

La PPE3 sera-t-elle ruineuse ? La vérité doit sortir du puits ... Ce que disent vraiment les chiffres

Combien de commissions parlementaires ? Combien d'alertes d'académies, ou de groupes d'experts ? Et toujours une valse de chiffres contradictoires assénés par des gouvernants ou leurs affidés des cabinets ministériels et autres autorités dites indépendantes: 35 milliards pour les uns, ou 50 pour les autres, toujours sans en définir le contour alors des analyses exhaustives citent des centaines de milliards ! Et tout ceci à seule fin de développer les capacités renouvelables intermittentes, solaire photovoltaïque et éolien principalement, largement importées. Jacques Prévert le disait fort bien : *« Les feuilles mortes se ramassent à la pelle, les souvenirs et les regrets aussi, et le vent du nord les emporte, dans la nuit froide de l'oubli »*.

Sur cette base de coûts cachés, d'approximations, d'oublis des dépenses passées ou futures, voire de manipulations, il y a un refus d'analyse des réalités, cruellement dévoilés par le mea culpa de Madame Van der Leyen et du Chancelier Merz, regrettant les politiques nucléaires européenne et allemande. Des textes majeurs, comme la troisième Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE3), se trouvent décrétés sans étude d'impact, sans vision réelle, ce que démontre le dernier rapport de la Cour des comptes du 17 mars 2026 sur les aides publiques aux énergies renouvelables. Notre ami Henri Wallard s'est penché dans son étude ci-dessous *« PPE3, ce que disent vraiment les chiffres »* sur des données publiques éparses, parfois révélées après publication de ce document clé qu'est la PPE3. Il en ressort une vision exhaustive des coûts de la politique poursuivie dans le cadre de cette PPE3.

Un petit rappel :

- En 2015, la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit de réduire à 50% la part de l'atome dans la production électrique d'ici à 2025.
- En 2016 la première PPE programme pour 2023 de 40 à 46,2 GW de capacités intermittentes et l'arrêt de l'équivalent de 14 réacteurs en 2025.
- En 2020, avec deux ans de retard, la deuxième PPE programme encore 46,8 GW de capacités intermittentes pour 2023, mais en reportant à 2035 l'arrêt de 12 réacteurs en plus de ceux de Fessenheim (décidé en 2019). Une paille !
- En 2026, avec un à deux ans de retard encore, la troisième PPE constate 42 GW de capacités intermittentes en 2023, mais le projet d'arrêt de réacteurs en 2035 est abandonné et un programme ambitieux de prolongation de la durée d'exploitation du parc nucléaire est décidé, ainsi que la construction de 6 à 14 réacteurs de forte puissance. Mais le gouvernement persiste à programmer 82,6 GW de capacités intermittentes en 2030, un « simple » doublement.

Est-ce justifié par une croissance de la consommation d'électricité ? Non, elle était de 475 TWh en 2018 et de seulement 451 TWh en 2025. Est-ce justifié par une production insuffisante ? Non, la France a produit 544 TWh en 2025 et n'en a consommé que 451. Mieux encore, sa production décarbonée s'est élevée à 516 TWh (95 %). Est-ce justifié économiquement ? Non car aujourd'hui le prix de l'électricité a augmenté depuis 15 ans et cette avalanche de nouveaux investissements devra aussi trouver payeur dans les prochaines décennies. Le Premier ministre a-t-il expliqué aux Français comment une production d'électricité annoncée à environ 60 €/MWh pouvait se retrouver à 287,2 €/kWh au premier semestre 2025 dans les factures des familles ? Courage, fuyons !

Or, Henri Wallard nous annonce des coûts échoués déjà très élevés pour les investissements des deux PPE passées, et largement amplifiés par les investissements programmés. Le gouvernement, contre toute logique, persiste à accroître considérablement la production d'électricité intermittente, largement destinée à une exportation à prix cassé. Mais la décroissance de notre industrie se poursuit et les miracles annoncés année après année restent bien modestes, que ce soit dans l'efficacité énergétique, l'électrification des usages, ou la voie hydrogène. Des intérêts très particuliers, assis sur des marges plus que confortables, bénéficient des yeux doux d'un gouvernement qui a oublié qu'aucun progrès n'est possible sans une gestion rigoureuse et, dans le monde futur, une électricité compétitive.

PPE3 : ce que disent vraiment les chiffres

Henri Wallard

Un sujet politique majeur

La **troisième programmation pluriannuelle de l'énergie — (PPE3) —** s'est imposée comme un sujet politique majeur, au point de devenir un enjeu de la prochaine élection présidentielle. Le 12 février 2026, le Premier ministre a annoncé l'adoption de cette nouvelle feuille de route énergétique par simple décret, alors qu'elle devait initialement faire l'objet d'une loi. Cette décision a immédiatement suscité de vives réactions politiques et deux motions de censure ont été déposées à l'Assemblée nationale, l'une par le Rassemblement National, l'autre par La France Insoumise. Au cœur de la controverse figure la question du coût réel de cette programmation. Le RN a largement mis en avant un chiffrage élevé et le chiffre symbolique de 300 milliards d'euros a cristallisé une polémique.

Le gouvernement a contesté ces montants au cours du débat parlementaire sans toutefois produire de son côté de synthèse officielle consolidée. L'État ne fournit aucun chiffrage étayé et se contente de contester des évaluations pourtant établies à partir des informations disséminées dans ses propres dossiers officiels. Le moment est venu d'éclairer cette importante question.

Dans le débat public, plusieurs montants ont circulé. En septembre 2025 la directrice générale d'Engie, Catherine MacGregor, a fustigé ce qu'elle appelle un « *n'importe quoi* » sur les énergies renouvelables et a brandi le chiffre de 50 milliards d'euros de soutiens, mais en ne prenant en compte que les soutiens directs aux **nouveaux** projets d'énergies renouvelables et sur une période de **dix ans**, avec des hypothèses dites de « **prix bas** » sans explication de ce terme. La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), sortant de son simple rôle de régulateur a voulu clarifier le débat en chiffrant également à 50 milliards d'euros les soutiens directs aux renouvelables mais cette fois jusqu'en 2060 et avec référence à un « **prix médian** » lui aussi non explicité. La CRE ajoutait une estimation des dépenses de réseaux électriques associé qu'elle chiffrait à 55 milliards d'euros jusqu'en 2040. Devant l'Assemblée nationale, le 25 février 2026 Premier ministre a affirmé que les chiffres avancés par le RN étaient « *inventés* », estimant que « **les soutiens publics aux énergies renouvelables sont pour un scénario médian de 30 à 50 milliards d'euros sur 35 ans** ». Il mentionne ensuite une cinquantaine de milliards d'euros pour les raccordements, relevant qu'ils seront en partie payés par les producteurs. Mais ce qui veut dire in fine dans les factures.

Aucune synthèse claire précisant le périmètre, la durée prise en compte et les hypothèses de prix n'a en réalité été produite par le gouvernement ni dans les débats parlementaires ni dans la communication autour de la parution du décret. Grâce à de nouvelles informations publiées depuis le 12 février il devient possible de lever le voile sur cette confusion. L'enjeu est trop important pour que le débat repose sur des estimations fragmentaires et peu compréhensibles comme la formulation obscure du Premier ministre. L'imprécision des annonces venues de l'exécutif, et les incohérences des communications des institutions de l'État laissent la porte ouverte aux évaluations les plus diverses. Il est donc urgent de retrouver la solidité des chiffres. La programmation énergétique engage des montants considérables, des choix industriels structurants et l'équilibre futur du système électrique français. Cet article propose de clarifier ce dont il est réellement question à la lumière des dernières informations révélées.

Une analyse prudente, fondée sur des hypothèses budgétaires réalistes et sur les scénarios les plus plausibles, conduit à examiner le coût du programme dans sa version **la plus crédible — et potentiellement la plus coûteuse**.

Et l'on verra que le chiffre souvent cité de **300 milliards d'euros** pourrait bien être... **sous-estimé**.

Des informations postérieures au décret éclairent le débat

Les interrogations autour du chiffrage obscur de la PPE3 ont été en partie levées après la publication du décret. Plusieurs rapports attendus n'ont en effet été rendus publics qu'a posteriori. L'évaluation de la précédente programmation — Programmation pluriannuelle de l'énergie, 2019-2028 PPE2 — n'a été mise en ligne que le 18 février alors que le document était daté du 15 janvier !

De même, un rapport d'EDF sur la modulation des réacteurs nucléaires, attendu depuis novembre 2025, a été diffusé quatre jours après le décret... mais amputé d'un chapitre par rapport à la version interne qui circulait au sein de l'entreprise. Cette suppression a d'autant plus surpris que plusieurs journalistes avaient eu accès à la version de travail. Or c'est précisément un chapitre consacré à l'évaluation économique qui a disparu dans la version publiée.

Le rapport de la mission Lévy-Tuot pour optimiser le soutien public aux énergies renouvelables, au stockage et aux flexibilités, importante pour évaluer la PPE3, est attendu fin mars.

Enfin, la CRE a publié le 26 février une délibération relative aux investissements de réseau de RTE, apportant de nouveaux éléments financiers au débat. Un rapport de la Cour des comptes a été également publié le 18 mars qui analyse les coûts historiques à partir de 2016 et prend aussi une projection future avec l'hypothèse de « **prix médian** ». De façon alarmante il fait état de **fraudes** et d'une **faiblesse de contrôle économique de l'Etat**.

Le gouvernement a aussi annoncé une clause de revoyure en 2027, laissant entendre que les orientations adoptées pourraient être réexaminées à cette échéance. Cette perspective entre pourtant en contradiction avec la nature même d'une politique énergétique, par définition inscrite dans le long terme. Et laisse dubitatif sur le sérieux et la solidité des annonces faites à grand renfort de communication.

Au total, l'annonce de la PPE3 apparaît à la fois hésitante et peu transparente sur le plan financier. Or le principal poste de dépenses est clairement identifié : le soutien public direct aux énergies renouvelables.

Le soutien financier aux énergies renouvelables

Depuis le début des années 2000, le déploiement des énergies renouvelables repose sur des mécanismes de soutien public. Leur principe est simple : l'État prend à sa charge le risque de marché.

En garantissant aux producteurs d'électricité renouvelable un prix d'achat fixé à l'avance, l'État les protège des fluctuations du marché. Lorsque les prix de marché sont faibles, la charge pour les finances publiques augmente. À l'inverse, elle ne diminue que si les prix de l'électricité deviennent très élevés. Autrement dit, la dépense publique ne baisse que dans un scénario où l'électricité devient plus chère pour les consommateurs.

Les installations éoliennes et photovoltaïques bénéficient ainsi, avant même leur construction, de contrats de soutien d'une durée de vingt ans, effectifs à partir de leur mise en service. Les décisions prises dans la PPE3 entre 2025 et 2035 créeront donc des engagements financiers qui pèseront jusqu'en 2060, comme l'a reconnu le Premier ministre.

- Pour le parc déjà installé, le montant total des soutiens publics cumulés atteignait 50 milliards d'euros fin 2025. Avec la crise énergétique de 2022, marquée par des prix de marché exceptionnellement élevés, les flux se sont inversés et 9 milliards d'euros ont été reversés à l'État. Le solde net reste donc de 41 milliards d'euros.
- Pour l'année 2026, la CRE estime le soutien public à 8,3 milliards d'euros. Environ 90 TWh de production, soit près de 20 % de la consommation française, bénéficient de ces mécanismes, soit 92 €/MWh. Les producteurs reçoivent un revenu garanti de 12,8 milliards d'euros, tandis que l'État ne récupère que 4,5 milliards via la revente de cette électricité sur le marché de gros. (source CRE)

Le phénomène de cannibalisation

La forte progression des énergies renouvelables, en France comme chez nos voisins, a fait apparaître un phénomène nouveau de **cannibalisation**, terme employé très officiellement par la CRE. Lors des épisodes venteux ou ensoleillés, les productions éoliennes et solaires augmentent simultanément sur une grande partie du continent. Face à une demande souvent atone, cet afflux d'électricité provoque une chute des prix instantanés, qui s'éloignent de plus en plus du prix spot moyen du marché.

La valorisation de l'électricité varie fortement selon les filières. Pour l'analyser, on utilise la notion de « **prix capté** », C'est pour chaque filière (nucléaire, solaire, éolien...) le « chiffre d'affaires » réel (en €) divisé par la quantité d'énergie vendue (en MWh). Le prix de l'électricité varie fortement au cours de la journée et selon les saisons. Le prix capté est un indicateur de la valeur de marché des différentes filières. Il mesure le prix auquel une filière vend réellement son électricité, compte tenu des heures où elle produit. Les énergies pilotables peuvent vendre à des moments où le prix est plus élevé, tandis que les non pilotables vendent quand elles peuvent. Ainsi plus il y a d'éoliennes ou de panneaux solaires, plus ils produisent ensemble et face à une demande atone ils vendent à un prix faible, voire négatif ! Le phénomène clé est que l'électricité d'origine solaire se dévalorise de plus en plus. La PPE3 va aggraver la situation car cette dégradation pèsera sur les finances publiques.

Le **taux de capture** compare ce prix capté au prix moyen du marché : un taux de 100 % signifie une valorisation au prix moyen. Les énergies pilotables obtiennent des taux supérieurs à 100 % : 138 % pour l'hydraulique de lac et 108 % pour le nucléaire en 2025. À l'inverse, les énergies renouvelables intermittentes captent des prix plus faibles : 90 % pour l'éolien et seulement 59 % pour le solaire, contre 68 % en 2024 et 86 % en 2023. Cette dégradation s'explique notamment par la forte progression du photovoltaïque, dont la production a augmenté de 25 % en 2025.

La baisse du prix capté renchérit mécaniquement le coût du soutien public. En 2025, le soutien au solaire a ainsi été réévalué de 2,8 à 3,7 milliards d'euros, soit une hausse de 33 %.(CRE).

Des hypothèses de prix déterminantes

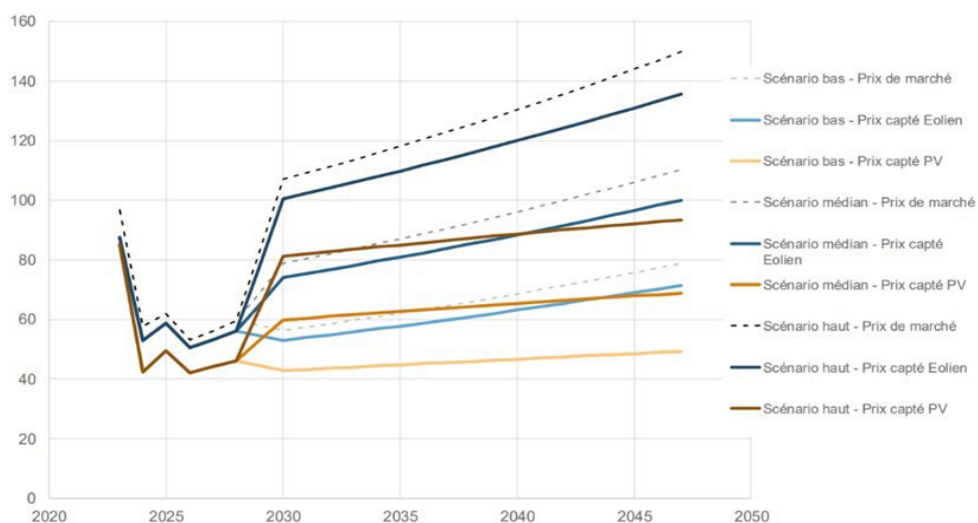
Pour estimer le coût futur des soutiens publics, il faut combiner plusieurs paramètres :

- le calendrier de déploiement des installations,
- les scénarios de prix de l'électricité,
- et l'évolution des taux de capture.

Les deux dernières hypothèses n'ont été précisées qu'après la publication de la PPE3, dans l'analyse de la CRE consacrée au bilan de la PPE2 (CRE 2026-01 du 5 janvier 2026 mais publié après publication du décret PPE3) . L'administration retient trois scénarios de prix: **bas, médian et haut**. (cf. figure ci-dessous). Tous présentent une forme similaire : un creux autour de **50 à 55 €/MWh**, correspondant aux prix observés en 2025 et aux prix à terme jusqu'en 2028, suivi d'une brusque remontée à partir de 2030. Les scénarios diffèrent ensuite à la fois sur le prix moyen du marché mais aussi sur les prix captés par les filières éoliennes et solaires, d'où la présence sur le graphique de trois fois trois courbes.t(

- Dans le scénario **bas**, le prix moyen atteindrait **57 €/MWh en 2030** et **62 €/MWh en 2035**.
- Dans le scénario **médian**, il monterait à **80 €/MWh puis 85 €/MWh**.
- Dans le scénario **haut**, il atteindrait **106 €/MWh puis 118 €/MWh**

Figure 23 : Scénarios de prix utilisés pour estimer les montants des aides octroyées dans le cadre des appels d'offres PPE2. Scénarios bas (clair), médian (normal), et haut (foncé) pour le prix de marché (gris) et les prix captés Eolien terrestre (bleu) et PV (orange).



Le scénario dit « **bas** », absent de la communication gouvernementale en février 2026 mais bien présent dans le dossier technique, repose sur des prix de l'électricité proches des niveaux actuels et cohérents avec un objectif de compétitivité. Il conduit, logiquement, à une estimation nettement plus élevée des coûts ce que manifestement le gouvernement voulait éviter de mettre en lumière.

Il conduit aux couts suivants : (cf. ci-dessous d'après la DGEC, organisme gouvernemental en charge de l'Energie et du Climat. cf. tableau annexé)

- 117,3 milliards € pour les **nouveaux projets** prévus par la PPE3
- 113,7 milliards € **déjà engagés** pour les programmes précédents
- = **231 milliards € d'engagements publics sur 35 ans**

Ce montant correspond aussi à une évaluation plus prudente de la charge future pour les finances publiques afin d'éviter le risque de mauvaises surprises pour l'État. A contrario la présentation gouvernementale du 12 février, fondée sur le scénario « **médian** », réduit artificiellement l'estimation des coûts futurs d'environ **89 milliards d'euros** (incluant les nouveaux programmes de la PPE3 et les capacités EnR déjà installées). Quant aux chiffres mentionnés par Sébastien Lecornu à l'Assemblée nationale ils ne mentionnaient que les couts liés aux seuls **nouveaux programmes** en scénario « **médian** » (**25,4 à 52,5 milliards d'euros** selon la puissance finale installée en 10 ans) sans prendre en compte le cout de soutien des programmes déjà installés (**89,4 milliards d'euros** (source DGEC).

On comprend l'intérêt du gouvernement de baser la communication sur le prix « **médian** », **hors coût des programmes déjà engagés avant la PPE3 (soit avant 2025), mais la simple honnêteté, la prudence et la nécessité de disposer d'une électricité compétitive demanderait plus de transparence.**

DOSSIER DE LA DGEC : 13 FEVRIER 2026

Chiffrage complet DGEC		Chiffres de S Lecornu Assemblée Nationale 25 février 2026	
Estimation des coûts de soutien entre 2025 et 2060 (Mde ²⁰²⁴)	Scénario de prix bas	Scénario de prix médian	Scénario de prix haut
Photovoltaïque	19,8 à 45,0	13,5 à 31,2	6,0 à 14,1
Éolien terrestre	15,3 à 21,3	4,2 à 5,8	-8,2 à -12,2
Éolien en mer	35,0	3,2	-36,5
Hydraulique	4,2	2,2	-0,2
Hydrolien	1	0,8	0,5
Biométhane	5,0 à 10,9	4,4 à 9,4	3,7 à 7,8
Total PPE 3	80,1 à 117,3	28,4 à 52,5	-34,7 à -26,5
Déjà engagé avant la PPE 3	113,7	89,4	59,5
Total	194,0 à 231,1	117,8 à 141,9	24,8 à 33,0

Le rôle des décotes liées aux taux de capture

Pour simuler les prix captés dans le futur par les filières éoliennes et solaires, qui sont comme nous l'avons vu plus haut sensiblement inférieurs au prix moyen du marché, la CRE applique pour ces deux filières un taux de « décote » par rapport aux prix moyens prévisionnels de chaque scénario. Cette décote permet une estimation du coût de soutien futur. La CRE applique un scénario d'augmentation progressive de la décote pour le solaire de 20 % en 2025 à 40 % en 2050, et de 5 % en 2025 à 10 % en 2050 pour l'éolien.

	Solaire	Eolien			
2025	20,0%	5,0%	2038	30,4%	7,6%
2026	20,8%	5,2%	2039	31,2%	7,8%
2027	21,6%	5,4%	2040	32,0%	8,0%
2028	22,4%	5,6%	2041	32,8%	8,2%
2029	23,2%	5,8%	2042	33,6%	8,4%
2030	24,0%	6,0%	2043	34,4%	8,6%
2031	24,8%	6,2%	2044	35,2%	8,8%
2032	25,6%	6,4%	2045	36,0%	9,0%
2033	26,4%	6,6%	2046	36,8%	9,2%
2034	27,2%	6,8%	2047	37,6%	9,4%
2035	28,0%	7,0%	2048	38,4%	9,6%
2036	28,8%	7,2%	2049	39,2%	9,8%
2037	29,6%	7,4%	2050	40,0%	10,0%

Décotes appliquées afin de simuler les prix captés par les filières solaire et éolienne à terre

Mais en réalité les niveaux de décote prévus pour ces deux filières en 2050 **sont déjà atteints en 2025**. Du coup le prix capté du solaire pris en compte dans le scénario « **médian** », mais également dans le scénario « **bas** », apparaît surestimé, ce qui fait courir un risque supplémentaire de minimisation artificielle des charges publiques. Compte tenu de l'état des finances publiques, on appréciera le choix affiché.

Ainsi alors que le prix capté du solaire en 2025 a été de 35,87 €/MWh, la CRE retient dans le scénario « **médian** » 60 €/MWh en 2030 et 62 €/MWh en 2035 et respectivement 44 €/MWh et 46 €/MWh dans le scénario « **bas** ». Cette surestimation potentielle des prix captés pourrait conduire à une sous-estimation des charges d'environ **20 milliards d'euros** en appliquant une règle proportionnelle au scénario « **bas** ». Sachant que la réévaluation de 2025 pour baisse des prix captés des EnR a représenté à elle seule **2 milliards d'euros** (CRE) cette estimation approximative du risque latent ne paraît en rien déraisonnable.

Le scénario « **bas** » est le plus cohérent avec les prix actuels mais aussi le plus prudent pour l'estimation des charges futures de l'État et éviter l'apparition de charges budgétaires non anticipées. Il peut même être légèrement sous-estimé en raison d'une approche trop optimiste de la décote de marché des EnR. Dans un souci de prudence pour les finances publiques c'est celui que devaient retenir la Cour des comptes ou la Direction du Trésor au lieu de refléter de façon complaisante le scénario risqué mis en avant par le gouvernement.

C'est pourquoi parmi les trois calculs présentés par l'administration elle-même c'est bien le chiffre de 231 milliards qui devrait être retenu.

Les couts de réseau

Absents de la communication gouvernementale le 12 février ces couts sont bien réels et, comme indiqué plus haut, la CRE les a chiffrés dans sa communication de septembre 2025 à **55 milliards d'euros** jusqu'en 2040. Là encore une nouvelle délibération de la CRE diffusée le...23 février 2026 ajoute **11 milliards d'euros supplémentaires** après 2040. Le total passe donc à **66 milliards d'euros**. Il s'agit probablement d'une estimation basse, car d'autres investissements seront nécessaires, notamment pour gérer les congestions locales liées à la multiplication de sources de production disséminées, ou encore pour renforcer les dispositifs de stabilisation du réseau. Par souci de rigueur, nous retiendrons néanmoins ce chiffre plancher de **66 milliards d'euros** liés aux énergies renouvelables, même si plusieurs observateurs estiment qu'il est sous-évalué.

Les couts systèmes

Les sources officielles nous permettent donc déjà de chiffrer de façon réaliste les couts futurs au **moins autour de 300 milliards d'euros (231 + 65 milliards d'euros) sur la période 2025-2060** en combinant les programmes futurs et ceux déjà engagés et une version basse des couts réseaux.

Mais dans l'idéal il faudrait analyser l'ensemble des couts systèmes. Ainsi face à une capacité de production durablement supérieure à la consommation il est de plus en plus demandé à EDF de réduire la production des réacteurs nucléaires. C'est pourquoi EDF a engagé en 2025 un exercice d'évaluation technique mais aussi financière de l'impact de cette modulation. Dans son rapport public après l'annonce de la PPE3 EDF écrit : « **En résulte, en 2024, un volume de modulation particulièrement important de près de 31 TWh, consécutif à une augmentation de la fréquence et de la durée des périodes d'absence de débouchés économiques** » et ajoute que « **cette modulation a encore augmenté de 10 % en 2025 et va s'accroître à l'avenir.** » EDF souligne que la façon dont les volumes varient au cours de la journée de modulation s'est « profondément transformée car « **le parc est dorénavant sollicité pour baisser sa production sur deux périodes de la journée** ». Ce changement majeur s'effectue dans le respect des règles de sûreté mais a de nombreuses implications : gestion du combustible et des effluents, maintenance, fatigue accrue des équipements avals du réacteur, gestion des équipes.

Mais EDF s'était aussi engagée dans une évaluation plus large qui a été retirée du rapport public mais a largement fuité. En effet . Le chapitre « **Impact économique d'un développement soutenu de l'offre d'électricité renouvelable dans un contexte de demande électrique atone et leviers sur l'équilibre offre-demande** » a disparu au moment de la publication. EDF y a étudié des scénarios de l'orange au violet avec des variantes selon l'évolution de la consommation en France mais aussi en Europe et en intégrant l'impact des investissements des ENR en Allemagne avec un scénario « **rouge** » correspondant au déploiement de 215 GW de solaire en Allemagne en 2030.

Selon les scénarios étudiés, le niveau de modulation pourrait atteindre plus de **80 TWh** par an, soit le double du niveau de référence mentionné dans la PPE. Celle-ci retient en effet une production nucléaire de 380 TWh pour un « productible » estimé à 420 TWh, soit environ 40 TWh d'écart. Ces analyses mettent donc en évidence un risque significatif de "bridage" de la production électronucléaire, qui pourrait se traduire, à terme, par une diminution de la production d'EDF.

RTE pour sa part présente l'évolution prévisible en Europe des capacités installées dans son bilan prévisionnel 2035. On voit apparaître environ 1200 GW intermittents en 2030 dans le scénario de référence et 1600 GW en 2035, ce qui montre l'énormité des moyens nécessaires pour pallier l'intermittence, sans évaluation de la part de la Commission européenne.

A ces inquiétudes s'ajoute la menace d'une politique européenne dévastatrice vis-à-vis du nouveau nucléaire industriel, et des EPR2 en conséquence, avec trois exigences disproportionnées explicitement mentionnées dans la décision de la Commission pour le financement du projet nucléaire polonais (décembre 2025) :

- *the power plant is remunerated for its availability to generate electricity rather than for its electricity output, to avoids displacing renewable generation.*
- *At least 70% of the plant's annual electricity output will be sold on the open power exchange - covering day ahead, intraday and futures markets - throughout the lifetime of the power plant.*
- *The period of the CfD is reduced from 60 to 40 years.*

Plus inquiétant encore le rapport interne EDF indiquait que la forte expansion de l'offre ENR **«... face à une demande atone engendrerait des risques économiques majeurs pour la collectivité française.** » Ces alertes suivaient les avertissements déjà formulés tant par l'Académie des Sciences que par le Haut-Commissaire à l'Energie atomique.

Finalement les couts système ne sont donc pas versés au débat public, de même que les coûts liés aux contraintes de maintenance et d'exploitation supportés par EDF. EDF écrivait ***pourtant «il est pertinent de s'intéresser au cout total du système électrique français. Celui-ci englobe à la fois les couts d'investissement et les dépenses d'exploitation dans les moyens de production et le réseau en France, ainsi que la valorisation de la balance commerciale des échanges avec les pays voisins ».***

EDF relevait comme de nombreux observateurs qu'il faut intégrer à la fois les coûts pour les contribuables, comme pour le soutien de l'État aux EnR, mais aussi pour les consommateurs avec les couts répercutés via les factures comme les couts réseaux. Enfin les couts supportés par EDF se répercutent in fine sur l'État via une réduction du résultat économique pesant sur les besoins financiers d'EDF et les dividendes versés à l'État.

Conclusion

Le chiffrage des couts de la PPE a donné lieu à une polémique. Mais une analyse réaliste des scénarios figurant dans les documents officiels montre qu'un cout de 300 milliards d'euros sur la période 2025-2060 en conséquence des investissements de production EnR passés et prévus jusqu'en 2035 est tout à fait plausible. Voire sous-estimé en l'absence de chiffrage des couts induits pour EDF.

En retenant un scénario **« médian »**, qui comme le montre la CRE (évaluation de la PPE2) est en fait une hausse du prix de l'électricité de 60 % entre 2025 et 2030, le gouvernement sous-estime délibérément les charges publiques affichées sans justification.

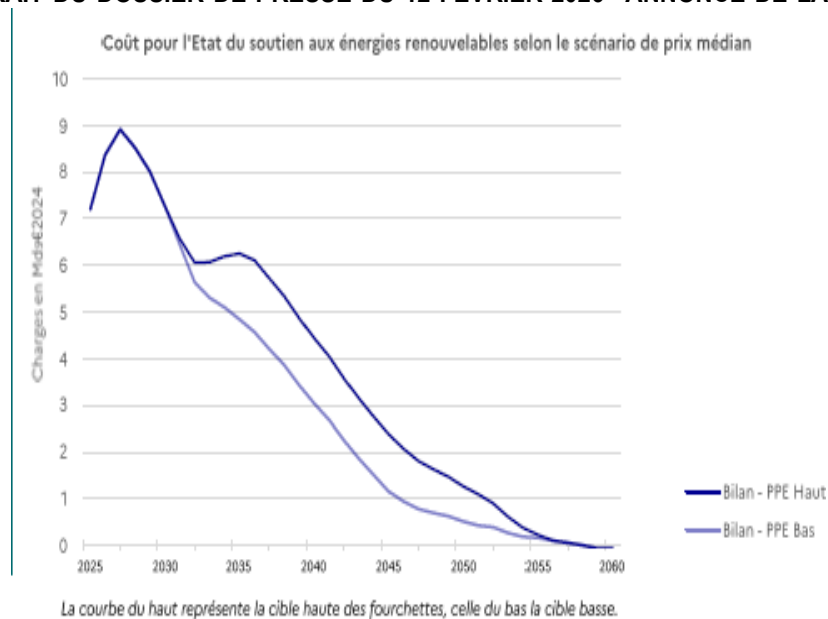
L'absence d'une véritable étude d'impact et d'un chiffrage consolidé solide ne peut qu'alimenter la confusion sur un sujet pourtant central pour l'avenir énergétique et industriel du pays. Tout se passe comme si l'annonce de la PPE3 n'avait que pour objet de permettre le lancement immédiat d'appels d'offres pour rajouter des capacités, en particulier pour de nouveaux parcs éoliens marin et du solaire photovoltaïque, et accroître l'engagement financier déjà majeur de l'État. D'ailleurs, dès le 13 février, Roland Lescure annonçait un volume cible d'appels d'offres de 2,9 GW, précisant que le lancement d'un premier appel d'offres photovoltaïque "Grands Bâtiments" de 300 MW interviendrait « dès la semaine prochaine » (sic).

Il est effarant de constater que ni analyse de besoin, ni analyse d'impact ne sont à l'ordre du jour. Dans ces conditions, la clause de revoyure de 2027 devrait être bien davantage qu'un simple ajustement: elle devra permettre une réévaluation complète de la stratégie énergétique française.

ANNEXES ET REFERENCES

En incluant l'ensemble des énergies renouvelables, les projections de coût pour l'État, dans un scénario de prix médian, sont en baisse tendancielle et permettent une réduction d'environ 50 % en 2040. Comme l'illustre le graphique ci-dessous, une grande partie de la charge des prochaines années est liée aux contrats déjà passés.

EXTRAIT DU DOSSIER DE PRESSE DU 12 FEVRIER 2026 - ANNONCE DE LA PPE3



REFERENCES

- DGEC- PPE3-document de présentation février 2026
- CRE. Délibération N°2025-180 du 10 juillet 2025
- CRE. Rapport 2026-01 Daté du 15 janvier 2026. Mis en ligne le 18 février 2026
- Rapport EDF « ETUDES SUR LA MODULATION » 16 février 2026
- Dossier de Presse PPE3 12 février 2026
- Délibération de la CRE 2026-22 du 20 février 2022.SDDR RTE
- Les enjeux économiques du soutien aux énergies renouvelables électriques. Direction du Trésor. 12 février 2026
- Cour des comptes : Les enjeux économiques du soutien aux énergies renouvelables électriques. 18 mars 2026