élection présidentielle de 2027, plusieurs forces susceptibles d'accéder au pouvoir portent un soutien marqué au nucléaire et une opposition explicite au développement des renouvelables. Le candidat des Républicains, Bruno Retailleau, désigné en avril 2026, a présenté en mai 2026 un programme énergétique recentré sur l'atome prévoyant d'abroger le volet électricité de la programmation pluriannuelle de l'énergie et d'arrêter les nouveaux appels d'offres pour l'éolien et le photovoltaïque³⁴. Une orientation de ce type, conjuguée à une prolongation du parc historique pouvant aller jusqu'à 80 ans, modifierait radicalement l'équation de marché sur la durée de vie des EPR2.

La combinaison de trois hypothèses convergentes, une demande d'électricité durablement stable (partie II.1), un parc nucléaire historique « quasi éternel » prolongé à 80 ans, et l'arrivée des EPR2, conduirait, à une saturation de la production bas-carbone nucléaire qui ne laisserait plus d'espace économique aux capacités d'énergies renouvelables nouvelles. **Dans un tel système, ce n'est plus l'aide aux EPR2 qui complète le marché : c'est le marché renouvelable concurrentiel qui se trouve évincé par une production publique subventionnée et prolongée.** L'effet de cannibalisation joue alors à front renversé, au détriment des opérateurs renouvelables européens qui investissent sans garantie de revenu équivalente.

Cet effet d'éviction dépasse les frontières françaises. Dans un marché européen interconnecté, une surcapacité française de production bas-carbone subventionnée, écoulee à l'export aux heures de forte production, déprime les prix chez les voisins et y dégrade la valeur de marché des renouvelables, comme le montre la littérature sur la cannibalisation transfrontalière (partie II.4). L'aide produit ainsi des effets sur les échanges entre États membres qui justifient pleinement l'examen approfondi engagé par la Commission.

III.6 — Conformité au Règlement (UE) 2024/1747 sur l'organisation du marché de l'électricité

Le contrat pour différence retenu pour les EPR2 se distingue, par sa conception même, du mécanisme de soutien applicable aux énergies renouvelables, et cette différence n'est pas neutre du point de vue concurrentiel. Le complément de rémunération dont bénéficient le solaire et l'éolien est assis sur la production réellement injectée : le producteur n'est soutenu que sur les mégawattheures qu'il produit effectivement, et conserve donc le risque de volume ie s'il produit moins, il perçoit moins. Le contrat pour différence des EPR2 est au contraire « capability-based » : son règlement est calculé sur un volume de production de référence fixé à l'avance, soit 66,7 TWh par an, et non sur la production réelle des réacteurs (considérants 136 et 150 de la décision).

³³Sénat, commission d'enquête Éclairer l'avenir : l'électricité aux horizons 2035 et 2050, 2024 : aux États-Unis, la NRC a autorisé la prolongation jusqu'à 80 ans de plusieurs réacteurs de conception proche du parc français ; EDF exprime sa confiance dans une exploitation au-delà de 60 ans.<https://www.senat.fr/rap/r23-714-1/r23-714-154.html>

³⁴Les Républicains, document de travail « Notre électricité décarbonée, bon marché, pour tous les Français » présenté par Bruno Retailleau le 7 mai 2026 à Nogent-sur-Seine : programme recentré sur le nucléaire, abrogation du volet électricité de la PPE 3 et arrêt des nouveaux appels d'offres éolien/photovoltaïque. Bruno Retailleau a été désigné candidat de LR à la présidentielle de 2027 (vote des adhérents du 19 avril 2026).<https://www.gazdaujourdhui.fr/nucleaire-facture-souverainete-le-pari-radical-de-bruno-retailleau/>

Énergies Renouvelables Pour Tous reconnaît que ce choix présente une vertu, que la Commission relève elle-même : en découplant la rémunération garantie de la décision de produire, il préserve l'incitation d'EDF à s'effacer aux heures de prix négatifs, puisque produire ne lui rapporterait alors rien de plus au titre du CfD tout en lui coûtant sur le marché. À cet égard, le dispositif est conforme à l'objectif de l'article 19d du Règlement (UE) 2024/1747, et il atteint par construction le résultat que le mécanisme renouvelable n'obtient qu'au moyen d'une règle correctrice spécifique, la suspension du complément et son remplacement par une prime à l'arrêt en période de prix négatifs.

L'avantage conféré au nucléaire ne réside donc pas dans une conception défailante, mais dans le transfert à l'État d'un risque que les producteurs renouvelables continuent, eux, de porter. En percevant son soutien sur un volume de référence théorique plutôt que sur sa production effective, EDF bénéficie d'une forme d'assurance sur les volumes dont les filières concurrentes ne disposent pas : entre deux révisions, l'écart entre la production attendue et la production réelle est supporté par la puissance publique. Si la décision prévoit des garde-fous, dont la mécanique annuelle du volume de référence et sa révision quinquennale, examinées à la section III.2, ceux-ci n'opèrent qu'a posteriori et par paliers de cinq ans, et n'effacent pas l'assurance-volume dont bénéficie structurellement le producteur nucléaire. À cette asymétrie s'ajoute le fait que le montant du soutien dépend de paramètres que l'opérateur maîtrise lui-même : la Commission relève que la définition du prix de référence n'est pas stabilisée (considérant 269) et que le coût variable de production, déterminant pour le règlement du CfD, est calculé par EDF, qui pourrait être incitée à le minorer pour majorer ses versements (considérant 270). Le mécanisme renouvelable, adossé à une production mesurée et à un prix de marché observé, laisse beaucoup moins de prise à ce type d'optimisation.

Le mécanisme de contrôle de la sur-rémunération prévu par la décision (considéranants 89 à 95) ne suffit pas à corriger cette asymétrie. Ce dispositif ne se déclenche que si le taux de rendement interne d'EDF dépasse un seuil élevé, situé au haut de la fourchette du coût des fonds propres, et il laisse à l'opérateur la totalité du surprofit en deçà de ce seuil ainsi qu'une part de 40 % au-delà (considérant 91) ; surtout, la Commission doute elle-même de sa proportionnalité, relevant qu'il permet à EDF de conserver l'intégralité des profits supplémentaires dans la bande comprise entre le rendement cible et le seuil de sur-rémunération (considérant 262). Un tel contrôle, calibré sur la rentabilité globale du projet et activé tous les cinq ans, ne neutralise donc ni le transfert du risque de volume, ni la marge d'optimisation laissée à l'opérateur sur les paramètres du CfD.

Le rôle confié au coût variable de production mérite à cet égard d'être explicité. Dans le cas courant, le règlement du contrat pour différence est la simple différence entre le strike price et le prix de marché, appliquée au volume de référence : le coût d'exploitation n'y intervient pas. Il n'apparaît que dans un ajustement particulier prévu au considérant 144 : lorsque le prix de référence devient inférieur au coût variable des réacteurs, la formule est modifiée pour limiter le soutien à la couverture des seuls coûts fixes, par cohérence avec le fait qu'un producteur cesse rationnellement de produire en deçà de son coût variable. Ce mécanisme appelle une observation de fond : il revient à garantir à EDF la couverture de ses coûts fixes au titre d'une production qui, dans cette hypothèse, n'a pas lieu, le soutien public est alors versé non pour de l'électricité effectivement produite, mais pour une production théorique que l'opérateur a précisément renoncé à réaliser parce qu'elle n'était pas rentable. Une telle garantie de revenu, déconnectée

de la production réelle, n'a pas d'équivalent dans le soutien aux énergies renouvelables, où la prime s'efface, voire devient négative, lorsque les prix sont très bas. Le coût variable sert ainsi de seuil de déclenchement de cet ajustement, et sa valeur influe directement sur les montants versés dans les périodes de prix bas. Or sa fixation soulève une réserve supplémentaire. Si la stabilité pluriannuelle de certains paramètres peut se concevoir pour un actif de très longue durée, le réexamen seulement quinquennal prévu au considérant 154 s'applique aussi à des paramètres que l'opérateur maîtrise et qui déterminent directement le montant de l'aide, au premier rang desquels ce coût variable, que la Commission elle-même relève comme étant calculé par EDF (considérant 270). Cette périodicité de cinq ans paraît excessivement longue : sur des marchés électriques dont les prix varient d'heure en heure et dont les équilibres se déplacent d'une année à l'autre, un paramètre minoré ou mal calibré se trouverait cristallisé pendant cinq années pleines avant tout réexamen, ce qui, sur un actif dont la rémunération garantie se compte en milliards d'euros par an, représente un écart cumulé considérable au détriment de la puissance publique. Le contraste avec le cadre applicable aux énergies renouvelables est à cet égard éclairant : le prix de référence du complément de rémunération y est calculé à un pas de quinze minutes, au plus près du marché, tandis que des paramètres déterminants du contrat pour différence nucléaire resteraient figés par paliers de cinq ans.

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* invite en conséquence la Commission à demander que les paramètres maîtrisés par l'opérateur, et en particulier le coût variable de production, fassent l'objet d'un audit indépendant et d'une actualisation annuelle, ainsi que d'une clause de réexamen anticipé en cas d'écart significatif, une faculté que la décision prévoit du reste déjà, au considérant 155, en cas de contexte incertain.

Il en résulte que, sous une apparence de neutralité technique, le contrat pour différence proposé accorde au nucléaire neuf une protection sur le volume, et via des paramètres sous le contrôle de l'opérateur que le cadre de soutien aux énergies renouvelables n'octroie pas aux filières concurrentes. Cette différence de traitement est d'autant plus significative que, comme l'établit l'analyse de marché (partie II), la saturation croissante du marché en électricité renouvelable conduira les réacteurs à s'effacer de plus en plus souvent : leur production réelle s'effondrera aux heures de forte production bas-carbone, tandis que leur rémunération garantie, elle, continuera d'être calculée sur le volume de référence. L'équilibre économique des EPR2 reposera alors de façon croissante sur le soutien public, au moment même où celui des énergies renouvelables, assis sur leur production réelle et appelé à décroître, s'éteindra. *Énergies Renouvelables Pour Tous* invite la Commission à examiner si cette asymétrie de conception, favorable au nucléaire, est compatible avec l'exigence d'éviter les distorsions de concurrence entre filières bas-carbone.

III.7 — Enseignements des précédents et de la pratique décisionnelle de la Commission

La pratique décisionnelle récente fournit des points de repère utiles. Dans l'affaire Hinkley Point C, la Commission a approuvé en 2014 un soutien de long terme au nucléaire neuf, approbation confirmée jusqu'en cassation par la Cour de justice en 2020³⁵ : le principe d'une aide au nucléaire

³⁵Commission européenne, décision SA.34947 (Hinkley Point C), n° 2015/658 du 8 octobre 2014, confirmée par le Tribunal (T-356/15, 12 juillet 2018) et la Cour de justice (C-594/18 P, 22 septembre 2020). https://ec.europa.eu/competition/elojade/iseif/case_details.cfm?proc_code=3_SA_34947

n'est donc pas en cause en soi. Mais deux précédents plus récents appellent à la vigilance sur la rigueur de l'examen. En septembre 2025, la Cour de justice a **annulé** la décision approuvant l'aide à Paks II, reprochant à la Commission un examen insuffisant³⁶ ; et en décembre 2025, la Commission a ouvert une enquête approfondie sur deux nouvelles tranches à Dukovany³⁷, après avoir approuvé une première tranche en 2024. Ces évolutions montrent qu'un examen approfondi et quantifié est désormais la norme, et qu'une approbation insuffisamment étayée s'expose à l'annulation contentieuse.

Le précédent le plus directement comparable est l'enquête ouverte en 2024 sur le programme nucléaire polonais, dont le montage est très proche de celui d'EPR2 : prêt public, garanties d'État couvrant la dette du projet, et CfD bidirectionnel après mise en service. Dans ce cas, la Commission a explicitement indiqué vouloir s'assurer que le CfD *minimise les distorsions de marché et s'intègre avec les sources d'énergie renouvelable*³⁸. C'est précisément l'analyse qu'*Énergies Renouvelables Pour Tous* appelle de ses vœux pour le dispositif français : l'examen ne saurait se limiter au montant de l'aide, mais doit porter sur son articulation avec le développement des énergies renouvelables et son effet sur la formation des prix.

³⁶CJUE, arrêt du 11 septembre 2025 (C-59/23 P, Autriche c/ Commission) annulant la décision d'approbation de l'aide à Paks II (décision Commission du 6 mars 2017), faute d'examen suffisant de la conformité de l'attribution directe aux règles de marchés publics.<https://www.world-nuclear-news.org/articles/european-court-annuls-ec-decision-to-approve-paks-ii-aid>

³⁷Commission européenne, approbation de l'aide tchèque à Dukovany (29 avril 2024) puis ouverture d'une enquête approfondie sur deux nouvelles tranches (IP/25/3139, 21 décembre 2025).https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_24_2366

³⁸Commission européenne, ouverture d'une enquête approfondie sur le financement public du programme nucléaire polonais (mars 2024) : dispositif proche d'EPR2 (prêt, garanties d'État couvrant la dette, CfD bidirectionnel) ; la Commission entend vérifier que le CfD minimise les distorsions de marché et s'intègre avec les renouvelables.<https://www.nucnet.org/news/european-commission-opens-state-support-probe-into-first-nuclear-power-station-financing-plans-12-3-2024>

Conclusion et demandes de l'association

Énergies Renouvelables Pour Tous formule, à l'issue de cette analyse, les observations et demandes suivantes :

1. **Sur le niveau de l'aide** : que la Commission retienne l'avantage économique réellement conféré (48,8 Md€ actualisés / 113,0 Md€ non actualisés au titre du seul financement, auxquels s'ajoute un avantage de l'ordre de 20 Md€ actualisés sur les fonds propres ; 66 à 112 Md€ actualisés, soit 153 à 259 Md€ non actualisés, pour le coût total collectivité) plutôt que le coût budgétaire direct affiché, et qu'elle valorise explicitement la garantie d'État gratuite, le plafond asymétrique du CfD et la franchise de surcompensation.
2. **Sur l'analyse de marché** : que la Commission ne tienne pas le besoin pour établi sur la seule base de l'étude RTE *Futurs énergétiques 2050 (2021-2022)*, et qu'elle sollicite l'analyse actualisée de RTE attendue fin 2026, intégrant le scénario de demande dégradée.
3. **Sur la distorsion** : que la Commission examine l'effet cumulatif de l'aide, du statut privilégié conféré au parc synchrone pour les services système et de la prolongation du parc historique, au regard du risque d'éviction des capacités renouvelables concurrentes en France et dans les États membres voisins.
4. **Sur le calendrier** : que la Commission apprécie la proportionnalité de l'aide au regard du risque que les EPR2, mis en service entre 2038 et 2043 au plus tôt, arrivent trop tard pour la décarbonation et dans un marché européen durablement saturé d'énergies renouvelables plus compétitives.
5. **Sur la conformité au marché intérieur** : que la Commission vérifie la conformité du CfD à l'article 19d du Règlement (UE) 2024/1747, en particulier l'exigence de préservation des incitations de marché, mise en cause par le caractère « capability-based » du règlement, le plafond asymétrique et l'incertitude sur le prix de référence.
6. **Sur le coût d'opportunité** : que la Commission tienne compte de ce qu'à enveloppe publique comparable, les filières renouvelables, deux à trois fois moins chères au MWh, permettraient d'installer un volume de capacité bas-carbone très supérieur et immédiatement disponible.

Énergies Renouvelables Pour Tous se tient à la disposition de la Commission pour tout complément, et autorise la publication de la version publique des présentes observations.

Énergies Renouvelables Pour Tous
Juin 2026

Annexe — Sources et références

Conformément à la règle de travail d'*Énergies Renouvelables Pour Tous*, chaque donnée chiffrée des présentes observations est ancrée dans une source identifiable et vérifiable. Les liens ci-dessous renvoient aux documents utilisés ; ils sont également rappelés en notes de bas de page tout au long du texte.

1. Décision d'ouverture SA.119469 (JOUE C/2026/2619, 7 mai 2026) — https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=OJ:C_202602619
2. EDF — devis EPR2 72,8 Md€2020 (18 décembre 2025) — <https://www.connaissancedesenergies.org/afp/reacteurs-nucleaires-epr2-nouveau-surcout-pour-le-chantier-du-siecle-251218-0>
3. CRE — Coûts complets du nucléaire historique 2026-2028 (30 sept. 2025) — https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports_et_etudes/2025/Rapport_CRE_Couts_du_nucleaire.pdf
4. Cour des comptes — La filière EPR (14 janvier 2025) — <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/la-filiere-epr>
5. Énergies Renouvelables Pour Tous — Financement à taux zéro des EPR2 : 60-125 Md€ (mars 2025) — <https://enrpourtous.fr/nucleaire-le-financement-a-taux-zero-pour-la-construction-des-epr2-coutera-entre-60-et-125-milliards-de-subsidations-au-contribuable-francais/>
6. RTE — Bilan prévisionnel 2025-2035, principaux résultats (16 déc. 2025) — <https://assets.rte-france.com/prod/public/2025-12/2025-12-16-bilan-previsionnel-principaux-resultats-2025.pdf>
7. RTE — Réactualisation des Futurs énergétiques 2050 (avril 2026) — <https://assets.rte-france.com/prod/public/2026-04/RTE-Reactualisation-FE-2050-consultation-publique-2026-propositions-detaillees.pdf>
8. Le Grand Continent — Prix négatifs en Europe (4 janvier 2025) — <https://legrandcontinent.eu/fr/2025/01/04/en-europe-les-prix-negatifs-de-lelectricite/>
9. Euronews — Prix négatifs en Europe, T1 2026 (5 mai 2026) — <https://fr.euronews.com/2026/05/05/les-prix-de-lelectricite-deviennent-negatifs-en-europe-pourquoi-ce-nest-pas-une-bonne-nouv>
10. Stiewe et al. — Cross-border cannibalization (Energy Economics, 2025) — <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014098832500074X>
11. Gonzalez Aparicio et al. — Cannibalization & depredation (Energy Policy, 2022) — <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421522003111>
12. Bruegel — EU renewables value tracker — <https://www.bruegel.org/dataset/eu-renewables-value-tracker>
13. Usine Nouvelle — Report EPR2 Penly à 2038 (Conseil de politique nucléaire, 17 mars 2025) — <https://www.usinenouvelle.com/article/pas-d-epr2-en-service-a-penly-avant-2038.N2229049>
14. Reporterre — Aides d'État EPR2 dans le viseur de la Commission (mars 2026) — <https://reporterre.net/EPR2-les-aides-d-Etat-pour-EDF-dans-le-viseur-de-la-Commission-europeenne>

15. Revolution-Énergétique — EDF payé pour maintenir des réacteurs hors marché (15 avril 2026) — <https://www.revolution-energetique.com/actus/pourquoi-edf-va-etre-paye-pour-faire-tourner-ses-reacteurs-nucleaires-a-perde/>
16. CRE — Nouvelles règles services système tension (9 avril 2026) — <https://www.cre.fr/actualites/toute-lactualite/pour-renforcer-encore-la-maitrise-du-niveau-de-tension-sur-les-reseaux-electriques-la-cre-approuve-les-nouvelles-regles-service-systeme-tension-de-rte.html>
17. SFEN — ASNR et prolongation au-delà de 60 ans (janvier 2026) — <https://www.sfen.org/rqn/exploitation-a-long-terme-des-reacteurs-programme-charge-pour-lasnr/>
18. Sénat — Éclairer l'avenir : l'électricité aux horizons 2035 et 2050 (prolongation 80 ans) — <https://www.senat.fr/rap/r23-714-1/r23-714-154.html>
19. Cour des comptes — Coût de la filière électronucléaire (taux 4,5 %, janvier 2012) — https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/EzPublish/Rapport_thematique_filiere_electronuclaire.pdf
20. Agence France Trésor — taux OAT (~3,8 % à 10 ans, ~3,95 % sur maturités longues, mai 2026) — <https://www.aft.gouv.fr/fr>
21. Règlement (UE) 2024/1747 — réforme du marché de l'électricité (art. 19d, CfD) — <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2024/1747/oj>
22. Commission européenne — décision Hinkley Point C (SA.34947, 2014) et confirmation CJUE (C-594/18 P, 2020) — https://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=3_SA_34947
23. World Nuclear News — annulation par la CJUE de l'aide à Paks II (11 sept. 2025, C-59/23 P) — <https://www.world-nuclear-news.org/articles/european-court-annuls-ec-decision-to-approve-paks-ii-aid>
24. Commission européenne — approbation Dukovany (IP/24/2366, avril 2024) ; enquête approfondie (IP/25/3139, déc. 2025) — https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_24_2366
25. NucNet — enquête approfondie sur le financement du nucléaire polonais (mars 2024) — <https://www.nucnet.org/news/european-commission-opens-state-support-probe-into-first-nuclear-power-station-financing-plans-12-3-2024>
26. ADEME / Journal de l'éolien — LCOE et CAPEX des filières renouvelables (déc. 2024) — <https://www.journal-eolien.org/tout-sur-l-eolien/cout-de-production-de-l-electricite-eolienne-terrestre-2/>
27. RTE — Record d'exports nets d'électricité 2024 (89 TWh, détail par frontière) — <https://www.rte-france.com/actualites/france-battu-record-exports-nets-electricite-2024>
28. RTE — Actualisation des Futurs énergétiques 2050, consultation publique 2026 (document de questions et annexes : mix M0/M2/N1/N3/N4, scénario de décarbonation retardée) — <https://www.concerte.fr>
29. IEA — Batteries and Secure Energy Transitions (avril 2024) : -90 % de coût du lithium-ion depuis 2010, -40 % de coût de stockage possible d'ici 2030 — <https://www.iea.org/reports/batteries-and-secure-energy-transitions>

30. Les Républicains / B. Retailleau — programme énergétique recentré sur le nucléaire, abrogation du volet électricité de la PPE 3 (présenté le 7 mai 2026) — <https://www.gazdaujourdhui.fr/nucleaire-facture-souverainete-le-pari-radical-de-bruno-retailleau/>
31. SFEN — Programme EPR2 : plafond à 72,8 Md€ ; objectif de -30 % de coût unitaire entre première et dernière tranche (19 déc. 2025) — <https://www.sfen.org/rqn/programme-epr2-un-plafond-a-728-milliards-deuros-pour-les-six-premiers-reacteurs/>
32. Encyclopédie de l'énergie (B. Dessus, citant Y. Maignac) — coût historique du nucléaire français et absence d'effet d'apprentissage — <https://www.encyclopedie-energie.org/le-cout-de-production-de-lelectricite-dorigine-nucleaire-en-france/>
33. De Flamanville à Hinkley Point C — trajectoire des coûts et calendriers de l'EPR (Olkiluoto, Flamanville, HPC) — <https://www.michelalle.eu/nucleaire/de-flamanville-a-hinkley-point-c-cout-et-calendrier/>
34. RTE — Actualisation FE 2050, synthèse de la consultation (scénarios N1/N3/N4, capacités de nouveau nucléaire) — <https://assets.rte-france.com/prod/public/2026-04/RTE-Reactualisation-FE-2050-consultation-publique-2026-synthese.pdf>

Note méthodologique. Les chiffrages financiers (parties I et III) sont issus du modèle technico-économique d'Énergies Renouvelables Pour Tous, dont les paramètres reprennent les médianes des fourchettes du JOUE C/2026/2619 et la conversion €2020→€2026 par coefficient INSEE cumulé (1,1655). Les hypothèses de coût du capital de marché (≈ 9 %) sont étayées par le CMPC de 9,1 % retenu par la CRE pour le parc historique. Aucune donnée n'a été introduite sans source identifiable ; les formulations dépourvues de référence vérifiable relèvent explicitement de l'opinion ou de l'hypothèse de l'association.