



Paris, le 11 avril 2026

Les associations soussignées à :

Monsieur SÉBASTIEN LECORNU

Premier ministre

Monsieur ROLAND LESCURE

ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle, énergétique et numérique,

Madame MONIQUE BARBUT

ministre de la transition écologique, de la biodiversité et des négociations internationales sur le climat et la nature,

Monsieur PHILIPPE TABAROT

ministre des transports

Madame MAUD BREGEON

ministre de l'énergie

LRAR

Objet : Recours gracieux contre le décret n° 2026-76 du 12 février 2026, et proposition d'amendement de la PPE3 pour la rendre plus efficiente et faire baisser le prix de l'électricité.

Monsieur le Premier Ministre,

Vous avez publié le 13 février 2026 le décret N° 2026-76 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE3) en indiquant que votre objectif était de faire baisser le prix de l'électricité en France.

Nous souscrivons totalement à cet objectif après 15 ans d'inflation du prix de l'électricité, doublant celui payé par les consommateurs et triplant le coût complet pour les Français (*facture et fiscalité associée et budget général de l'Etat, notamment par les coûts de réseau non répercutés dans le TURPE*).

Après avoir suivi votre intervention du 12 février 2026 à Vouglans et celles des industriels présents, puis analysé en détail les 230 pages de la PPE3 et les centaines de pages des annexes, nous sommes arrivés à la conclusion que 8 amendements significatifs du texte permettraient :

- d'une part, de rendre plus efficiente la PPE3 et ainsi faire baisser le prix de l'électricité,
- d'autre part, de donner de la visibilité aux industriels pour construire, sur des bases réalistes et solides, une filière énergétique intégrée, globale et pérenne garantissant une priorité d'emploi en France,
- ceci dans le respect des objectifs initiaux que vous aviez fixés : **compétitivité, indépendance énergétique, sécurité d'approvisionnement et décarbonation.**

Vous trouverez ci-dessous ces 8 propositions :

1. Développer et se donner les moyens d'accélérer la sobriété énergétique électrique.

Cet objectif de sobriété est clairement partagé par les Français qui la mettent en œuvre depuis des décennies, conduisant à la baisse puis la stabilité de la consommation électrique autour de **450 TWh**, confirmée au 1^{er} trimestre 2026. Il est également consensuel dans tous les rangs de l'Assemblée nationale et du Sénat.

Cet objectif est bien identifié au tout début du texte (page 40 à 46), mais il n'est pas décliné sous la forme d'une trajectoire précise pour les prochaines décennies, ni même pour la période 2025-2035. Il n'est pas non plus détaillé selon ses quatre grands secteurs d'application : **le résidentiel, le tertiaire, les transports et l'industrie.**

Pour le résidentiel et le tertiaire où le potentiel de décarbonation est de 260 TWh (fuel, gaz, charbon), nous partageons totalement les propositions du Comité stratégique de filière « **Industrie pour la construction** ». Mais s'il dispose de 1,5 million d'emplois, seulement 140 000 sont consacrés à l'isolation et au chauffage.

Le principal frein à ce développement vient :

- d'une part, de l'absence d'approche systémique et intégrée amont/aval au sein de la filière, notamment pour les pompes à chaleur ;
- d'autre part, du manque de simplicité et de visibilité des aides pour accompagner les ménages et le tertiaire.

Il est possible de doubler le nombre d'emplois dans ce secteur plutôt que de pousser quelques milliers d'emplois sur une filière comme l'éolien en mer, très fragile en raison de son coût complet de près de 400€/MWh et de sa dépendance aux importations, notamment de Chine.

Un effort de sobriété dans les secteurs résidentiel et tertiaire permettrait également de réduire une fragilité spécifique à la France. Près de 30 % des logements y sont chauffés à l'électricité par effet Joule. Cette situation résulte des politiques menées entre les années 1970 et 2000 pour valoriser le surplus d'électricité du programme nucléaire. En Allemagne, cette part n'est que d'environ 10 %.

C'est la principale et quasiment unique fragilité française pour gérer la pointe en cas de grand froid (ex : *1^{ère} quinzaine de décembre 2022 et encore en janvier 2026*), ce qui a conduit à importer de l'électricité d'origine fossile provenant d'Allemagne, du Royaume-Uni, de Suisse et d'Italie.

La taxation à 5% au lieu de 20% des pompes à chaleur air/air (PAC R/R) et un plan intégré de l'aval de la filière nous semblent des mesures hautement souhaitables et efficaces.

Pour l'industrie, le potentiel de décarbonation (*équivalent à la moitié du résidentiel et du tertiaire*) est freiné par les coûts facturés de l'électricité, beaucoup trop élevés pour pouvoir garantir la compétitivité des entreprises.

Pour la mobilité, le potentiel de décarbonation est bridé par 3 contraintes : les prix des véhicules, les contraintes éventuelles de mobilité liées aux recharges et le transport des marchandises. Le réalisme est essentiel pour cette activité économique qui a été fragilisée par les objectifs irréalistes de la Commission européenne. Faut-il rappeler que la Commission a fragilisé depuis 30 ans l'ensemble de l'économie européenne en fixant pour la France, sans étude d'impact, des objectifs irréalistes et dangereux en termes de développement de l'éolien et du solaire alors que bien d'autres énergies renouvelables décarbonées permettent d'atteindre des objectifs plus rapides et plus réalistes de décarbonation ?

Synthèse : proposition 1

Un plan massif de réduction des consommations énergétiques primaires : isolation, déploiement des pompes à chaleur, de la chaleur renouvelable et récupérable devrait être affiché de façon beaucoup plus précise dans les territoires et dans la durée pour le résidentiel et le tertiaire. Une approche systémique Amont/Aval permettra aux territoires de mutualiser et d'industrialiser ces process grâce à l'efficacité des équipements et la sobriété des comportements.

2. Diminuer le prix de l'électricité pour les ménages et les entreprises.

Cet objectif n'apparaît qu'en section 6 de la PPE3 en une dizaine de pages, alors que c'est l'objectif prioritaire que nous partageons et qui devrait être la première grille de lecture de tous les thèmes des sections 3, 4 et 5. Les travaux en cours de RTE sur le coût LCOE doivent permettre d'indiquer le coût complet de chaque solution énergétique incluant les coûts réseaux (*raccordement, flexibilité, stabilité, back-up*), les coûts de soutien et les externalités positives et négatives (*incluant par exemple les pertes économiques d'EDF liées aux prix négatifs, à l'effacement et à la modulation des réacteurs nucléaires*).

C'est dans cet esprit que nous avons remis, début février 2026, des propositions à la mission Lévy-Tuot (voir Annexe1) en ne retenant que les solutions dont le LCOE (hors risque, marge et coût du capital) est inférieur à 50€₂₀₂₅/MWh et que nous détaillons dans les points suivants.

Synthèse : proposition 2

Pour diminuer le prix de l'électricité et planifier de façon raisonnée et économique la transition énergétique pour notre pays, il est urgent d'établir le coût complet de chaque énergie (voir aussi les propositions 6 et 7 ci-après) comme l'ont demandé les sénateurs en juillet 2025 lors de l'examen de la PPL Gremillet pour orienter les soutiens vers les filières les plus efficaces économiquement, socialement, et environnementalement.

3. Décarboner par les énergies non-électriques : le plus rapide et le plus souverain.

Cette thématique abordée pour la première fois en début de la section 3 (*pages 68 à 88*) ne met pas en évidence l'intérêt fondamental de ces solutions : une décarbonation rapide des usages de la chaleur et de la mobilité (*cf proposition 1*) et son fort ancrage territorial.

Ayant été évaluées en 2024 par RETM dans une cinquantaine de départements français, ces solutions (géothermie de surfaces, pompes à chaleur, bioénergies, solaire thermique, PV en grande toiture de moins de 1MWc en autoconsommation collective) représentent un potentiel de plus de **500 TWh en 2050** et pourraient conduire à un niveau de plus de 80% d'indépendance énergétique (58% en 2024).

Les maires ont clairement exprimé ces préférences lors de la consultation sur les zones d'accélération d'énergies renouvelables en les plébiscitant à 48%, et seulement à 1% pour l'éolien terrestre et 3% pour le solaire au sol. Ces attentes doivent être écoutées et soutenues, car les collectivités ont un rôle essentiel à jouer pour le développement des énergies renouvelables qui sont des énergies locales.

Il serait plus efficace de structurer des moyens à cette échelle, au lieu de mettre en place des référents au sein des organes de l'Etat ou de l'ADEME.

Des propositions ont été faites en septembre 2025, lors du Congrès des Maires ruraux à Poitiers, de créer des guichets uniques pour les énergies thermiques renouvelables au sein des syndicats départementaux de l'énergie (SDE).

Elles permettraient de capitaliser dans la durée sur les compétences et organiser leur développement. Ce serait un accélérateur puissant pour la décarbonation des territoires. L'Etat a un rôle à jouer pour flécher les budgets de la transition énergétique, que ce soit avec les Territoires d'industrie ou avec des budgets de quelques millions d'euros à mettre en place dans chaque département pour ces guichets uniques.

La pertinence de ces budgets publics est sans comparaison avec les milliards d'euros dépensés chaque année pour subventionner des producteurs qui ne font qu'accroître la surproduction électrique française, conduisant à effacer de plus en plus souvent le nucléaire, l'éolien et le solaire.

Synthèse : proposition 3

La mise en place de guichets uniques pour les énergies non-électriques à l'échelle départementale est un préalable à la transition énergétique et à la réindustrialisation des territoires pour s'affranchir des subventions des promoteurs éoliens et solaires qui les entraînent dans une situation de dépendance néfaste pour eux et pour le mix énergétique français depuis des décennies. L'Etat doit leur redonner la main.

4. Frein sur les Energies électriques intermittentes

La partie de la section 4 de la PPE3, et notamment les pages 94 à 109, constitue très probablement **l'incohérence la plus grave de la PPE3** puisque l'affirmation d'un frein des énergies électriques intermittentes est contredite par les chiffres de la PPE3 : celle-ci propose de tripler le volume de ces énergies en 10 ans d'ici 2035 par rapport au niveau déjà excessif de fin 2025. On a pu constater les impacts négatifs de plus en plus évidents sur le coût complet de l'électricité et sur notre système électrique.

Nous avons adopté ce discours de vérité dans notre contribution à la mission Lévy-Tuot, plutôt que de tomber dans l'opposition « nucléaire/EnR » qui clive la France depuis 30 ans, et qui entraîne nombre d'intervenants à prendre des positions politiques irrationnelles.

Nous avons exercé notre droit d'alerte fin août 2025 avec votre prédécesseur après l'avoir rencontré brièvement lors de l'inauguration de la Foire de Châlons-en-Champagne (*Voir Annexe2*).

Le constat d'un surcoût d'environ **190 €/MWh en 2025 et de 210€/MWh en 2026** pour les énergies solaires et éoliennes apparaît lorsqu'on prend en compte les coûts de CSPE évalués en juillet 2025 par la CRE, les coûts de réseau associés et les pertes de revenu liées aux prix négatifs et à l'effacement des réacteurs nucléaires. Les prix d'exportation bas pour EDF suffit à éclairer un débat faussé par les positions politiques évoquées ci-dessus (*voir Annexe 2*).

Ce surcoût ne pourra qu'augmenter durant les prochaines années avec les surproductions additionnelles de 60 TWh (2030) et 122/166 TWh (2035) générées par les nouvelles capacités éoliennes et solaires prévues dans la PPE3.

Au-delà de ce constat alarmant, nos propositions à la mission Lévy-Tuot vont plus loin puisqu'elles visent à éradiquer **la raison majeure de ces surcoûts, c'est à dire la surproduction française électrique actuelle de plus de 20% par rapport à nos besoins, au lieu de l'augmenter avec les propositions de la PPE3.**

Il n'y a que 2 solutions pour réduire la surproduction :

- a) Augmenter la consommation électrique,
- b) Baisser la production électrique.

La première a été tentée depuis plus de 10 ans par les différents gouvernements et s'est heurtée à la réalité économique, à l'amélioration de performance des équipements et aux efforts de sobriété de tous les Français encouragés par le prix très élevé de l'électricité.

Les nouveaux usages (Data center, mobilité électrique) sont chaque année en volume inférieurs aux effets de l'efficacité énergétique et le seront encore longtemps en raison du potentiel très important d'économie énergétique avec l'isolation et les pompes à chaleur. RTE en a fait le constat mi-décembre dans son BP 2025-2035 sans que la PPE3 n'en tienne compte, ce qui est assez étonnant, comme pour les alertes d'EDF sur la modulation des réacteurs nucléaires.



La seconde solution, retenue dans le monde entier par tout industriel en situation de surproduction, est de réduire la production électrique, surtout celle par des moyens qui sont les plus chers et non-pilotables. C'est la proposition que nous avons transmise à la mission Lévy-Tuot.

Nous tenons à dénoncer les annonces du 2 avril 2026 faites par le ministre de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle, énergétique sur le lancement de futurs appels d'offre, qui sont contradictoires avec les objectifs de maîtrise du coût complet de l'électricité.

Cette précipitation est d'autant plus surprenante que, d'une part vous avez reçu ultérieurement le rapport d'EDF sur la modulation des réacteurs nucléaires, que d'autre part vous venez de recevoir les conclusions de la mission que vous avez confié à MM Jean-Bernard Levy et Thierry Tuot sur les problématiques économiques des Energies électriques intermittentes, et qu'enfin vous attendez, pour fin 2026, la révision des Futurs énergétiques 2050 engagée en juillet 2025 par RTE pour optimiser le coût complet de notre mix énergétique, garantir l'efficacité technique et économique de notre réseau, renforcer la robustesse de notre système électrique en France et au sein de l'Europe, et surtout réduire notre dépendance aux énergies fossiles.

Synthèse : proposition 4

Notre recommandation est de freiner puis de réduire les énergies électriques intermittentes dans le mix électrique français, et donc de suspendre jusqu'à fin 2026 les projets d'appel d'offre annoncés le 2 avril 2026 car ils constituent un risque technique et économique sérieux, et de plus vital pour le système électrique en France, ce qui n'est pas le cas de nos voisins qu'il est dangereux de copier.

5. Territorialisation de la PPE3

L'enjeu territorial de la transition énergétique n'est abordé que dans les 4 dernières pages de la PPE3, alors que les 14 types d'énergies renouvelables développées en France sont d'abord des énergies locales.

Au contraire, un partenariat entre l'Etat et les collectivités est nécessaire pour réussir la transition énergétique. Il devrait être un des points de départ de toute réflexion de programmation pluriannuelle de l'Energie en France.

Les tentatives effectuées avec les Comités Régionaux de l'Energie ont été un échec car fondées sur une approche « Top-down » et non « Bottom-up » et sans information préalable et objective des 35 000 maires. Ensuite la méthode de désignation des zones d'accélération avec des injonctions permanentes variables et répétées des préfets a conduit à un phénomène d'incompréhension, de lassitude voire de rejet.

Elle n'a eu qu'un résultat c'est de donner encore plus la possibilité aux promoteurs de faire leur marché comme si la France était à vendre (*aucune limite dans leur agressivité vis-à-vis des collectivités et explosion des projets*), ou à acheter (*subventions aux collectivités et aux agriculteurs*) suivant le point de vue...

Les territoires sont en effet confrontés depuis 2021 (*réduction de l'IFER des champs solaires*) à une explosion de projets d'énergies électriques intermittentes :

Les 55 GW déjà « dans les tuyaux », soit 120% de tout ce qui est déjà installé, ne peuvent que contribuer à faire exploser encore plus le coût complet de l'électricité - l'inverse de l'objectif de la PPE3 ! - et à fragiliser notre socle de production d'électricité pilotable, disponible et prévisible comme l'a rappelé Mr Nicolas de WARREN, Président de l'UNIDEN, le 12 février 2026 à Vouglans.

Face à cette alerte exprimée publiquement le 25 novembre 2025 lors d'un colloque sur l'Energie au Conseil d'Etat, les réponses entendues « *Ne vous inquiétez pas, ces projets n'auront pas de prix garantis*



ou de contrat pour différence, et donc ne se réaliseront pas » sont méprisantes pour les territoires, inacceptables et scandaleuses d'un point de vue économique et démocratique.

Elles sont très loin des réalités du terrain où les préfets continuent massivement, par instructions politiques et idéologiques, à mettre ces projets à l'enquête et signer les arrêtés pour leur réalisation, dans la totale inconscience ou ignorance assumée des impacts sur le coût complet de l'électricité ou sur le système énergétique français.

Il est urgent que cette situation incohérente cesse rapidement si l'on veut que les Français aient confiance dans la démocratie en France.

Les enjeux sont importants pour tous les Français qui se battent au quotidien pour protéger leurs patrimoines naturel, culturel, historique et mémoriel, leur environnement et cadre de vie, et qui commencent à comprendre l'impact de ces énergies sur le coût de l'électricité et celui de notre système énergétique, donc directement sur leur coût de la vie.

Il est souhaitable de réinterroger les territoires sur leurs attentes réelles parmi les 14 types d'énergies renouvelables, comme les premiers résultats IGN/CEREMA présentées en avril 2025 l'ont indiqué (voir point 3) et non celles qui leur ont été « suggérées » par les promoteurs éoliens et solaires depuis des décennies.

Synthèse : proposition 5

Redonner aux territoires la maîtrise de leur transition énergétique et de leur développement industriel dans le respect de leur bien commun, de leur patrimoine et de leur cadre de vie sera la clé d'une transition énergétique réussie.

Multiplier par 3 la capacité installée d'éolien et de solaire en 10 ans reviendrait à sacrifier le bien commun de tous les Français, à doubler le coût complet de l'électricité pour la prochaine décennie, alors qu'il a déjà doublé lors de dernière décennie.

6. Prise en compte du coût complet de toutes les énergies pour éviter de prolonger le gaspillage d'argent public

Dans sa sagesse, le Sénat, à la quasi-unanimité, a adopté la modification du Code de l'Energie en remplaçant le terme «**coût de production**» incomplet et ambigu par le terme «**coût complet**» qui aurait pu aussi être défini plus précisément pour éviter les interprétations multiples depuis plus de 6 mois.

Le coût complet c'est tout ce que les Français paient directement ou indirectement pour avoir leur électricité derrière leur compteur individuel : Le coût de production et d'exploitation des opérateurs (LCOE), les coûts de raccordement du réseau, les coûts de flexibilité (variation de la demande), de stabilité (fréquence et tension... avec les conséquences constatées lors du blackout Espagnol), les coûts de soutien (subventions des promoteurs), les externalités positives et négatives (pertes de revenu d'EDF, impacts sur la valeur foncière des biens, le cadre vie-santé, atteinte aux patrimoines-tourisme, emplois-locaux non délocalisables ou VA étrangère,.....)

De plus la Direction du Trésor, la Direction des entreprises, les services statistiques du ministère de l'Écologie et les services du Haut-Commissariat à la Stratégie et au Plan savent très bien ce qui doit être compté, car « *pour bien compter il faut tout compter* », comme aimait à le rappeler Claude Martinand, ancien Vice-Président du CGEDD.

Ces règles sont définies depuis 2012 pour évaluer les investissements publics de l'Etat et l'obligation de leur prise en compte a été fixée dans la loi de Finances du 31 décembre 2012 pour les prochaines décennies.

Cette méthode est garante du bon usage des fonds publics et l'Allemagne a pu douloureusement s'en rendre compte après l'échec de l'*Energiewende*, résultat d'un compromis politique sans aucune base rationnelle et économique

Une PPE qui n'est pas fondée sur des **bases stables en coût complet** est fondée sur du sable.

Synthèse : proposition 6

La reprise de la PPE3 sur les bases en cours d'élaboration dans le cadre de révision des FE 2050 de RTE avec des calculs en coût complet et un bilan socio-économique en coût complet est indispensable. Aucun appel d'offre ne devra être lancé avant, sauf à creuser les inégalités sociales en France par l'inéluctable inflation du coût de l'électricité que ces AO génèreraient.

7. Un bilan socio-économique des différents scénarios est nécessaire pour disposer d'une base rationnelle pour un choix économique et non idéologique.

L'absence de bilan socio-économique préalable à la publication de la PPE3 est une fragilité économique et juridique majeure. Car tout investissement public doit maximiser le bénéfice net actualisé par euro public investi, et donc comparer avec un seul critère : celui de l'efficacité de l'investissement de l'argent public, sans s'occuper de la couleur des électrons dès lors qu'ils contribuent effectivement à la compétitivité de la France, à sa souveraineté énergétique et à la décarbonation des usages. Il faut comparer avec ce référentiel public les différents mix énergétiques plutôt que de les opposer.

Les règles et les travaux du Haut-Commissariat à la Stratégie et au Plan réalisés depuis 2012 fournissent le cadre garanti pour réaliser cette évaluation réclamée par les Français et tous les bancs de l'Assemblée et du Sénat. De plus, cette évaluation effacera tous les clivages « nucléaire/EnR » qui ont retardé les décisions d'investissement et empoisonné la vie politique française depuis près de 30 ans.

Synthèse : proposition 7

L'évaluation socio-économique doit être engagée dès maintenant pour garantir fin 2026 une revoyure durable de la Programmation pluriannuelle de l'Energie et offrir un cap clair aux industriels sans attendre un nouvel épisode électoral en 2027 qui ne peut que retarder encore les décisions d'investissement.

8. Une stratégie souveraine et durable des filières énergétiques est une condition de la réussite de la transition énergétique et une condition d'emplois durables en France.

Si la PPE3 aborde peu en section 6 les enjeux des emplois de la transition énergétique, il semble que ce soit lié à l'absence d'échanges objectifs et de stratégie partagée avec les industriels et les territoires.

Prendre en compte ces 2 dimensions, absentes du rapport, est un préalable à engager rapidement avec les territoires et les industriels en 2026. Une esquisse très courte a été abordée lors des dernières réunions de révision des FE 2050, mais une approche méthodologique et pragmatique beaucoup plus solide devrait être mise en place.

Cette stratégie devrait être construite sur le temps long au-delà de l'horizon de la PPE3, comme celle qui s'est construite avec le plan MESSMER dans les années 1970 et qui avait été anticipée depuis les années 1950 : elle a donc pu être mise en œuvre très rapidement quand le choc pétrolier a provoqué la décision du gouvernement de l'époque.



L'absence de stratégie d'emploi dans la PPE3 et de bilan socio-économique préalable à la publication de la PPE3 sont deux fragilités économique, sociale et juridique majeures.

Aujourd'hui ce n'est pas un choc technique, politique ou géostratégique, qui doit provoquer la mise en place de cette stratégie, mais tout simplement la lutte contre la hausse du prix de l'électricité, avec l'objectif de sa baisse, en partenariat avec les territoires et les entreprises.

Si dans les années 2000/2010 les impacts négatifs de l'éolien et du solaire sur le coût de l'électricité, la souveraineté énergétique et le réseau électrique n'étaient pas complètement identifiés, ce n'est plus le cas depuis 2022 et l'on peut résumer les 3 piliers d'une politique de l'emploi durable ancrée dans les territoires pour les prochaines décennies :

- a) Investir massivement et durablement dans la sobriété énergétique ;
- b) Investir massivement sur nos énergies pilotables de base (hydraulique et nucléaire) ;
- c) Accélérer l'investissement vers les énergies thermiques renouvelables et la chaleur renouvelable des énergies renouvelables non électriques, facteurs de développement industriel, de sobriété et d'emplois locaux non délocalisables.

Synthèse : proposition 8

Sur la base d'une PPE3 révisée avec les territoires et les industriels, nous recommandons de préparer un « Plan Emploi Energie » sur les 3 piliers suivants : Sobriété, Energies de base pilotables, Energies thermiques renouvelables. Ce « Plan Emploi Energie » donnera de la visibilité à nos formateurs, à nos jeunes et à nos entreprises pour les prochaines décennies.

9. Recours gracieux contre le maintien de la PPE3 telle que publiée le 12 février 2026, et proposition d'amendements:

S'appuyant sur l'expérience de plusieurs milliers d'adhérents, présents sur tous les territoires ruraux et littoraux de la France métropolitaine, les associations signataires ont pu regrouper leurs observations de la réalité du terrain, et approfondir leur réflexion sur la politique énergétique française, dans toutes ses composantes : c'est ce que nous avons rapporté dans les 8 chapitres précédents.

Les associations signataires demandent donc la suspension du décret N° 2026-76 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE3) jusqu'à la mise à jour des Futurs énergétiques 2050 de RTE, la publication des conclusions de la mission Lévy-Tuot et la publication d'une analyse socio-économique comparative en coûts complets de différents mix énergétiques.

Elles demandent de réviser son annexe **Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (2025-2035)**, suivant les 8 propositions exposées ci-dessus, et résumées ainsi :

- 1- Accélérer la sobriété énergétique notamment en mettant en œuvre un plan massif de déploiement de l'isolation, des pompes à chaleur et de la chaleur renouvelable de façon plus précise dans la durée et dans une approche systémique intégrée amont/aval avec les collectivités.**
- 2- Diminuer le prix de l'électricité en retenant les filières les plus efficaces économiquement, socialement, et environnementalement (LCOE inférieur à 50€/2025/MWh).**
- 3- Développer les énergies non-électriques à l'échelle départementale en créant des guichets uniques au sein des syndicats départementaux de l'énergie.**
- 4- Freiner puis réduire les énergies électriques intermittentes dans le mix électrique français, un risque technique et économique sérieux, et vital pour le système électrique en France**



- 5- Redonner aux territoires ruraux et littoraux la maîtrise de leur transition énergétique et de leur développement industriel dans le respect de leur bien commun, de leur patrimoine et de leur cadre de vie.
- 6- Reprendre la PPE3 avec le calcul en coût complet de toutes les énergies en s'appuyant sur les propositions du point 2 pour stopper tout futur gaspillage d'argent public.
- 7- Conclure un bilan socio-économique des différents scénarios afin de disposer d'une base rationnelle pour un choix économique et non idéologique, et une programmation réaliste pour les investissements industriels.
- 8- Préparer sur la base d'une PPE3 révisée un « Plan Emploi Energie » (PEE) avec les territoires et les industriels pour les prochaines décennies, notamment avec les investissements de sobriété, et ceux des énergies renouvelables non électriques, facteurs de développement industriel équilibré dans les territoires, de sobriété et d'emplois locaux non délocalisables.

Monsieur le Premier ministre, la Programmation Pluriannuelle de l'Energie telle que vous venez de la publier ne peut qu'augmenter la défiance des citoyens, de plus en plus conscients des enjeux énergétiques à moyen et long terme, envers des choix plus politiques et idéologiques que rationnels.

Par ces propositions, les associations signataires vous donnent la possibilité de retrouver la confiance de la majorité des Français, de protéger leur cadre de vie, leur santé et celle des milieux marins, leurs patrimoines, la biodiversité, et bien sûr leur coût de la vie et la compétitivité des entreprises. Nous sommes à votre disposition, ou à celle de vos services, pour vous apporter toutes explications sur cette démarche.

Dans l'attente, nous vous prions de croire, Monsieur le Premier Ministre, à notre très haute considération.

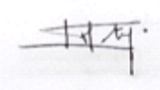
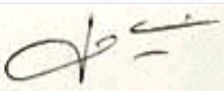
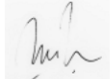
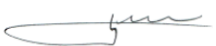
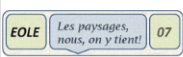
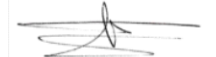
Pour les associations signataires :

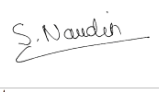
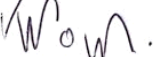
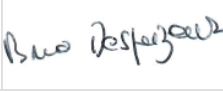
Nicolas BOUR et Pierre-Emmanuel PICARD,
Porte-paroles du Réseau *Energies* Terre&Mer et de Vent des maires
retm@retm.fr 06 84 50 07 90
contact@ventdesmaires.fr 07 82 41 50 17

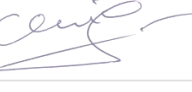
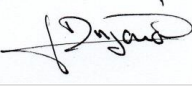
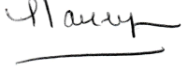
RETM c/o EEDAM 2 chartreuse, 02220 Chéry-Chartreuve

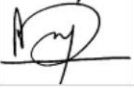
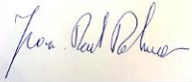
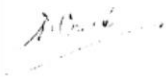
Liste des 142 signataires, pages suivantes :

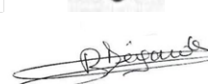
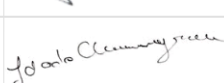
PJ : Annexe 1- Notes RETM à MM. LEVY et TUOT
Annexe 2- Courrier RETM à F. BAYROU du 30/08/25

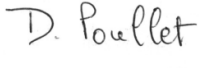
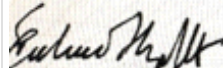
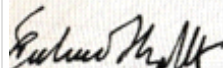
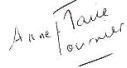
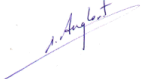
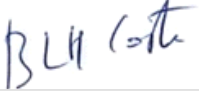
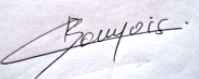
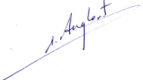
Dpt	Association	représentant	Nom	Signature
2	 EEDAM	Présidente	Florence Billet	
2	 Association pour la Promotion et la Préservation des Paysages et de l'Environnement du Soissonnais (A3PES)	Président	Gilles Curchod	
2	 Association Platform Thiérache	Président	Jean-Hugues Pointier	
2	 Association ASUR de Villeneuve-sur-Aisne	Président	Denis Casalis	
3	 Association Paysages du Pays de Tironçais et du Bocage Bourbonnais	Président	Matthieu Lebrun	
3	 Association de Sauvegarde Sud Nivernais Sologne Bourbonnaise	Président	Antonius Streichenberger	
3	 Association Trévoloise de préservation contre les risques énergétiques en Sologne Bourbonnaise / Stop dérivés agrivoltaiques 03	Secrétaire	FRADELLES Olivier	
3	 Association Bouchaud Environnement	Président	Bruno Casati	
7	 ADIC: Avis de Tempête Cévenole	Président	: Richard Ladet	
7	 EOIE Les paysages, nous, on y tient! 07	Président	Christian Froust	
7	 Collectif Perspectives Ecologiques	Président	Richard Ladet	
7	 Sauvegarde du Barrès	Président	Michel Auburger	
8	 CAVEA	Secrétaire	Jean Luc GUILLAUME	
8	 VIV (Vivre entre Thin et Vence)	secrétaire président	Isabelle Delvaux James Delvaux	par procuration mail
8	 RFECA (réseau de préservation environnementale centre ardennes)	Président	Fritsche Yohan	par procuration mail
8	 CDRM4F	Président	Philippe Labé Jean Luc GUILLAUME	
8	 Association de Défense des Vallées	Président	Olivier Vacher	par procuration mail
10	 Orient Sud Environnement (OSE)	Présidente	Claudine Dziubanovski	
11	 Collectif Citoyen pour des Corbières Vivantes	Directrice	Brigitte Franck Jean-Pierre Gilliet	

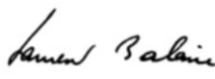
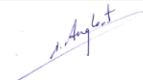
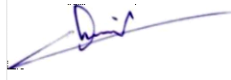
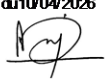
12		Segal'air	Président.	Vincent Frouin,	
12		Préservation du Patrimoine Culturel et Naturel des Monts de Lacauène et du Rougier de Camarès	Président	Henri Masson	
14		l'Association pour la Protection de l'Environnement du Bessin (APEB)	Président	Benoît André	
14		Libre Horizon	Présidente	Elsa Joly-Malhomme	
15		Les Riverains du Bès	Présidente	Françoise Girard	
15		"Vent du Milan" St CERNIN	Président	Cérard Gourmaud	par procuration mail
16		association Vent Debout Chage	Présidente	Catherine Longuet	
16		VENTSETCONTREVENTS 16	Présidente	Chantal MANGENOT	
19		Association Agrir Autrement Pour La Xaintrie	Présidente	Christine Guerin	
21		Trop d'éoliennes en Auxois	Présidente	Sylvie Naudun	
21		Les Amis de Saint-Thibault-en-Auxois	Présidente	Aline GABIOT	
21		Sentinelles de l'Auxois	Président	Paul ROBINAT	
21		Chazelle l'Echo Environnement	Président	Thibaud LEVEL	
21		Collectif Auxois citoyen	Président	Joaquin Scalbert	
21		NAETM NON AUX EOLIENNES THURY MOULNOT	Présidente	Sonia Cautain	
22		FLUDEOLIENNE	Présidente	Laurence Six	
22		Gardez les Caps	Présidente	K. Poujol	
22		AEDD	Président	Jean loup de SALINS	
22		AMPVA association pour la valorisation et la protection de la vallée de l'Arguenon		Bruno Desjuzeur	
23		Asso « Creuse Envie » (Environnement Nature cadre de Vie Initiatives Ecologiques)	Présidente	Nathalie Crouzet	

23		Combrailles Attractives	Président	Pierre Chartron	
23		JDM-VDB Janailat Saint-Dizier Masbaraud - Vent de Business	Secrétaire	Luc Desmoulière	par procuration mail
23		association creusoise Vithec	Président	Jean-Claude Champeymont	par procuration mail
24		Nizonne association			par procuration mail
25		association "la colère des ours"	Président	François RAMBAUD	
25		Trop, c'est Trop	Président	Rémi CRETENET	
25		ASSOCIATION POUR LA DÉFENSE DE L'ENVIRONNEMENT, DU PATRIMOINE ET DU PAYSAGE ENTRE DOUBES ET OGNON - LES INCORRUPTIBLES	Président	Jean-Nicolas Siebert	par procuration mail
29		NEMO Défense Littoral	Président	Sebastien Geoltrain	
29		ARR Arrée Résistance Rurale	présidente	Sylvie Manzoni	
29		LESAMIS DE CARANTEC	Président	Sébastien Géoltrain	
34		"bien vivre en Pays Saint-ponais et Minervois		Salvo Maryse	par procuration mail
35		La Chapelle-Janson Environnement	Président	Mickaël Boittin	par procuration mail
35		VENT D'INQUIETUDE	Président	Xavier MURY	
35		Association de Défense de l'Environnement et du Patrimoine du Val d'Izé	Secrétaire	Pierrick Maignan	
39		3DCV3 Départements Cadre de Vie	Présidente Trésorier	Annie LAMBERT Hervé Corradi	
40		LES RIVERAINS DE BARBOULET	Président	Marc Dujardin	
41		Vent debout 41	Président	Patrick Delwaulle	
41		Sauvegarde du Pays de Ronsard	Président	Eric JARROUSSE	
41		SOSEVADE, Environnement, Vendôme, Azé, Danzé, Epuisay	Président	Arnaud Soulié	
41		Demea: Défense de l'Environnement à Mazangé Et Alentours	Président	Philippe Laneyrie	

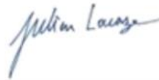
41		Lunay dans le vent	Présidente	Aurélien BOULET	par procuration mail
42		Association Les Petits Bois (St Pierre Laval)	Présidente	Christine CLUNYK	
43		Horizons Slogues	Président	Denis Trincal	par procuration mail
44		Association Vent Contre Nature Auxence	Présidente	Laurence Marchand	
44		Collectif Défense de la Mer DLM	coordonateur	Alain Doré	
44		PROSIMAR	co-présidente	Claude Burel	
45		ADEPSA	Président	Jean Paul Palma	
46		Vent du Haut-Ségala	Présidente	Brigitte Hamzaoui	
46		Association pour la Protection du Patrimoine de l'Escaumels, Comiac, Calviac, Lamativie	Secrétaire	Gilles FORHAN	
47		Gontaud-de-Nogaret Notre Territoire	Président	Frédéric Patey	
47		association Les Vailleurs des Tournesols de Tombeboeuf	présidente	Christelle Raynal	
47		Pour la protection des paysages et terres cultivées/cultivables mousméniennes	présidente	Sylviane Caré	
47		AFREM 47			par procuration mail
47		ADN Active Défense Nature		Dominique RAMBEAU	
48		PEPLM Préservation de l'Environnement et des Paysages des Laubies et de la Margueride	Président	Stéphane LAISNE	
48		Aubrac Avenir	Président	Pascale Debord	
49		Association Vents d'Irre	Président	Louis de REBOUL	
49		D.E.L.I.V.R.E	Président	Thierry BLANCHAT	
51		Association PROTEGEONS CHAMPGUYON	Président	Francis TEIREAU	
51		association de protection des paysages de Comibart, Mareuil-en-Brie et Suizy-le-Franc	Présidente	Laurence Toulouse	

51		TPNV: Terres Patrimoine de Nos Villages	Président	Laurent ROGIER	
51		EEDAM	vice-Présidente	Florence Bilet	
52		PrendreLesDevants	Président	Pascal ANDRE	
53		Nullé-Origé Environnement et Paysages	Président	Hugues LEMESLE	
53		Association de défense de la Forêt de Lourzais	Président	Stéphane Godin	
56		Les Amis de Saint-Gildas et de la presqu'île de Rhuy	Président	Nicolas BOUR	
56		Gerveur daviken	Présidente	Micheline Daumas	
56		PIEBEM	Président secrétaire	Eric Guillot Eric Sartori	
56		Gens de Bretagne	Président	Brieuc Trégouët,	
58		Eoliennes Vent contraire	Président	Gérard Spriet	parprocuration mail
59		Dunkerque Vent debout 59	Présidente	Florent Caulier	
59		PEVE: Protection Environnement vallée de l'Ecaillon	Président	Bernadette DEGARDIN	
60		Eolienne60 STOP EOLIENNES ÇA SUFFIT!	Présidente	Nathalie Laurent	
60		APFHEC (Amis du Parc et des Forêts d'Halatte, d'Ermenonville et de Chantilly)	Président	Jean-Charles Bocquet	
61		Valorisation de l'Habitat et du Paysage Omois	Présidente	Ida de Chavagnac	
61		Boissei Bocage	Présidente	Claire-Emmanuelle Gauer	
61		Bellfonds Nature et Patrimoine.	Présidente	Jane LEBOURG-GUIBOUT	
61		Gouffern en Auge, Protection Paysages et Patrimoine	Présidente	Cecilia de Vulpian	parprocuration mail
62		ASPECT Association pour la Sauvegarde du Patrimoine, de l'Environnement, du Cadre de vie et des Territoires en Val de Sensée	Président	Bertrand LECOCQ	
62		"VENT DE CHAMP DE BATAILLE", ASSOCIATION POUR LA SAUVEGARDE, LA DÉFENSE, LA PROMOTION DU CHAMP DE BATAILLE D'AZINCOURT ET DES ALENTOURS	Président	PAIRICK FENET	parprocuration mail

63		l' Association Défense des Bois Noirs	Président	Jean-François Faye	
70		FHSAE70 : Pour une Haute-Saône sans éoliennes	Président	Eric CORRADINI	par procuration mail
71		Notre Nature de Demain	Président	Eric Merlin	par procuration mail
71		ACCU (Alerte Citoyenne Communauté Urbaine)	Présidente	Dany POULLET	
72		FEDERATION VENT DE SARTHE	Président.	Christian SALAÜN	
72		l'association Patrimoine et Environnement du Maine Saosnois et des Alpes Mancelles	Président	Daniel de la Barre	par procuration mail
72		conseiller municipal de Cogners	ELU	FABRICE HUGOT	
72		l' ASSOCIATION des Amis d' ALFRED de MUSSET	Président	FABRICE HUGOT	
72		Collectif Vent du Loir		Patrick Delwaulle	par procuration mail
76		AVEC-EAWY (Association Ventoise Environnementale et Citoyenne)	Président	Serge Pastore	
76		association Cap Littoral	Présidente	Marie-Raphaële du Boullay	
76		Association de Protection du Site des Petites Dalles (APSPD),	Président	Gérard Poirier	
76		Les Amis d'Etretat	Présidente	Anne-Marie Fournier	
76		SOSHORIZON	Présidente	Catherine Boutin	
76		SAULIDE	Président	Hugues Borgia	
80		ADENIS (association pour la défense Environnement Nièvre Somme)	Président	Alain ANGLARET	
80		Association Samarienne de Défense Contre les Éoliennes.	Présidente	Bénédicte Coste	
80		ADEPOMA: Association Défense Environnement Ponthieu Marquenterre	Président	Alain ANGLARET	
80		Association de sauvegarde de l'environnement et de la qualité de la vie de Fresneville et de la vallée du Tigris.	Présidente	Colette BOURGOIS	
80		ADETNP: Association Défense Environnement des Territoires Nord Picardie (président Alain ANGLARET)	Président	Alain ANGLARET	

80		Vent debout en Sainterre (VDES)	président	Laurent BALANE	
80		ASEIBH : Association Défense Environnement des Territoires du Bocage et de l'Hallue (président Alain ANGLARET)	Président	Alain ANGLARET	
80		SCOPA	Président	Georges Clément	
81		Collectif Citoyen Nature Sidobre	Présidente	Béatrice Barcouda Stephanie Tardif	
81		Vallée du Thoré Environnement	Président	Arnaud De Raspide	
81		Association Saint-Loup Nature	Président	Christophe MARTY	
81		COSAG	Président	Jean-Marie COUDERC	
81		Les Crêtes Vent Debout	Président	Jean-Louis Coustel	
85		Préservons l'herminette	co-présidente	Coralie BRISSEAU	
85		VENT des NOUËS	Présidente	Stéphanie PLATEAU	par procuration mail
85		APEN- Association pour la Préservation de l'Environnement Nieulais	Président	Romuald Bompérin	
87		Amis des Paysages et de l'Environnement du Sud-Vienne	Co-Présidente	Victoria M. N. Scarth	Victoria Scarth
88		VFV87 - Vécou Forêt Vivante	Présidente	Audrey Veyrinas	
88		Collectif Vosges Horizon Durable	Coordinateur	Yves MELIN	
88		L'Association pour la Sauvegarde et la Protection du Patrimoine 88 (ASPP88)	Président BNE	Yves MELIN	
88		Avenir et patrimoine 88	Président	Antoine CHONION	par procuration du 10/04/2026 
88		Paysage et nature de la montagne Vosgienne	Président	Antoine CHONION	par procuration
89		Don Quichotte 89		Anne-Laure Buffet	par procuration
89		APFA (Association de défense des paysages et forêts de l'Amnagon)	Président	Jean-Yves NICOLAS Jane FRENCH	par procuration
N		Groupe National de Surveillance des Arbres	co-Présidente	Marie Veroda	



N		Réseau Énergies Terre & Mer	porte-parole	Nicolas Bour	
N		Vent des maires	délégué	Pierre-Emmanuel Picard	
N		Sites et Monuments	Président	Julien Lacaze	



Paris, le 9 février 2026

Monsieur Jean-Bernard LEVY
Monsieur Thierry TUOT

Objet : Propositions RETM pour la maîtrise du prix de l'électricité – Audit Energies renouvelables

Messieurs,

RETM, le « Réseau Énergies Terre&Mer », a été créé en mai 2024 à la suite du débat public « La Mer en débat ».

RETM réunit des associations et collectifs, représentant plusieurs dizaines de milliers de citoyens, soucieux d'une politique énergétique française compatible avec la sécurité énergétique et la souveraineté industrielle de notre pays et respectueuse à la fois de la saine gestion des finances publiques, de l'environnement naturel et humain et du patrimoine, du pouvoir d'achat des ménages et de la compétitivité des entreprises.

Ses membres sont mobilisés sur les enjeux du futur mix énergétique en apportant des compétences fortes sur la compréhension des enjeux locaux, régionaux et nationaux et la recherche de solutions énergétiques et environnementales territorialisées, et notamment, fin 2024, lors de la consultation sur la PPE3 et en 2025 pour la révision des FE 2050.

La maîtrise du coût de l'électricité est le premier objectif des actions portées par RETM, notamment auprès des élus locaux et nationaux. RETM ne s'intéresse pas à la couleur des électrons, débat stérile entre pronucléaires et pro-renouvelables depuis plus de 30 ans.

Face à l'explosion du prix de l'électricité en France depuis 15 ans, et dans le cadre de la future programmation énergétique française, l'ensemble des parlementaires et les différents experts scientifiques et économiques ont demandé de rationaliser les choix énergétiques de la France en les fondant sur une étude d'impact socio-économique en coût complet. Celle-ci doit inclure l'ensemble des coûts directs et indirects supportés par l'ensemble des acteurs de la Nation et notamment la totalité des coûts de réseau, les subventions et les externalités positives et négatives créées sur le territoire, tant auprès des ménages que des entreprises.

Le montant des subventions payées aux promoteurs éoliens et solaires dans le cadre des prix garantis ou des contrats pour différence (CFD) représente maintenant une part très substantielle du coût complet de l'électricité. Elle est d'autant plus importante et fortement croissante que la situation structurelle de surproduction française d'électricité amplifie ces indemnités et ne fait qu'augmenter avec la mise en place de nouvelles unités de production électriques variables et non commandables.

Cette contribution analyse la situation énergétique de la France depuis 15 ans et propose 2 séries de mesures, d'une part, pour stabiliser le prix de l'électricité et, d'autre part, pour le faire baisser ensuite afin de redonner du pouvoir d'achat aux Français et une compétitivité retrouvée à tous les entrepreneurs français (Grandes entreprises, PME, TPE, Artisans).

Nous restons à votre disposition pour tout échange ou clarification que vous jugeriez nécessaire et vous prions de recevoir l'expression de nos respectueuses salutations

Nicolas BOUR
Membre fondateur et Porte-parole

Alain DORE
Membre fondateur

Louis LANDROT
Membre fondateur

Francis TETREAU
Membre fondateur

Pj : Note « La Maîtrise du prix de l'électricité : un enjeu stratégique des politiques publiques et du choix du mix énergétique français »
+ Bio signataires



La maîtrise du coût de l'électricité :

Un enjeu stratégique des politiques publiques et du choix du mix énergétique français

Contexte

RETM, Le Réseau *Energies Terre&Mer*, a été créé en mai 2024 à la suite du débat public « La Mer en débat ».

RETM réunit des associations et collectifs, représentant plusieurs dizaines de milliers de citoyens, soucieux d'une politique énergétique française compatible avec la sécurité énergétique et la souveraineté industrielle de notre pays et respectueuse à la fois de la saine gestion des finances publiques, de l'environnement naturel et humain et du patrimoine, du pouvoir d'achat des ménages et de la compétitivité des entreprises.

Ses membres sont mobilisés sur les enjeux du futur mix énergétique en apportant des compétences fortes sur la compréhension des enjeux locaux, régionaux et nationaux et la recherche de solutions énergétiques et environnementales territorialisées, et notamment fin 2024 lors de la consultation sur la PPE3 et en 2025 pour la révision des FE 2050.

La maîtrise du coût de l'électricité est le premier objectif des actions portées par RETM, notamment auprès de élus locaux et nationaux. RETM ne s'intéresse pas à la couleur des électrons, débat stérile entre pronucléaires et pro-renouvelables depuis plus de 30 ans.

Face à l'explosion du prix de l'électricité en France depuis 15 ans et dans le cadre de la future programmation énergétique française, l'ensemble des parlementaires et les différents experts scientifiques et économiques ont demandé de rationaliser les choix énergétiques de la France en les fondant sur une étude d'impact socio-économique en coût complet incluant l'ensemble des coûts directs et indirects supportés par l'ensemble des acteurs de la Nation et notamment la totalité des coûts de réseau, les subventions et les externalités positives et négatives créées sur le territoire, tant auprès des ménages que des entreprises.

Ces principes méthodologiques et les règles d'évaluation associées sont définis à l'article 17 de la Loi n° 2012-1558 du 31 décembre 2012 de programmation des finances publiques pour les années 2012 à 2017 puis par Décret n° 2013-1211 du 23 décembre 2013 relatif à la procédure d'évaluation des investissements publics en conclusion des travaux du groupe Quinet/Baumstark publiés en septembre 2013. Plus récemment la mise en œuvre de l'évaluation des investissements publics a été précisée dans le Guide de l'évaluation socioéconomique des investissements publics, fruit de travaux menés conjointement par France Stratégie, la Direction générale du Trésor et le Secrétariat général pour l'investissement publié le 25 septembre 2023.

La méthodologie doit permettre grâce à l'analyse coût/bénéfice de comparer le bénéfice net actualisé (BNA) par Euro public investi entre les différents scénarios de mix énergétique.

Depuis plus de 12 ans ce principe et ces règles n'ont pas été pris en compte par les gouvernements successifs, ce qui a privé la France de tout outil de pilotage de sa stratégie énergétique et probablement conduit à la très forte dérive des prix de l'électricité, constat observé également en Allemagne avec l'échec de la politique de l'« *Energiewende* ».

Pourtant dès 2000, la France a développé des tarifs d'achat (obligation d'achat par EDF). Les premiers appels d'offre ont débuté en 2010 piloté par le Ministère (instruction technique par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE). Les appels d'offres systématiques sous pilotage de la Commission de régulation de l'Energie (CRE) ont débuté depuis 2016. Pendant 25 ans entre 2000 et 2025 les subventions associées à ces différents mécanismes contractuels ont pesé de plus en plus lourd dans le coût complet de l'électricité au fur et à mesure du développement des capacités solaires et éoliennes (0,12 GW en 2000 et près de 50 GW fin 2025).

Après l'analyse et le constat de l'évolution du prix de l'électricité et la situation énergétique fin 2025, l'évolution des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables nous semble indispensable pour maîtriser le prix de l'électricité, rééquilibrer les risques entre le secteur public et privé et réduire l'engagement financier considérable pour la puissance publique (8,2Md€ pour le PLF 2026). Cette note propose plusieurs recommandations correspondant à ces objectifs.

1. Constats sur le coût complet de l'électricité en France

Le débat sur les coûts actuels et futurs de l'électricité a été engagé au Sénat en 2023 et le rapport¹ remis le 2 juillet 2024 propose « *des pistes réalistes pour renforcer notre système électrique, ajuster sa production à la consommation prévisible, aboutir à un mix électrique efficient et performant et à des tarifs justes et accessibles.* »

La question du prix de l'électricité, objet de la mission, est effectivement centrale, mais n'a pu être réellement analysée en l'absence de données disponibles pour la mission Montaugé/Delahaye :

- 13 recommandations sur 33 concernent la stratégie énergétique et notamment la défaillance des systèmes de régulation, sans effet identifié sur le coût de l'électricité ;
- 13 recommandations sur 33 concernent le nucléaire historique, les EPR et les nouvelles filières nucléaires ;
- 3 recommandations concernent la fiscalité pour réduire la facture électrique (notamment TVA à 5,5%) ;
- 2 recommandations alertent sur l'explosion du TURPE et des coûts de réseaux, notamment en raison de la multiplication et la dissémination géographique des énergies électriques intermittentes (éolien et solaire) ;
- 1 recommandation concerne le développement des filières de renouvelables, en alertant sur le risque significatif d'une nouvelle dépendance étrangère en plus du gaz et du fuel ;
- 1 recommandation concerne les mécanismes contractuels de maîtrise publique du parc hydraulique.

Le rapport a esquissé sans l'approfondir la question du coût complet de l'électricité, en restant plutôt au niveau LCOE. Il est donc significatif de constater ensuite l'évolution du Sénat en juillet 2026 qui a proposé de modifier le Code de l'Energie en décidant à la quasi-unanimité de remplacer le terme de « *coût de production* » par le terme de « *coût complet* », le Président de la Commission d'enquête soulignant lors du débat du 6 mai 2025 que le coût complet doit inclure les externalités.

1.1 Les chiffres globaux de coût complet du SDES

C'est d'ailleurs sur ces fondements que le Service de Documentation, d'Etude et de Statistique (SDES) du Ministère de l'Ecologie produit chaque année en septembre depuis 2007 ses bilans annuels sur le coût de l'électricité, du gaz et du pétrole dans le cadre de l'étude en transparence sur les prix du gaz et de l'électricité. Les 2 tableaux suivants publiés en septembre 2025 montrent l'évolution des différentes énergies pour les particuliers et les entreprises :

PRIX TTC DES ÉNERGIES À USAGE DOMESTIQUE POUR 1 MWh PCI*

En euros courants

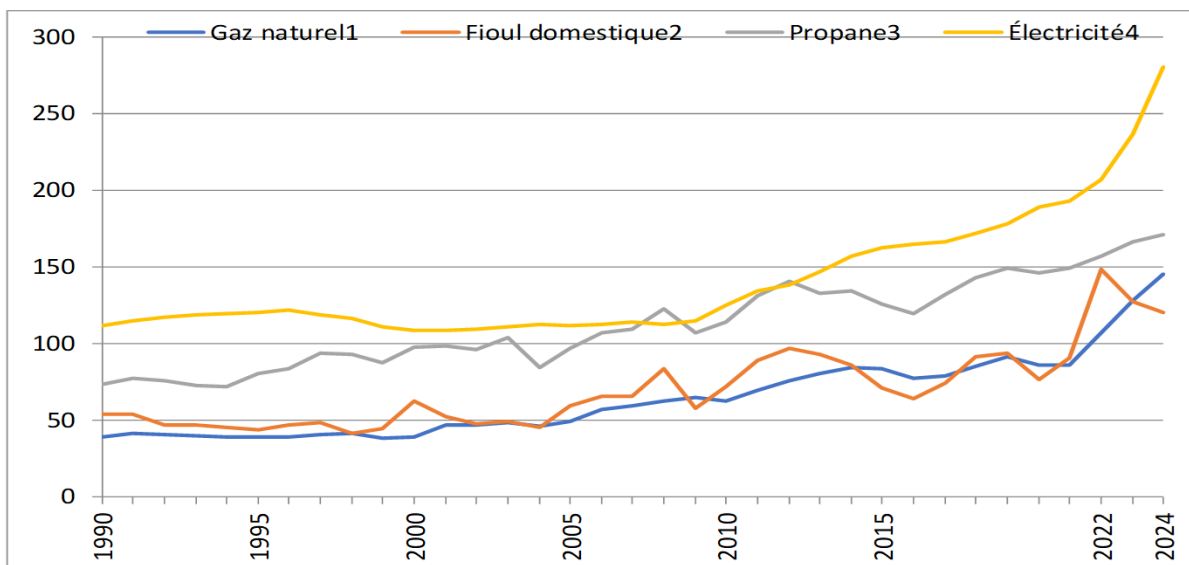


Figure 1 : Données SDES septembre 2025 Prix de l'électricité et du gaz pour les particuliers

¹ [Éclairer l'avenir : l'électricité aux horizons 2035 et 2050 - Rapport - Sénat](#)

PRIX HORS TVA DES ÉNERGIES POUR LES ENTREPRISES POUR 1 MWh PCI*

En euros courants

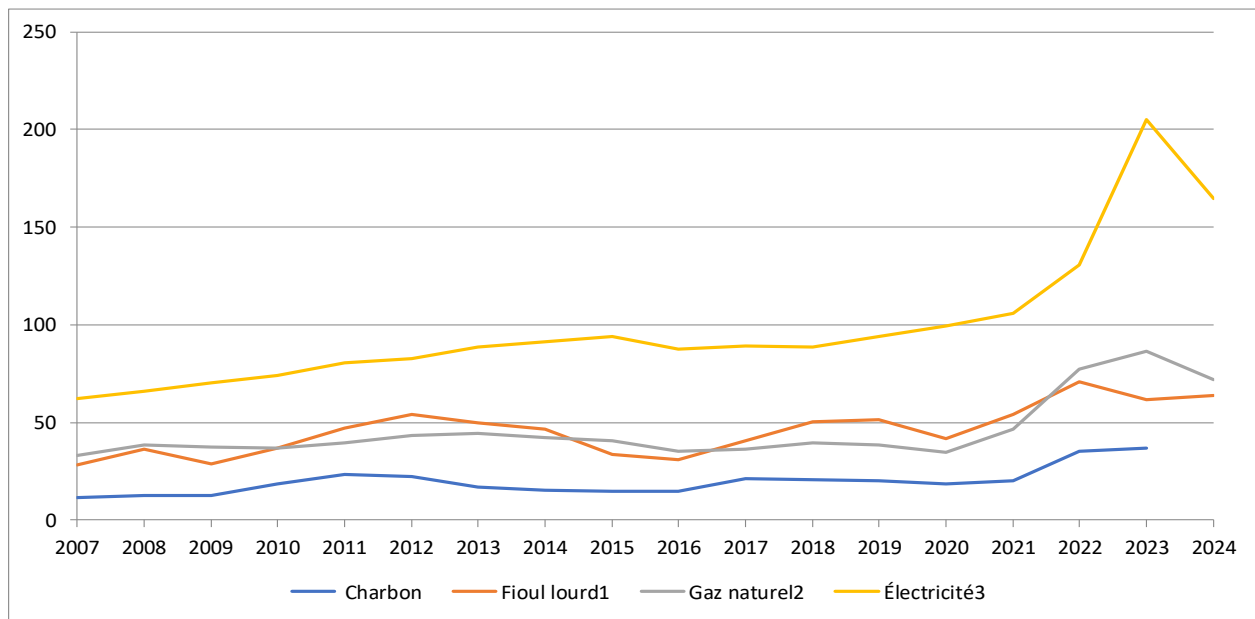


Figure 2 : Données SDES septembre 2025 Prix de l'électricité et du gaz pour les entreprises

1.2 Les analyses LCOE(Leverage Cost Of Energy) de RTE – janvier 2026 (Données provisoires)

La révision des Futurs Énergétiques FE2050 décidée en juillet 2025, a conduit RTE à tenir des ateliers de travail, dont l'atelier Economie le 30 janvier 2026, en vue de finaliser la révision qui doit inclure un bilan socio-économique en coût complet des différents scénarios énergétiques.

Le tableau ci-contre a été établi à partir de ces données provisoires incluant la durée de vie des équipements, les taux de charges et le prix des combustibles pour le gaz et le thermique et le nucléaire. Les solutions de stockage non incluses dans ces coûts (BESS et STEP) sont analysées par la suite.

Le constat de cette analyse est la très forte dispersion de ces coûts LCOE entre 15 et 300 €/MWh alors que ces solutions sont aujourd'hui quasiment toutes développées sur le territoire national.

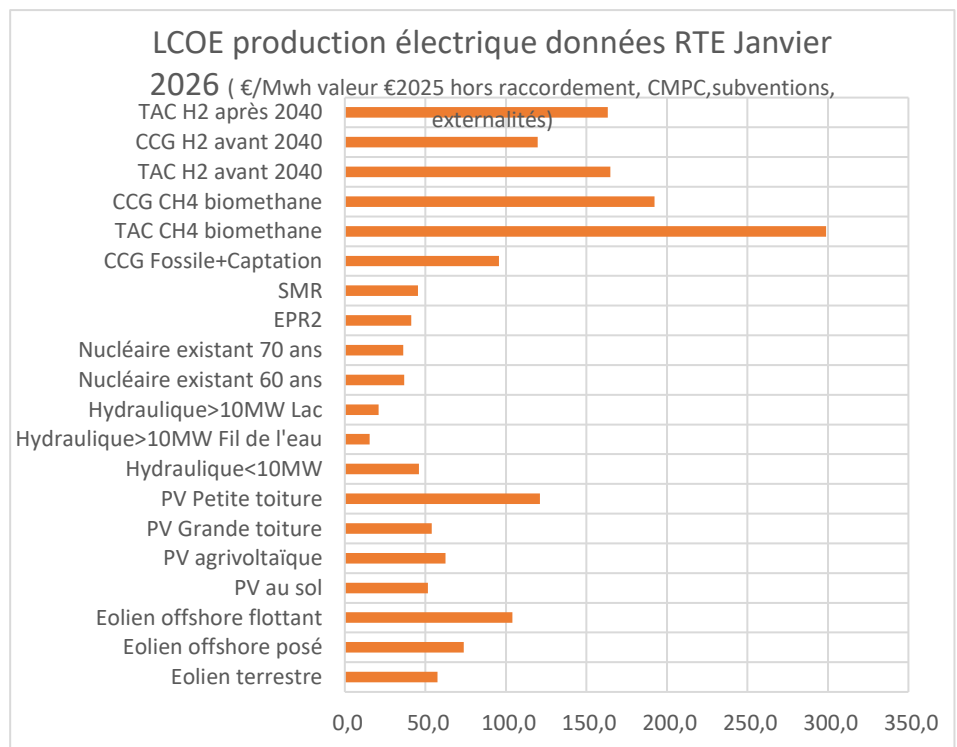


Figure 3 : Estimation des LCOE en €/MWh à partir des données provisoires de RTE

On notera les coûts les plus bas : ceux de la base historique française pilotable, le nucléaire et l'hydraulique, avec des coûts entre 15 et 40 € qui nécessitent très peu d'investissement supplémentaire de réseau (uniquement renouvellement et résilience) puisque le réseau de transport et de distribution français a été construit depuis plus de 50 ans autour de ces actifs de production.



Parmi les actifs thermiques nécessaires pour assurer les pointes d'hiver et contribuer à la modulation on notera les unités de cycle combiné avec captation qui restent sous 100 €. Les projets de centrale à gaz renouvelable se situent entre 120 et 300 €

Parmi les actifs non pilotables (sans stockage), le LCOE de l'éolien se situe entre 58 et 120 € et le solaire dans une fourchette similaire entre 52 et 120 €. En revanche, ces actifs sont responsables depuis plus de 15 ans de l'augmentation très significative des coûts de réseau (raccordement, stabilité, flexibilité) en raison des variations météorologiques et de la Contribution au Service Public de l'Electricité à cause des conditions contractuelles (prix garanti ou Contrat pour différence) . Pour s'en affranchir, il faudrait ajouter un coût de stockage, avec des BESS de 4 h, variant entre 110 et 200€/MWh suivant le nombre de cycles annuels, le coefficient Aller/Retour, avec une durée de vie de 15 ans. Le stockage par STEP est plus économique, 20 à 40 € pour les STEP existantes. Leur utilisation est limitée à environ 3GW , en général la nuit ; depuis mars-octobre 2025, il est aussi utilisé entre 10h et 16h pour réduire les effets techniques et économiques du pic solaire sur la modulation des réacteurs nucléaires. Le coût de stockage de nouvelles STEP serait d'environ 80 à 100€/MWh, mais la capacité techniquement et économiquement faisable est très réduite par rapport aux BESS.

En résumé, les énergies électriques dont le LCOE est inférieur à 50 € doivent être le socle de base des différents mix énergétiques pour maîtriser le prix de l'électricité. Les autres solutions doivent être des compléments pour répondre à la modulation de la demande (voir section 1.4)

Face à la baisse de la consommation depuis 15 ans et la stagnation actuelle de la demande, Luc Remond, ancien PDG d'EDF avait estimé en septembre 2024 à Saint-Malo que la France n'avait pas besoin de développer de nouvelles unités de production électrique avant 2045.

1.3 Consommation électrique et effets de la surproduction électrique en France

Aujourd'hui la France est le 1^{er} pays au monde en surproduction structurelle d'électricité (avec une exportation de 20% de la production) depuis des décennies et en augmentation annuelle depuis 2015 avec les ajouts intermittents de l'éolien et du solaire qui, de plus, ont malheureusement contraint EDF à une perte annuelle par effacement d'environ 35 TWh de nucléaire en 2025.

La surproduction électrique en France est en effet un phénomène ancien, qui avait d'ailleurs conduit EDF à promouvoir dès 1971 un usage massif des radiateurs électriques, mais elle était limitée à moins de 10%. La situation française est atypique en Europe puisque 30% des foyers se sont équipés de radiateurs électriques quand l'électricité était abondante et très économique entre 1970 et 2005 (contre moins de 5% en Allemagne où l'électricité est plus chère). Aujourd'hui cette situation présente deux inconvénients majeurs :

- Elle est responsable d'environ 30 GW de demande en pointe lors des grands froids d'hiver (constatée en décembre 2022 lorsque tous les réacteurs nucléaires n'étaient pas disponibles) ou début janvier 2026 quand la France a dû mobiliser fortement ses ressources électriques thermiques Gaz et Fuel;
- Elle est responsable de la précarité énergétique de millions de Français en raison de la multiplication par 2 à 3 du coût complet de l'électricité depuis 15 ans ;

Le déséquilibre consommation/production, et la surproduction associée, s'est amplifiée de façon significative depuis 15 ans au fur et à mesure du développement de l'éolien et du solaire durant la période mars/octobre . En volume la production éolienne et solaire est passée durant cette période de moins de 1 TWh à 71 TWh fin 2024, alors que nous avons une exportation nette de 89 TWh en 2024 et de plus de 92 TWh en 2025.

Au printemps 2012, l'exportation du surplus nucléaire avait un effet amortisseur pour réduire les besoins de modulation des réacteurs nucléaires. Elle variait entre 2 et 10 GW suivant la disponibilité et la demande de nos voisins européens, avec durant ces périodes une pointe solaire maxi de 2 GW et un pic éolien variant entre 1 et 5 GW

**En 2012 il n'y avait pas de surproduction en France et en Europe et donc pas de prix négatifs.
L'électricité française était déjà décarbonée à environ 90%.**

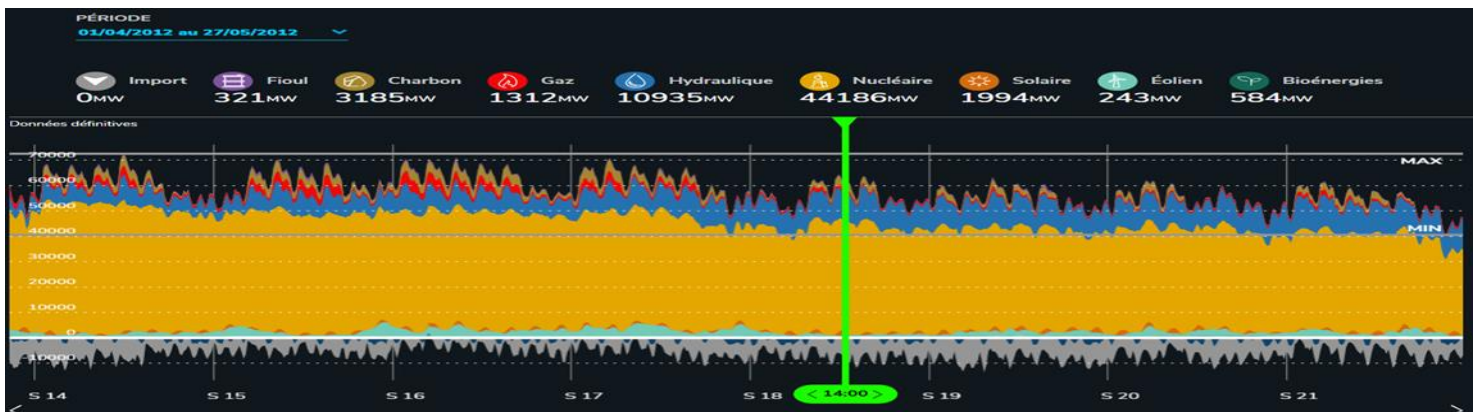


Figure 4 : Données ECOMIX RTE Avril/Mai 2012

1.4 Les enjeux de la modulation des réacteurs nucléaires

La conception des réacteurs nucléaires français présente une spécificité par rapport à cette filière dans les autres pays européens car le nucléaire y représente une part beaucoup plus modeste et n'est pas utilisé pour assurer la variabilité de la demande. En effet la modulation de la production électrique dans un réseau national est une fonction essentielle du système énergétique pour assurer la variabilité de la demande suivant la météo (température) et à l'échelle :

- Journalière (nuit, pointe du matin, heures creuses de la journée, pointe du soir)
- Hebdomadaire (semaine, week-end)
- Inter saisonnière (novembre-mars demande forte / avril-octobre demande faible)

En 2012 (voir figure 4) **le système électrique était équilibré, le nucléaire assurant la modulation intersaison et parfois le WE, le reste de la modulation étant assuré par des machines tournantes (centrales thermiques, hydrauliques) pouvant s'arrêter et démarrer rapidement, et le stockage par les STEP.** Nos exportations de nucléaire (en gris) étaient modestes (2 à 10 GW en pointe). Elles contribuaient aussi à la gestion de la modulation, car ajustées sur nos creux de consommation (nuit et heures creuses de la journée).

En 2025 (voir figure 5) **le système électrique est totalement déséquilibré, car le nucléaire doit assurer à lui seul la quasi-totalité des 3 modulations qui sont amplifiées par rapport à 2012 avec un pic solaire variant entre 8 et 18 GW et un pic éolien variant entre 1 et 16 GW.**

Les exportations (en gris) sont plus importantes pour limiter la modulation (régulièrement au-dessus de 10 GW avec des pointes entre 12 et 16 GW). Elles sont en revanche mises volontairement à zéro (déclenchant une surmodulation du nucléaire) en période de prix négatifs systématiques le WE à cause de la surproduction massive en France et en Europe quand il y a du soleil et du vent. Cela induit des effacements systématiques de plus en plus importants du solaire et de l'éolien et des montants exponentiels de subventions payées aux promoteurs (multiplication par 2 entre 2024 et 2025). L'alerte a été faite le 15 janvier 2025 par EDF et le Haut-Commissariat à l'énergie atomique conduisant à partir du 1^{er} avril 2025 à un effacement prioritaire de l'éolien et du solaire pendant la cloche solaire (voir figure 5) entre 10 h et 16h.

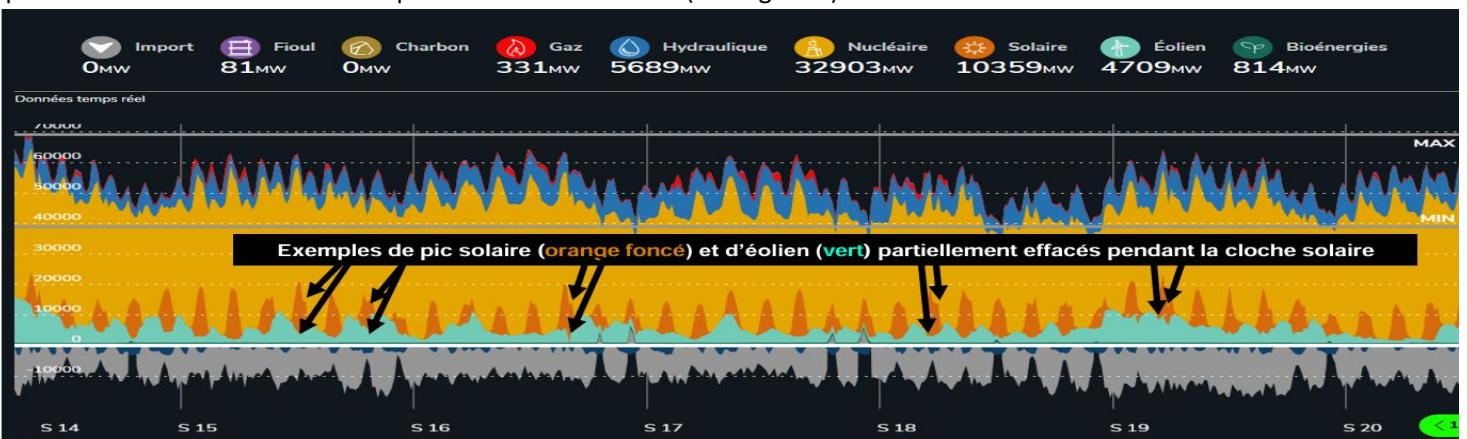


Figure 5 : Données ECOMIX RTE Avril/Mai 2025



Face à cette surproduction et ses conséquences sur les prix spot français, les plus bas d'Europe, hors Espagne, le coût complet de l'électricité continue paradoxalement à augmenter afin de financer les investissements RTE pour le raccordement et la flexibilité des énergies électriques intermittentes, toujours en croissance continue. Cela résulte aussi des indemnités croissantes des opérateurs solaires et éoliens, près de 10 Mds€ à partir de 2027, qui effacent de plus en plus leur production entre mars et octobre.

Depuis 2023 avec une électricité décarbonée à 95%, les productions additionnelles de l'éolien et du solaire sont inutiles (surproduction) et conduisent systématiquement à une surmodulation des centrales nucléaires (*risques techniques et perte massive de revenu d'EDF : plus de 5 Mds€/an*) et à des indemnités considérables des promoteurs (*7 Mds€/an en 2025*) **financées par les usagers et les contribuables** pour arrêter le solaire et l'éolien devenant de plus en plus inutiles. **Il est urgent de stopper ce virus de la cloche solaire et notamment les 30 GW de projets solaires en cours d'instruction et d'étude dans tous les départements français au Sud, mais aussi au Nord de la Loire.**

2. Constats sur la maturité technique et économique des Énergies électriques intermittentes (Eolien et solaire) en France en 2026

Après 25 ans de développement de l'éolien et du solaire en France, la question de leur maturité technique et économique et de leur rôle dans le mix énergétique français est importante pour décider de continuer ou non un soutien politique et financier à ces énergies.

Cette note précise leur positionnement dans le mix énergétique français, leurs caractéristiques techniques pour vérifier leur compatibilité technique au sein de ce mix, leur rôle et leur impact financier dans l'équilibre production/consommation, les principaux éléments de leur coût complet pour le budget de la Nation, des ménages et des entreprises.

2.1 Les caractéristiques intrinsèques des énergies électriques intermittentes (EEI) suivant les différents types de modulation

Le caractère intermittent et non pilotable de l'éolien et du solaire, en raison de leur dépendance intrinsèque aux conditions météorologiques qui ne correspondent pas aux demandes aux différentes saisons et périodes de la journée, est la question centrale de leur intégration et de leur coût dans le mix énergétique français.

La prise de conscience de développer des flexibilités se heurte à la fois aux durées réalistes de stockage et à leur coût.

Théoriquement, un stockage inter-saisonnier permettrait de compenser les tensions hivernales et les volumes importants de moins en moins utilisés entre mars et octobre. Mais les solutions et les surfaces nécessaires sont hors de portée technique et économique pour un stockage d'un tel volume qui devrait être de l'ordre de 30 à 40 TWh, soit la moitié de la production des énergies électriques intermittentes.

Cette modulation inter-saisonnière ne peut donc être exercée en France que par le nucléaire en réduisant la modulation des unités de production grâce à l'exportation. C'est la solution utilisée jusqu'en 2022. A partir de 2023 la surproduction française et européenne est arrivée à un tel niveau entre mars et octobre que les séquences de plus en plus nombreuses de prix négatifs ont conduit à l'effacement non seulement de l'éolien et du solaire, mais aussi du nucléaire (*sans qu'il soit indemnisé*). Il n'est pas impossible que la mise en cocon de certaines unités soit la meilleure solution technique et économique du point de vue français, si un accord économique à un niveau raisonnable n'est pas possible avec nos voisins européens.

Le WE, au niveau hebdomadaire, la modulation des réacteurs est la solution nécessaire car la consommation est plus faible et les prix peuvent descendre très bas. A l'échelle de la journée durant les pics solaires importants (jusqu'à 15 ou 20 MW), il est plus compliqué d'effectuer cette modulation sur des durées courtes et la solution de l'effacement s'impose très souvent : c'est notamment le cas pour l'éolien durant le pic solaire.



2.2 Situation durant la période novembre/mars

Durant ces 5 mois les plus susceptibles de mobiliser des sources de production supplémentaires, l'éolien n'est souvent pas disponible durant les périodes froides et le solaire est d'intensité faible (soleil trop bas) durant des durées plus courtes, donc ni le matin ni le soir durant les pics de demande. Eolien et solaire n'ont aucun rôle possible dans le mix énergétique, sauf à produire l'énergie éolienne en période de vents forts, mais pas en situation de temps froid (*vents forts générés par le déplacement des masses océaniques et non des masses polaires*). Cette production éolienne n'est donc pas nécessairement en adéquation avec le besoin et est généralement exportée, avec des prix mécaniquement bas le week-end.

2.3 Situation durant la période avril- octobre

A l'inverse durant la période avril-octobre, la production solaire est plus importante en volume et en durée et l'éolien produit aussi durant des épisodes de vent soutenu à un moment où le besoin est très faible. Durant ces périodes les prix sont donc souvent négatifs et conduisent à des effacements importants de production.

2.4 Le coût des Energies renouvelables pour le budget français

RETM a alerté le 31 août 2025² le Premier Ministre sur les risques de forte dérive des finances publiques françaises liées aux énergies éoliennes et solaires et proposé des actions pour dégager des économies très significatives sur les 4 postes évalués dans le tableau de la figure 6, ci-dessous :

Chiffrage surcoût annuel EEI	Réel	Prévision	Estimation				
	2025	2026	2027/2035	Réversibilité	Action		
1.Perte de revenu nucléaire EDF Prix bas	3,6 Mrd €	3,7 Mrd€	4 Mrd€	oui	Réduire surproduction EEI		
2.Perte de revenu EDF Effacement nucléa	2,3 Mrd€	2,6 Mrd€	3 Mrd€	oui	Réduire surproduction EEI		
3.Contribution Service public de l'électrici	5,3 Mrd€	7,7 Mrd€	9 Mrd€	partiel	Renégociation contrats "prix garantis"		
4.Coût réseau EEI pour RTE et ENEDIS	2,5 Mrd€	3,0 Mrd€	4 Mrd€	oui	Stopper investissement réseaux EEI		
Total Economies	13,7 Mrd€	17,0 Mrd€	20 Mrd€				
+ Investissement annuel EEI (2027/2035)			16,8 Mrd€				
1 et 2 : Estimation RETM à partir des données de prix et d'exportation des rapports RTE (Rapport Annuel/Economix)							
3 : 2025/2026 Données rapport Commission de régulation de l'Energie 10 juillet 2025 - 2027/2035 estimation RETM avec programme PPE3 (03/2025							
4. Données Rapport Sénat juillet 2024 sur l'évolution du coût de l'électricité (Extraits RTE et ENEDIS pages 436 à 443)							

Figure 6 : Economies possibles aux horizons 2026 et 2027/2035

A cette occasion, RETM a proposé un changement de cap des orientations de la politique énergétique française avec :

- Une accélération du développement des énergies thermiques renouvelables (géothermie, pompes à chaleur, biogaz, bio-carburants, e-carburants, chaleur renouvelable et de récupération, solaire thermique et photovoltaïque en grande toiture en autoconsommation collective,) : des énergies largement plébiscitées par les communes durant les consultations pour établir les zones d'accélération de production d'énergies renouvelables. Elles permettent de décarboner rapidement et directement les usages de la chaleur (47%) et de la mobilité (31%) dans le mix de consommation français, et d'acquérir 25% d'indépendance énergétique supplémentaire d'ici 2050 ;

² [Rencontre avec le Premier Ministre François BAYROU à la foire de Châlons en Champagne](#)

- Un ralentissement très significatif du développement des énergies électriques intermittentes (*éolien terrestre, éolien en mer, photovoltaïque sur terres agricoles*) dès le début de 2026 afin de maîtriser l'évolution du coût de l'électricité et des dépenses publiques ;
- Parmi les propositions suggérées figuraient :
 - Le lancement de consultations européennes pour sécuriser le prix de vente de nos exportations à un niveau de marché correspondant au prix de nos voisins (*Italie, Suisse, Allemagne, Belgique, Royaume-Uni*) pour s'affranchir des prix bas générés par la surproduction solaire et éolienne entre mars et octobre,
 - Et la renégociation des contrats passés et de la fiscalité associée au titre de l'intérêt général de la Nation ;
- Une pédagogie et une mise en œuvre territoriale des énergies thermiques renouvelables avec une commande publique structurée à l'échelle départementale (*voir Tableau 2 du courrier et présentation de la Réunion régionale d'information page 44 à 51 à Châlons-en-Champagne le 30 août 2025*³).

2.5 Risques associés aux 55 GW de projets éoliens et solaires en cours de développement et d'instruction

Les projets en cours de développement au 1^{er} janvier 2025 représentent 120% de la capacité éolienne et solaire installées durant les 25 dernières années et vont contribuer directement à amplifier les séquences de prix négatifs, d'effacement et d'indemnisation des opérateurs pour ne pas produire.

Projets en cours au 31/12/2024 (Capacité en GW)				Source ODRE		
Développement/Instruction/Autorisation/Construction				Open data Réseaux-Energies		
		Eolien Terrestre	Eolien maritime	Solaire	TOTAL	Part Région
		GW	GW	GW	GW	%
Auvergne Rhône-Alpes		0,6		2,5	3,1	5,6%
Bourgogne Franche-Comté		1,5		3,1	4,6	8,4%
Bretagne		0,6	2,2	0,6	3,4	6,1%
Centre Val de Loire		1,1		3,2	4,3	7,9%
Corse		0,0		0,1	0,2	0,3%
Grand Est		2,6		2,1	4,8	8,7%
Hauts de France		2,3	0,6	1,4	4,3	7,8%
Normandie		0,7	3,5	0,6	4,8	8,7%
Nouvelle-Aquitaine		2,6	2,4	10,5	15,4	28,2%
Occitanie		0,6	1,6	3,4	5,6	10,3%
Pays de Loire		0,4	0,5	1,4	2,3	4,2%
Provence Côte d'Azur				1,5	1,5	2,6%
Ile de France		0,1		0,5	0,5	1,0%
Total (GW)	54,8	13,1	10,7	30,9		

Figure 7 : Synthèse par Région des projets éoliens et solaires en cours d'instruction au 31 décembre 2024

Il s'agit du risque actuel le plus important sur le système énergétique français et d'une vraie bombe à retardement sur le prix de l'électricité et les finances publiques.

En particulier le solaire, avec 31 GW de projets en cours, est un risque majeur en raison de son impact direct sur l'intensité du pic solaire entre avril et octobre.

Pour diminuer ces risques la réalisation d'une étude d'impact socio-économique en coût complet, pour comparer les différents scénarios possibles et notamment leurs calculs du bénéfice net actualisé pour la Nation pour chaque euro public investi, est le fondement nécessaire d'une politique responsable de Programmation Pluriannuelle de l'Énergie et devrait renforcer la solidité de la révision en cours des Futurs énergétiques 2050.

³ [Réunion régionale d'information du 30 août 2025 à Châlons en Champagne](#)



3. Etape 1 : Comment stabiliser à court terme le prix de l'électricité en France

3.1 Les bras de levier possibles

Il faut supprimer tous les facteurs qui ont conduit depuis 15 ans à cette surproduction en France. Les principaux leviers disponibles pour le gouvernement sont de :

- Réduire le déséquilibre production/consommation qui génère des surcoûts et des inefficacités du système énergétique en stoppant les énergies responsables de cette croissance de la production et en favorisant l'électrification des usages, surtout vers la mobilité électrique, l'usage de loin le plus carboné ;
- Mettre en œuvre des mesures de fiscalité, notamment celles proposées par le Sénat en juillet 2024 ;
- Favoriser les énergies dont le LCOE et le coût complet sont les plus faibles (*voir section 1.2*).

Concernant les énergies renouvelables électriques intermittentes, il faut éviter de transférer vers le budget des ménages des coûts échoués, les coûts liés à leur impact sur le réseau et les surcoûts liés à la surproduction. Les solutions de stockage (hors STEP existantes) ne sont pas à considérer, car elles ne feraient que contribuer à l'augmentation du coût complet de l'électricité.

3.2 Recommandations Etape 1

- a) Stopper les appels d'offre avec prix garantis et contrats pour différence ;
- b) Stopper les projets d'éoliens en mer, le « *repowering* » de l'éolien terrestre et les projets photovoltaïques supérieurs à 1 MWc ;
- c) Transférer chez les promoteurs les coûts de réseau induits par le raccordement, la stabilité de la tension et de la fréquence, et les flexibilités liées directement à la variabilité et à l'intermittence de ces énergies ;
- d) Relever le seuil d'effacement de l'éolien et du solaire autour du prix de revient (*environ 50 € au lieu de 0 € pour éviter de vendre à perte*) et supprimer les montants payés quand le prix spot est entre 0 et cette valeur. Cela conduira à effacer des volumes plus importants (nécessaire dans ces situations), mais à un coût global plus faible pour les finances publiques. Cette mesure nécessite un rééquilibrage des risques entre l'Etat et les opérateurs et donc une modification des contrats, mais est une mesure d'intérêt général supérieur.

4. Etape 2 : Comment faire baisser à moyen terme le prix de l'électricité en France.

4.1 Les bras de levier possibles

Il faut supprimer tous les facteurs qui ont conduit depuis 15 ans à l'augmentation du prix de l'électricité. Les principaux leviers disponibles pour le gouvernement sont de :

- définir pour le futur une politique énergétique ne retenant que les solutions électriques ayant le coût de LCOE le plus bas et si possible inférieurs à 50€₂₀₂₅ pour optimiser le coût du mix électrique français ;
- optimiser le budget de RTE et d'ENEDIS pour concentrer les investissements sur le renouvellement et la résilience pour les 15 prochaines années (SDDR 2025-2035) ;
- arrêter les projets éoliens et solaires en cours de développement par arrêt des prix garantis et des contrats par différence.

4.2 Recommandations Etape 2

- a) Retenir pour la PPE3 un mix électrique largement construit sur le nucléaire et l'hydraulique ;
- b) Négocier avec les opérateurs un niveau d'indemnisation des équipements éoliens et solaires ne générant pas des surcoûts massifs pour les finances publiques ;



- c) Anticiper l'arrêt et le démantèlement des installations éoliennes et solaires avant la fin de leur durée de vie ;
- d) Recentrer les actions des opérateurs d'énergies renouvelables en soutenant le développement des solutions non-électriques qui vont contribuer à réduire la surproduction électrique, à réindustrialiser de façon équilibrée les territoires et à augmenter notre indépendance énergétique ;
- e) Développer, mutualiser et industrialiser les énergies locales non électriques comme les équipements d'efficacité énergétique (pompes à chaleur) en finançant le développement de compétences locales ;
- f) Retenir pour le PPE3 un mix énergétique faisant une large place aux Energies thermiques renouvelables et à l'efficacité énergétique (*géothermie de surface, pompes à chaleur, biogaz, bio-carburants, e-carburants, chaleur renouvelable et de récupération, solaire thermique et photovoltaïque en grande toiture en autoconsommation collective, ...*) ; elles représentent un potentiel largement inexploité de 500 TWh en 2050.

5. Comment décarboner rapidement les usages de la chaleur et de la mobilité encore carbonés.

RETM a engagé depuis octobre 2024 un processus d'information des préfets et des présidents de conseils départementaux dans beaucoup de départements français. Nous leur avons proposé des solutions alternatives de décarbonation des usages de la chaleur et de la mobilité (*géothermie, pompes à chaleur, biogaz, bio-carburants, e-carburants, chaleur renouvelable et de récupération, solaire thermique et photovoltaïque en grande toiture en autoconsommation collective,...*) sans passer nécessairement par l'électricité, pour garantir une souveraineté énergétique et une réindustrialisation réelles et équilibrées des territoires ruraux et littoraux en France.

RETM a analysé une planification 2030/2040/2050 de ces solutions dans une cinquantaine de départements français.

La réorientation des soutiens publics vers ces solutions est plus efficace que le soutien à l'éolien et au solaire car elle va conduire à des gains économiques, sociaux, environnementaux et financiers majeurs pour la société à valoriser dans un bilan socio-économique en coût complet, intégrant les externalités :

- rééquilibrage production/consommation électrique sans augmentation de la capacité électrique installée,
- réduction des coûts d'investissement, de stabilité et de flexibilité de réseaux,
- suppression des risques de black-out,
- réduction des coûts CSPE et TURPE,
- amélioration des comptes d'EDF,
- baisse du prix de l'électricité,
- décarbonation plus rapide des usages de la mobilité et de la chaleur, donc diminution des importations fossiles,
- économie d'énergie de chauffage (pompes à chaleur) donc augmentation du pouvoir d'achat des ménages,
- valorisation du potentiel agricole de la France pour l'énergie au lieu d'exporter à prix bas et importer des fossiles,
- réindustrialisation des territoires ruraux et littoraux,
- augmentation de l'indépendance énergétique,

Ces solutions sont également proposées à RTE dans le cadre de la révision de futurs énergétiques FE2050 pour une vision globale énergétique, et pas seulement électrique, pour diversifier les scénarios énergétiques aux horizons 2050/2070 et assurer la solidité de l'analyse socio-économique en coût complet.

Le dialogue engagé par RETM avec les collectivités depuis 2022 s'est intensifié, début 2026, à travers les cinq lettres hebdomadaires **Commune&Energie** pour proposer des solutions conformes à leurs attentes, exprimées lors de la consultation sur les zones d'accélération de production d'énergie renouvelable (2022/2024). RETM propose d'étudier des solutions de mutualisation et d'industrialisation à l'échelle départementale pour faire baisser les coûts, assurer une industrialisation amont/aval des solutions et contribuer à créer des emplois pérennes et équilibrés sur tous les territoires français.



Bio contribution Mission Jean-Bernard LEVY-Thierry TUOT

La maîtrise du coût de l'électricité : un enjeu stratégique des politiques publiques et du choix du mix énergétique français

Nicolas BOUR / Alain DORE / Louis LANDROT / Francis TETREAU



Nicolas BOUR

retm@retm.fr

tel : +33 684500790

Nicolas Bour, né en 1951 est diplômé de l'Ecole polytechnique et de l'Ecole nationale des Ponts et Chaussées. Il a réalisé et dirigé entre 1978 et 2003 plusieurs projets multidisciplinaires complexes en France et à l'étranger dans les secteurs des transports (Tunnel sous la Manche, Métro en Chine...), de l'énergie (Centrales nucléaires en Afrique du Sud et en Chine, Barrages hydro-électriques en Chine...), de l'industrie (Usine Pechiney à Dunkerque, Cimenteries au Moyen-Orient.) et du bâtiment (Hôpital du Cap,.) au sein du groupe Spie-Batignolles.

En charge de la maîtrise d'ouvrage du Canal Seine-Nord Europe au sein de Voies navigables de France depuis mars 2004 jusqu'en mai 2016, il a été à partir de 2010 directeur de la Direction des Liaisons Européennes et de l'Innovation de Voies navigables de France et gérant du GEIE Seine-Escaut regroupant Voies Navigables de France (VNF), la Société du Canal Seine-Nord Europe (SCSNE), le Service Public de Wallonie (SPW) et de Vlaamse Waterweg (DVW), Waterwegen en Zeekanal (Flandres) jusqu'en 2020, en proposant le développement d'énergies renouvelables bord à voie d'eau. Dans ce cadre, il a contribué entre 2004 et 2012 à l'établissement du référentiel sur l'évaluation des investissements publics en France publié en 2012 par le groupe Quinet/Baumstark

Chevalier de la Légion d'Honneur en 2011, Président de ATIL Europe depuis juillet 2020 (Aménagement, Transport, Industrie et Logistique). Il est membre du Conseil scientifique de Transport Développement Intermodalité et Environnement TDIE,. Il est membre du groupe de travail mis en place par RTE en juillet 2025 pour la révision des Futurs énergétiques 2025.

Conseiller technique du collectif « Energie et Environnement en Débat dans l'Aisne et la Marne (EEDAM) depuis l'été 2022, il a contribué début 2023 à la création du collectif interrégional « Energies territoriales du Nord-Est de la France dont il est le coordonnateur technique. Depuis le 2 mai 2024, il est le porte-parole du collectif national « Réseau Energies Terre&Mer » www.retm.fr créé pour proposer des solutions de maîtrise du prix de l'électricité. Il s'est engagé dans le monde associatif dès 2001.

Compétences et expertises mobilisées dans le cadre des ZAE nR et LPEC : Gestion de projet complexes et multidisciplinaires /Energies – Nucléaire/Hydraulique/Energies renouvelables/ Projets Public-privé / Conseil national de l'Industrie/ Connaissance des collectivités territoriales et services de l'Etat (central/déconcentré).



Alain DORE alain.dore@orange.fr

+33 6 80 20 38 40

Ingénieur diplômé de l'Ecole Supérieure d'Optique et de l'IAE, Alain Doré a fait l'essentiel de sa carrière dans des laboratoires de Recherche et Développement, d'abord scientifique, puis industriel, sur des sujets très variés allant des périscopes de sous-marins nucléaires aux écrans TFT-LCD, en passant par les gyrolasers, les systèmes de vision infrarouge, et l'alimentation solaire des bornes autonomes d'arrêts de bus.

De 2012 à 2022, il a suivi les recours contre les projets d'éolien en mer, et participe depuis 2022 à l'instance de concertation et de suivi du parc de St Nazaire.

Militant associatif, il est le coordinateur de DLM et le correspondant RETM Pays de Loire,



Louis LANDROT, louis.landrot@gmail.com

0609490523

Louis LANDROT né en 1951, est diplômé de l'Ecole polytechnique et de l'Ecole nationale des Ponts et Chaussées.

Après un début de carrière à l'international sur des grands chantiers de barrage au Moyen-Orient, en Afrique et en Amérique du Sud, il a dirigé des PME et des ETI dans le domaine des équipements pour l'agro-alimentaire, pour les travaux publics (tunneliers) et pour l'énergie, dont l'énergie nucléaire.

Actuellement, il est Président de l'école La Mache, école technique de 1.200 lycéens et étudiants à Lyon, qui travaille étroitement avec et pour les domaines de l'industrie et de la construction. www.ecolelamache.org

Il est aussi :

- Président de l'association environnementale Sauvegarde Sud-Morvan, www.sauvegardesudmorvan.org
- Vice-Président du CRECEP (Collectif régional d'experts et de citoyens pour l'environnement et le patrimoine de Bourgogne-Franche-Comté) www.crecep.org
- Co-fondateur et membre du Bureau d'ETNEF (Energies Territoriales du Nord-Est de la France)
- Mai 2024 : Co-fondateur du « Réseau Energies Terre&Mer » RETM www.retm.fr .



Francis TETREAU

ftetreau@wanadoo.fr

tel : 06 63 10 09 36

Francis Tetreau né le 5 juillet 1939. Ingénieur ENAC, faculté de sciences et de Droit Paris, IAE 1967.

1964-1968 CEV : Ingénieur essais en vol.

1969 1982 Philips: responsable du service automatisation Industrielle.

1982-2000 Framatome :

1982-1986 Chef du service Contrôle Commande, responsable des études et mise en œuvre des automatismes pour les 58 réacteurs nucléaires en France et 11 à l'export, (Participation à ce titre aux relations contractuelles en France avec EDF, et négociations export: en chine: 1984-85: vente des 2 tranches nucléaires de Daya Bay, et services nucléaires en RSA, Suède, Espagne, Corée du Nord...)

1986: Adjoint au Directeur de l'Ingénierie,

1993: Directeur des achats France palier N4 et Chine Ling Ao)

2001-2003 Président de Foratom à Bruxelles: relations et défense des exploitants électriciens européens, France, Espagne, Allemagne, Grande Bretagne... devant la CEE et le Parlement.

2021-2023 Collectif Environnement Champenois en Péril: Secrétaire du collectif réunissant 19 associations de la Marne et de l'Aube, dont l'objectif est de défendre la préservation des paysages ainsi que la biodiversité des territoires de ces 2 départements en combattant en particulier la multiplication de parcs éoliens.

Février 2023 Co-fondateur du collectif interrégional "Energies territoriales du Nord-est de la France" en tant que représentant du Collectif Environnement Champenois en Péril pour l'Aube et la Marne

Mai 2024 : Membre fondateur du « Réseau Énergies Terre&Mer » RETM www.retm.fr



Paris, le 6 mars 2026

Monsieur Jean-Bernard LEVY
Monsieur Thierry TUOT

Objet : Addendum N°1 à la propositions RETM pour la maîtrise du prix de l'électricité – Cas de l'éolien en mer

Messieurs,

Pour faire suite à notre proposition du 9 février 2026, vous trouverez ci-joint une note complémentaire relative aux enjeux de l'éolien en mer qui a fait l'objet de 4 recours gracieux le 12 janvier 2026 auprès des Préfets maritimes et préfets de Région des 4 façades maritimes Méditerranée, Sud-Atlantique, Nord-Atlantique/Manche-Ouest (NAMO) et Manche-Est/Mer du Nord (MEMN) sur le volet éolien en mer des Documents stratégiques de façade.

Le cas de l'éolien en mer en France est en effet un cas symbolique des surcoûts liés à la surproduction de l'électricité en France.

Les productions planifiées de 59 TWh en 2035 dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie publiée le 13 février 2026 ainsi que les appels d'offre AO9 à AO11 prévus à partir de l'été 2026 nous semblent de nature à augmenter la surproduction en France et augmenter le coût complet de l'électricité en France.

Comme il s'agit actuellement d'une très faible production (5,7 TWh en 2025) représentant moins de 1% de la production électrique française et qu'il s'agit de l'énergie électrique la plus chère en coût complet, nous estimons que le développement de cette filière n'est pas stratégique, d'autant qu'elle est très dépendante de métaux et terres rares non disponibles en France.

Nos recommandations complémentaires fondées sur le calcul en coût complet de l'éolien en mer pour les années 2025 et 2026, visent maîtriser le coût complet de l'électricité en France et à terme de la baisser tout en 4 volets pour l'éolien en mer :

- Suspendre le programme éolien en mer, posé comme flottant, en France et notamment les Appels d'offre AO9 à AO11 prévus à partir de l'été 2026 et la reprise d'appel d'offre d'Oléron 1, infructueux ;
- Stopper les travaux et études préliminaires engagés sur les projets en cours d'étude (non construits et/ou non en exploitation) et négocier les indemnités correspondantes.
- Négocier l'annulation des marchés en cours AO5 à AO8 et notamment Bretagne Sud, Centre Manche1, Centre Manche2 et Dunkerque
- Négocier avec les exploitants l'arrêt des parcs existants en exploitation (Saint-Nazaire, Saint-Brieuc, Fécamp, Yeu-Noirmoutier) pour réduire la surproduction, les charges de service public de l'électricité, les impacts sur le réseau de transport d'électricité et la modulation des centrales nucléaires.

Nous restons à votre disposition pour tout échange ou clarification que vous jugeriez nécessaire et vous prions de recevoir l'expression de nos respectueuses salutations

Nicolas BOUR
Membre fondateur et Porte-parole

Alain DORE
Membre fondateur

Louis LANDROT
Membre fondateur

Francis TETREAU
Membre fondateur

Pj : Note Addendum N°1 « La Maîtrise du prix de l'électricité : un enjeu stratégique des politiques publiques et du choix du mix énergétique français »

La maîtrise du coût de l'électricité :

Un enjeu stratégique des politiques publiques et du choix du mix énergétique français

Addendum N°1 : Le cas de l'éolien en mer

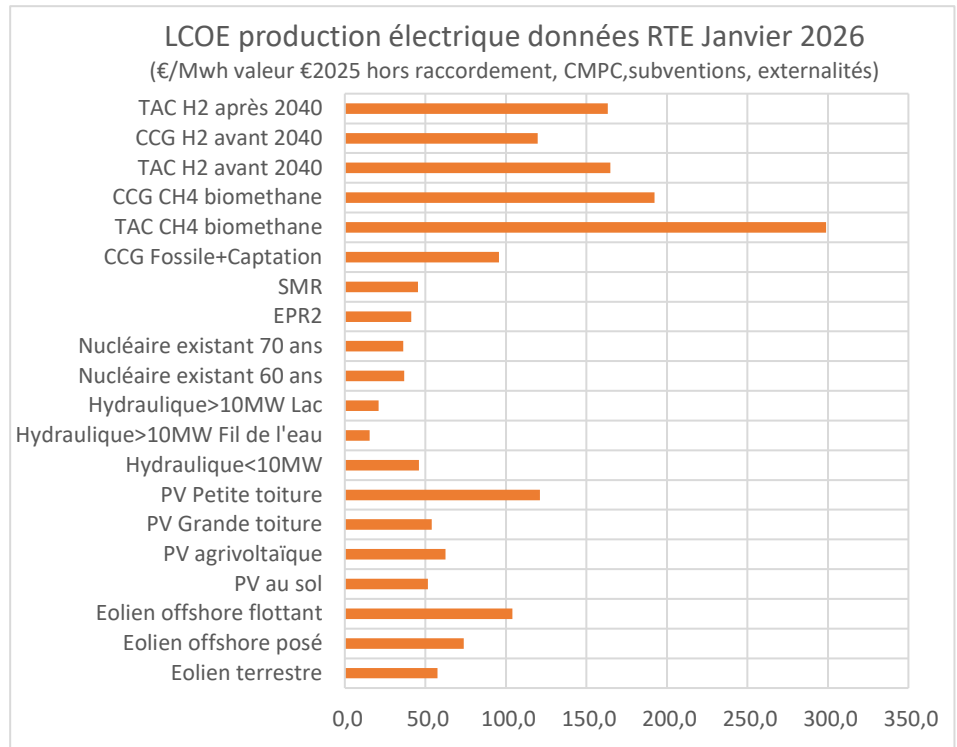
1. Le coût complet de l'éolien en mer

Le tableau ci-contre présenté dans le corps de l'avis principal du 9 février met en évidence les coûts suivants de LCOE hors raccordements et impacts réseau, cout du capital, marge et risque pour l'éolien en mer :

- a) Posé : 73,9 €/MWh
- b) Flottant : 104,1 €/MWh

Pour obtenir un prix de rachat fournisseur, le retour d'expérience détaillé en Annexe 1 pour l'éolien posé après renégociation indique (par rapport aux prix actuels 2025) les prix varient entre 165€/MWh et 197€/MWh pour St-Brieuc

De façon conservative il faut ajouter 95€/MWh , ce qui donne en montants arrondis 170 €/MWh pour le posé et 200 €/MWh pour le flottant



Il faut ensuite ajouter 3 éléments-clé pour l'éolien en mer :

- a) les coûts de raccordement de réseau et les sous-stations correspondantes,
- b) les coûts de soutien,
- c) les pertes de revenus d'EDF liées à l'effacement des réacteurs nucléaires.

1.1 Les coûts de raccordement de réseau et les sous-stations correspondantes

Le calcul est effectué à partir des données d'investissements éolien en mer du SDDR 2025-2035 pour un montant de 37Mds€ avec une production de 53 TWh/an correspondant aux nouveaux parcs sur 25 ans

Soit : $37 \text{ Mds} / (53 \text{ TWh} * 25) = 28 \text{ €/MWh}$

1.2 Les coûts de soutien

Ceux-ci sont définis par la CRE à 586 Millions€ pour 2025 et 922 Millions€ pour 2026¹

Soit un coût de $586 \text{ 000 000} / 5 \text{ 700 000} = 103 \text{ €/MWh en 2025}$, pour une production de 5,7 TWh en 2025²

Soit un coût de $922 \text{ 000 000} / 6 \text{ 000 000} = 154 \text{ €/MWh en 2026}$ (pour une production estimée de 6 TWh en 2026, qui suppose qu'il y ait moins d'effacement en 2026 en éolien maritime),

¹ Décision CRE du 11 juillet 2025

² Source – Rapport RTE 2025

1.3 Les pertes de revenus d'EDF liées à l'effacement des réacteurs nucléaires

Celles-ci ont été précisées dans notre note du 9 février 2026 et estimées à 13,7 Md€ pour 2025 et 17 Md€ pour 2026 avec une production EnRi de 82, 5 TW en 2025 (Rapport RTE 2025) et estimée à 85 TW en 2026 (capacité additionnelle, mais accélération des effacements).

Soit un coût de $6\,100\,000\,000 / 82\,500\,000 = 74\text{€}/\text{MWh}$ en 2025

Soit un coût de $6\,300\,000\,000 / 85\,000\,000 = 76\text{€}/\text{MWh}$ en 2026

1.4 Coût complet de l'éolien en mer posé

Soit un coût de $170 + 28 + 103 + 74 = 375\text{€}/\text{MWh}$ en 2025 (hors externalités sauf pertes EDF)

Soit un coût de $170 + 28 + 154 + 76 = 428\text{€}/\text{MWh}$ en 2026 (hors externalités sauf pertes EDF)

2. Conclusion et recommandations

Le coût complet (hors externalités sauf pertes EDF) pour l'éolien en mer posé est probablement 5 fois supérieur à celui du nucléaire et 10 fois supérieur à celui de l'hydraulique de plus de 10 MW. Il s'agit donc clairement de la composante la plus négative en coût complet de toutes les solutions énergétiques.

Son écart est très important avec le prix garanti au producteur.

Il est financé par le consommateur, le contribuable directement ou indirectement avec le manque à gagner important d'EDF, ce qui pèse très lourdement sur le coût complet de l'électricité en France

Les analyses préliminaires des externalités (voir Annexe2) confirment leur caractère très élevé pour l'éolien en mer par rapport aux autres solutions de décarbonation. Leur chiffrage devra être effectué dans le calcul socio-économique en coût complet pour comparer les scénarios avec et sans éolien en mer.

De plus cette filière n'a pas la maturité nécessaire pour les solutions flottantes (plus chères que l'éolien posé) retenues dans la décision gouvernementale.

Pour l'ensemble de ces raisons, il est proposé d'arrêter le programme « Eolien en mer » en France.

En conséquence, nos recommandations complémentaires pour maîtriser le coût complet de l'électricité en France et à terme de la baisser tiennent en 4 volets pour l'éolien en mer :

- a) Suspendre le programme éolien en mer posé comme flottant en France et notamment les Appels d'offre AO9 à AO11 prévus à partir de l'été 2026 et la reprise d'appel d'offre d'Oléron 1, infructueux ;
- b) Stopper les travaux et études préliminaires engagés sur les projets en cours d'étude (non construits et/ou non en exploitation) et négocier les indemnisations correspondantes ;
- c) Négocier l'annulation des marchés en cours AO5 à AO8 et notamment Bretagne Sud, Centre Manche1, Centre Manche 2 et Dunkerque ;
- d) Négocier avec les exploitants l'arrêt des parcs existants en exploitation (Saint-Nazaire, Saint-Brieuc, Fécamp, Yeu-Noirmoutier) pour réduire la surproduction, les charges de service public de l'électricité, les impacts sur le réseau de transport d'électricité et la modulation des centrales nucléaires.

Annexe 1 : Retour d'expérience sur le coût de l'éolien en mer (Août 2025)

(Annexe 1 au courrier du Premier Ministre du 31 août 2025 : Note rapide Coût Eolien en mer -Tarifs de rachat)

Les installations de production éolienne en mer résultent d'appels d'offres de l'Etat. Parmi tous les critères d'attribution, le prix proposé est prédominant. Comme dans tout appel d'offres, il est fondé sur des considérations techniques et industrielles, mais aussi de politique commerciale... Ils ne peuvent donc pas être considérés comme des références de prospective économique.

L'observation des offres successives et des prix réellement pratiqués après divers ajustements (*cf la révision de prix en 2018 du 1^{er} Appel d'Offres qui a consisté à retirer les coûts de raccordement, finalement à la charge de RTE*).

Toute considération sur le coût de l'éolien en mer (€/MWh) doit, au-delà des tarifs de rachat, être **basée sur les coûts complets, incluant également les coûts de raccordement, les coûts d'adaptation du réseau à cause de l'intermittence (stabilité fréquence et tension, flexibilité,..) les coûts de gestion liés à la surproduction électrique, la valorisation des externalités positives et négatives (impacts).**

1 – Les prix des premières centrales éoliennes en mer françaises

Descriptif des précédents projets éoliens en mer

Nom du parc	Courseulles-sur-Mer	Fécamp	Saint-Nazaire	Saint-Brieuc	Îles d'Yeu – Noirmoutier	Dieppe – Le Tréport	Dunkerque
Montant en €/MWh	138,7	135,2	143,6	155	137	131	44
Puissance du parc (MW)	450	498	480	496	496	496	580
Production totale prévue sur 25 ans (TWh)	[33-43]	[40-50]	[35-45]	[40-50]	[38-48]	[40-50]	[65-70]
Revenus du marché	Tarif d'achat	Tarif d'achat	Tarif d'achat	Tarif d'achat	Tarif d'achat	Tarif d'achat	Complément de rémunération
Montant maximum du soutien public sur 20 ans (Md€)	3,0	3,6	3,5	4,7	3,7	3,7	[-0,3 – +0,5]

Source : DGE

On note le changement radical de Dunkerque, par rapport à St Nazaire, Fécamp et St Brieuc, seuls en production en 2024.

Rapport de la CRE : L'éolien en mer (1,5 GW, 3 parcs en 2024) induit une charge de 921,7 millions € avec un coût moyen de rachat de 184,9 €/ MWh. C'est le plus gourmand en CSPE (293 millions € par GW installé).

Les prix de rachat indiqués ci-dessous **ne tiennent pas compte du raccordement (35-40 milliards d'euros pour le raccordement direct des parcs en mer, plus de 60 Mds€ en tenant compte des aménagement terrestres liés, ni des coûts de gestion et congestion du réseau, ni du coût des écrêtements à compenser (production à perte, prix négatifs), coût des infrastructures portuaires** (cf les projets EOLE à St Nazaire et GILA entre Gironde et Loire)

Parc éolien de Saint-Nazaire (Oct 2022-) :

Tarif renégocié (2018) : 143,6 €/MWh
 Tarif actuel : 174,376 €/MWh (tranche 1 ; 2e année contractuelle)
 169,646 €/MWh (tranches 2&3 ; 1ère année contractuelle)

Parc éolien de Saint-Brieuc (Janvier 2024):

Tarif renégocié (2018) : 155 €/MWh
 Tarif actuel : 196,348 €/MWh

Parc éolien de Fécamp (Janvier-Juin 2024) :

Tarif renégocié (2018) : 135,2 €/MWh Tarif actuel : 164,245 €/MWh

Parc éolien de Courseulles-sur-Mer (non construit) :

Tarif renégocié (2018) : 138,7 €/MWh

Tarif actuel estimé : 176,7 €/MWh

Parc éolien de Dieppe-Le Tréport (non opérationnel):

Tarif renégocié (2018) : 131 €/MWh

Tarif actuel estimé : 166,9 €/MWh

Parc éolien de Yeu-Noirmoutier (non opérationnel) :

Tarif renégocié (2018) : 137 €/MWh

Tarif actuel estimé : 171,66 €/MWh

Parc éolien de Dunkerque (non construit):

Tarif initial (hors complément de rémunération): 44 €/MWh

Tarif actuel estimé (mis à jour au 31/12/2022) : 53,53 €/MWh

2- Autres appels d'offres

Parc éolien de Centre Manche 1 (posé, non construit):

Tarif initial (hors complément de rémunération): 44,90 €/MWh

Groix - Belle Ile Bretagne SUD (flottant, non construit) Tarif initial : 86,45 €/MWh

Méditerranée Occitanie (flottant, en cours) Tarif initial : 92,70 €/MWh

Méditerranée Fos (flottant, en cours) Tarif initial : 85,90 €/MWh

Ces tarifs ont **fait l'objet des mêmes avertissements de la CRE** :

- « insuffisance d'efficacité du sous-critère relatif à la robustesse du montage contractuel et financier... limitée par une trop faible pondération et un périmètre d'analyse trop restreint ».
- ne permettant pas d'éliminer des montages financiers trop aventureux,
- aventurisme technologique encouragé par le critère "nombre d'éoliennes",
- estimation fantaisiste du retour sur investissement basé sur des scénarios d'évolution du prix de l'électricité des concurrents...

Ces coûts de rachats paraissent extrêmement bas.

Au Royaume-Uni, l'éolien flottant dans les derniers appels d'offre est sorti à 230 €/MWh, en Italie, à 185€/MWh. (avec des éoliennes chinoises), aux USA, les tarifs ont atteint 278 €/MWh.

En Méditerranée même, pour leurs trois projets pilotes éoliens flottants différents, EDF, Engie et Qair ont demandé une augmentation des 240 €/MWh initialement prévus à 370 €/MWh. Le premier parc éolien flottant réellement en opération en Europe, Hywind Scotland bénéficie d'un tarif de rachat de 217 €/MWh

En conclusion, il est extrêmement périlleux d'annoncer des prévisions fiables de prix de l'éolien en mer, faute de retour d'expérience correspondant au littoral français, et non d'Europe du Nord, non comparable.

Le projet d'agrandissement du port de maintenance éolien de La Turballe, seulement trois ans après la construction du parc de St Nazaire, pour un 3^e navire de maintenance, démontre qu'on est encore loin de maîtriser les coûts de maintenance et d'exploitation de l'éolien en mer.

En synthèse le coût complet (hors externalités) de l'éolien en mer est au minimum de 200€/MWh et sans doute plus en se basant sur le retour d'expérience des Etats-Unis, du Royaume-Uni et de l'Italie

6 / 6



Paris, le 31 août 2025

Monsieur le Premier Ministre,

J'ai eu le privilège d'assister avant-hier à votre discours d'inauguration de la foire de Châlons-en-Champagne.

Vos propos de vérité sur la situation financière de la France étaient remarquables par la clarté, les images choisies et la mise en avant de « l'enjeu de transmission entre générations ».

Par la suite, j'ai assisté à votre échange avec Mr Alexandre Jardin et Mme Véronique Le Floch concernant l'énergie, sujet sur lequel je travaille depuis des années en assurant la présidence de nombreuses Associations de défense de l'environnement qui œuvrent également pour une approche rationnelle des choix énergétiques.

A partir d'informations transmises très probablement par le lobby des industriels de l'éolien, vous avez cité un chiffre exact, l'existence d'un appel d'offre à Dunkerque conclu sur un prix de 55 €/MWh, en lui donnant une signification gravement trompeuse, et tout à fait contraire à l'esprit de vérité qui est votre marque singulière dès que vous parlez de la situation de la France.

En effet, le prix du contrat de Dunkerque ne reflète en rien le coût pour le contribuable et pour le consommateur de l'électricité produite par l'éolien qu'il soit terrestre ou maritime. En voici les raisons :

1. la garantie d'achat consentie aux producteurs éoliens en mer dans tous les appels d'offres français est proche de 200 €, Dunkerque étant un cas singulier qui s'annonce très coûteux pour EDF ou pour les contribuables avec le complément de rémunération si le contentieux avec la Belgique ne bloque pas le projet.
2. ce prix ne reflète en rien le coût réel complet de cette électricité si l'on tient compte :
 - du coût du raccordement, à la charge de RTE ou Enedis, qui est au minimum de 50 €/MWh pour l'éolien en mer, ce qui doublera le coût de Dunkerque.
 - du coût des systèmes de stabilisation et flexibilité qu'il faut installer sur le réseau pour empêcher que l'intermittence liée au vent ne provoque un blackout.
 - du phénomène de surproduction d'électricité éolienne et solaire dès qu'il y a du vent et du soleil, constaté de plus en plus fréquemment depuis mars 2023 et amplifié depuis début 2025. Ceci provoque une chute à zéro ou à un niveau négatif du prix spot. Cela veut dire que le contribuable qui achète 55 €/MWh une électricité aussitôt revendue à zéro euro ou à prix négatif, subit une très lourde charge. Et malheureusement les épisodes ventés ne coïncident presque jamais avec les pics de la demande d'électricité.

C'est pourquoi la Commission de régulation de l'Energie (CRE) vous a signalé qu'il y aurait 2 milliards de plus à prévoir à ce titre dans votre budget 2026, par rapport à 2025, portant le coût annuel total de la garantie à 12,6 milliards Euros ; et ceci uniquement à cause du doublement des Charges de Service Public de l'Electricité (CSPE) de l'éolien et du solaire entre 2024 et 2025.



- enfin et surtout, cet afflux d'électricité aléatoire et en excès oblige EDF à ralentir ou arrêter ses réacteurs nucléaires, sans que leur coût diminue (sauf les 5 % économisés sur le combustible), ce qui fait mécaniquement monter le prix de l'électricité nucléaire.

Tous ces facteurs de risque et de coût apportés par l'éolien et le solaire sont détaillés dans une note jointe que nous avons publiée au sein du Réseau Energies Terre&Mer pour préciser les économies d'environ 20 milliards €/an générées par une suspension de l'éolien et du photovoltaïque, et dont j'ai eu l'honneur de pouvoir vous parler au cours de notre brève rencontre d'hier dans les allées du salon (note jointe N°2).

Nous vous sommes infiniment reconnaissants d'avoir stoppé, dès avril 2025, la publication du projet de décret PPE3 tel que poussé par votre ministre de l'Industrie et de l'Energie.

Le but non avoué du décret, d'accélérer l'investissement dans les énergies électriques intermittentes, en cédant aux pressions du lobby industriel qui se nourrit sur le dos des contribuables et consommateurs d'électricité français- est un scandale qui a trop duré : c'est d'autant plus paradoxal dans la situation économique difficile de la France, de tant de nos concitoyens et de nos entreprises, et dans une conjoncture durable d'énorme surproduction d'électricité.

La puissance actuellement installée en éolien et photovoltaïque en France est déjà celle équivalente à 45 réacteurs nucléaires, et leur production est inférieure à nos exportations !!

Le lobby des énergies électriques intermittentes (EEI) se garde bien de vous donner ces chiffres publiés sur le site du ministère de l'Energie.

Prendre l'argent des Français pour le gaspiller dans des investissements supplémentaires de production d'EEI très coûteux et totalement inutiles serait un vrai scandale considéré comme une véritable trahison et perte de confiance des Français.

Nous inscrivant dans la mission que vous avez confiée à MM Antoine ARMAND et Daniel GREMILLET nous leur avons fait part récemment de nos analyses détaillées (constats et propositions) à ce sujet (Voir note jointe N°3).

S'il y a aujourd'hui une urgence c'est bien de stopper toute publication du décret PPE 3 dans l'attente des résultats de l'étude des futurs énergétiques à l'horizon 2050 et 2060 lancée en juillet dernier par RTE et du bilan socio-économique associé qui devrait paraître courant 2026.

Seule cette étude permettra de répondre à plusieurs principes fondamentaux de l'investissement public, à de nombreuses questions occultées depuis des années, et de disposer d'un instrument efficace pour mesurer et comparer la qualité de l'investissement public :

- Pour bien compter, il faut tout compter et la sagesse des sénateurs s'est déjà exprimée le 6 juillet en modifiant avec l'article 1 le code de l'Energie en remplaçant le coût de production par le coût complet qui doit inclure la totalité des coûts, notamment de réseau ou de charges de service public de l'électricité, et bien sûr la valorisation des externalités positives et négatives (impacts) ;
- Quels sont les besoins réalistes d'approvisionnement de la France en électricité à l'horizon des 30 prochaines années et de quelles réserves disposons-nous avec notre parc nucléaire, qui bien que mobilisé aujourd'hui à un niveau ralenti, contribue à des exportations massives à des prix



bradés vers nos voisins, comme le rappelait le précédent Président d'EDF, une situation regrettable pour les finances de notre opérateur national ?

- Quelles sont les ressources naturelles dont dispose notre pays (géothermie, biogaz, biocarburant, solaire thermique) trop peu valorisées à ce jour, bien qu'elles aient été largement plébiscitées (plus de 45%) par les communes lors de la concertation sur les zones d'accélération de production des énergies renouvelables ?
- Quel est le mix énergétique qui contribuera à réduire le prix de l'électricité, après un doublement du prix pour les particuliers et un triplement pour les entreprises en 15 ans ?
- Quel est le mix de production optimum en rentabilité par euro public investi, sur tous les critères que vous avez-vous-même définis dans votre déclaration de politique générale, coût, sécurité, souveraineté, impact social, environnemental, sur la balance commerciale et sur l'emploi ?

Il n'y a donc, Monsieur le Premier Ministre, qu'une seule voie cohérente avec les choix courageux que vous assumez pour le retour à la maîtrise des dépenses publiques, qui est de suspendre la parution du Décret PPE 3 jusqu'au vote de la proposition de loi dite Gremillet et de suspendre le lancement d'appels d'offre et l'attribution de toutes nouvelles aides aux producteurs éoliens et photovoltaïques jusqu'à la parution dans 12 à 14 mois de l'étude RTE sur les futurs énergétiques qui permettra la comparaison financière des différents mix possibles de production, et ceux qui pèseront le moins sur les finances publiques.

Cette pause est possible car nous sommes durablement en surcapacité de production électrique.

Elle est souhaitable face à l'explosion du prix de l'électricité.

Elle est nécessaire pour prendre les bonnes décisions pour les prochaines décennies et s'affranchir de la pression des promoteurs dont la valeur ajoutée est extrêmement faible, notamment en emplois, pénalisant chaque année notre balance commerciale de plusieurs milliards d'Euros, afin d'éviter que les jeunes générations n'aient à supporter demain les charges financières que la PPE3 ferait peser dès aujourd'hui.

Restant à la disposition de vos services pour approfondir ces questions en toute indépendance vis à vis de tout intérêt industriel, financier ou politique, je vous prie de croire, Monsieur le Premier Ministre, en l'assurance de notre très haute considération, accompagnée de notre chaleureux soutien pour tenir un cap ferme dans l'intérêt des Français et de la Nation.

Nicolas BOUR

Porte-parole **Réseau Énergies Terre&Mer**

Pj : Note Coût Eolien en mer / Note potentiel Economie finances publiques avec suspension / Constats et propositions à MM. Armand/Gremillet



Août 2025

Annexe 1 au courrier du Premier Ministre du 31 août 2025

Note rapide Coût Eolien en mer

Tarifs de rachat/ Coûts complets

Préambule :

Les installations de production éolienne en mer résultent d'appels d'offres de l'Etat. Parmi tous les critères d'attribution, le prix proposé est prédominant. Comme dans tout appel d'offres, il est fondé sur des considérations techniques et industrielles, mais aussi de politique commerciale... Ils ne peuvent donc pas être considérés comme des références de prospective économique.

L'observation des offres successives et des prix réellement pratiqués après divers ajustements (cf la révision de prix du 1^{er} Appel d'Offres qui a consisté à retirer les coûts de raccordement, finalement à la charge de RTE).

Toute considération sur le coût de l'éolien en mer (€/MWh) doit, au-delà des tarifs de rachat, être **basée sur les coûts complets, incluant également les coûts de raccordement, les coûts d'adaptation du réseau à cause de l'intermittence (stabilité fréquence et tension, flexibilité,..) les coûts de gestion liés à la surproduction électrique, la valorisation des externalités positives et négatives (impacts).**

1 – Les prix des premières centrales éoliennes en mer françaises

Descriptif des précédents projets éoliens en mer

Nom du parc	Courseulles-sur-Mer	Fécamp	Saint-Nazaire	Saint-Brieuc	Îles d'Yeu – Noirmoutier	Dieppe – Le Tréport	Dunkerque
Montant en €/MWh	138,7	135,2	143,6	155	137	131	44
Puissance du parc (MW)	450	498	480	496	496	496	580
Production totale prévue sur 25 ans (TWh)	[33-43]	[40-50]	[35-45]	[40-50]	[38-48]	[40-50]	[65-70]
Revenus du marché	Tarif d'achat	Tarif d'achat	Tarif d'achat	Tarif d'achat	Tarif d'achat	Tarif d'achat	Complément de rémunération
Montant maximum du soutien public sur 20 ans (Md€)	3,0	3,6	3,5	4,7	3,7	3,7	[-0,3 – +0,5]

Source : DGE

On note le changement radical de Dunkerque, par rapport à St Nazaire, Fécamp et St Brieuc, seuls en production en 2024.



Août 2025

Rapport de la CRE : *L'éolien en mer (1,5 GW, 3 parcs en 2024) induit une charge de 921,7 millions € avec un coût moyen de rachat de 184,9 €/ MWh. C'est le plus gourmand en CSPE (293 millions € par GW installé).*

Les prix de rachat indiqués ci-**dessous ne tiennent pas compte du raccordement (35-40 milliards d'euros pour le raccordement direct des parcs en mer, plus de 60 en tenant compte des aménagement terrestres liés, ni des coûts de gestion et congestion du réseau, ni du coût des écrêtements à compenser (production à perte, prix négatifs), coût des infrastructures portuaires** (cf les projets EOLE à St Nazaire et GILA entre Gironde et Loire)

Parc éolien de Saint-Nazaire (Oct 2022-) :

Tarif renégocié (2018) : 143,6 €/MWh
Tarif actuel : 174,376 €/MWh (tranche 1 ; 2e année contractuelle)
169,646 €/MWh (tranches 2&3 ; 1ère année contractuelle)

Parc éolien de Saint-Brieuc (Janvier 2024):

Tarif renégocié (2018) : 155 €/MWh
Tarif actuel : 196,348 €/MWh

Parc éolien de Fécamp (Janvier-Juin 2024) :

Tarif renégocié (2018) : 135,2 €/MWh
Tarif actuel : 164,245 €/MWh

Parc éolien de Courseulles-sur-Mer (non construit) :

Tarif renégocié (2018) : 138,7 €/MWh
Tarif actuel estimé : 176,7€/MWh

Parc éolien de Dieppe-Le Tréport (non opérationnel):

Tarif renégocié (2018) : 131 €/MWh
Tarif actuel estimé : 166,9 €/MWh

Parc éolien de Yeu-Noirmoutier (non opérationnel) :

Tarif renégocié (2018) : 137 €/MWh
Tarif actuel estimé : 171,66 €/MWh

Parc éolien de Dunkerque (non construit):

Tarif initial (hors complément de rémunération): 44 €/MWh
Tarif actuel estimé (mis à jour au 31/12/2022) : 53,53 €/MWh



Août 2025

2- Autres appels d'offres

Parc éolien de Centre Manche 1 (posé, non construit):

Tarif initial (hors complément de rémunération): 44,90 €/MWh

Groix - Belle Ile Bretagne SUD (flottant, non construit)

Tarif initial : 86,45 €/MWh

Méditerranée Occitanie (flottant, en cours)

Tarif initial : 92,70 €/MWh

Méditerranée Fos (flottant, en cours)

Tarif initial : 85,90 €/MWh

Ces tarifs ont **fait l'objet des mêmes avertissements de la CRE :**

- « insuffisance d'efficacité du sous-critère relatif à la robustesse du montage contractuel et financier... limitée par une trop faible pondération et un périmètre d'analyse trop restreint ».
- ne permettant pas d'éliminer des montages financiers trop aventureux,
- aventurisme technologique encouragé par le critère "nombre d'éoliennes,
- estimation fantaisiste du retour sur investissement basé sur des scénarios d'évolution du prix de l'électricité des concurrents...

Ces coûts de rachats paraissent extrêmement bas.

Au Royaume-Uni, l'éolien flottant dans les derniers appels d'offre est sorti à 230 €/MWh, en Italie, à 185€/MWh. (avec des éoliennes chinoises), aux USA, les tarifs ont atteint 278 €/MWh.

En Méditerranée même, pour leurs trois projets pilotes éoliens flottants différents , EDF, Engie et Qair ont demandé une augmentation des 240 €/MWh initialement prévus à 370 €/MWh. Le premier parc éolien flottant réellement en opération en Europe, Hywind Scotland bénéficie d'un tarif de rachat de 217 €/MWh

En conclusion, il est extrêmement périlleux d'annoncer des prévisions fiables de prix de l'éolien en mer, faute de retour d'expérience correspondant au littoral français, et non d'Europe du Nord, non comparable.

Le projet d'agrandissement du port de maintenance éolien de La Turballe, seulement trois ans après la construction du parc de St Nazaire, pour un 3^e navire de maintenance, démontre qu'on est **encore loin de maîtriser les coûts de maintenance et d'exploitation de l'éolien en mer.**

En synthèse le coût complet de l'éolien en mer est au minimum de 200€/MWh et sans doute plus en se basant sur le retour d'expérience des Etats-Unis, du Royaume-Uni et de l'Italie



Annexe N°2 au courrier du 31 août 2025 à Monsieur le Premier Ministre,

Cette note présentée lors de la conférence-débat du 30 août 2025 à Châlons-en-Champagne vise à estimer les **économies annuelles possibles pour le budget français** avec un changement de cap des orientations de la politique énergétique française par :

- **une accélération du développement des énergies thermiques renouvelables** (géothermie, pompes à chaleur, biogaz, bio-carburants, e-carburants, chaleur renouvelable et de récupération, solaire thermique et photovoltaïque en grande toiture en autoconsommation collective ; cela permet de décarboner rapidement et directement les usages de la chaleur (47%) et de la mobilité (31%) dans le mix de consommation français
- **un ralentissement très significatif du développement des énergies électriques intermittentes** (éolien terrestre, éolien en mer, photovoltaïque sur terres agricoles) dès le début de 2026

afin de **maîtriser l'évolution du coût de l'électricité et des dépenses publiques**

Tableau 1 : Economies possibles aux horizons 2026 et 2027/2035

Chiffrage surcoût annuel EEI	Réel	Prévision	Estimation				
	2025	2026	2027/2035	Réversibilité	Action		
1.Perte de revenu nucléaire EDF Prix bas	3,6 Mrd€	3,7 Mrd€	4 Mrd€	oui	Réduire surproduction EEI		
2.Perte de revenu EDF Effacement nucléa	2,3 Mrd€	2,6 Mrd€	3 Mrd€	oui	Réduire surproduction EEI		
3.Contribution Service public de l'électrici	5,3 Mrd€	7,7 Mrd€	9 Mrd€	partiel	Renégociation contrats "prix garantis"		
4.Coût réseau EEI pour RTE et ENEDIS	2,5 Mrd€	3,0 Mrd€	4 Mrd€	oui	Stopper investissement réseaux EEI		
Total Economies	13,7 Mrd€	17,0 Mrd€	20 Mrd€				
+ Investissement annuel EEI (2027/2035)			16,8 Mrd€				
1 et 2 : Estimation RETM à partir des données de prix et d'exportation des rapports RTE (Rapport Annuel/Economix)							
3 : 2025/2026 Données rapport Commission de régulation de l'Energie 10 juillet 2025 - 2027/2035 estimation RETM avec programme PPE3 (03/2025)							
4. Données Rapport Sénat juillet 2024 sur l'évolution du coût de l'électricité (Extraits RTE et ENEDIS pages 436 à 443)							

La mise en œuvre de ces orientations et actions nécessite

- le lancement de consultations européennes pour sécuriser le prix de vente de nos exportations à un niveau de marché correspondant au prix de nos voisins (Italie, Suisse, Allemagne,Belgique, Royaume-Uni)
- Une pédagogie et mise en oeuvre territoriale des énergies thermiques renouvelable avec une commande publique structurée à l'échelle départementale (voir Tableau 2 et présentation de la [Réunion régionale d'information](#) à Châlons-en-Champagne le 30 août 2025.



Annexe 2 : 16 Types d'énergies renouvelables

1. **Hydraulique**
 2. **Biomasse (Bois énergie)**
 3. **Biogaz** (Biométhane, pyrogazéification, gazéification hydrothermale)
 4. **Biocarburant**
 5. **E-carburant**
 6. **Eolien terrestre non pilotable**
 7. **Eolien offshore non pilotable**
 8. **Géothermie de surface** (sondes géothermiques PAC O/O)
 9. **Géothermie profonde** (aquifères)
 10. **Pompes à chaleur R/R** (remplacement radiateurs électriques)
 11. **Pompes à chaleur R/O** (remplacement chaudière gaz ou fuel)
 12. **Chaleur renouvelable et de récupération**
 13. **Solaire thermique**
 14. **Champ solaire en zone agricole non pilotable**
 15. **Photovoltaïque individuel (petite toiture) – non pilotable**
 16. **Photovoltaïque consommation collective (grande toiture)**
- Bleu : Energie électrique Vert : Energie de la terre, de l'air et du soleil**