



Résumé

La maîtrise du coût de l'électricité, un enjeu stratégique pour la France

Contexte et enjeux

Le Réseau Énergies Terre&Mer (RETM), créé en 2024, rassemble des citoyens et associations pour une politique énergétique française souveraine, respectueuse de l'environnement, des finances publiques et du pouvoir d'achat. La maîtrise du coût de l'électricité est au cœur de ses actions, dans un contexte marqué par une explosion des prix depuis 15 ans et une surproduction structurelle d'électricité (20% de la production exportée).

Constats majeurs

- Coût complet de l'électricité : la France manque d'outils pour évaluer le coût complet de l'électricité, incluant coûts directs, coûts de réseau (raccordement, flexibilité, stabilité), subventions, et externalités. Les énergies intermittentes (éolien, solaire) ont fortement augmenté ces coûts, notamment via les subventions et les coûts de raccordement, de flexibilité et de stabilité liés à l'intermittence.
- Surproduction : la France exporte massivement son électricité (100 TWh), ce qui déséquilibre le réseau, génère des prix négatifs et oblige EDF à effacer une partie de sa production nucléaire, entraînant des pertes financières.
- Modulation du réseau : Le nucléaire assure la majorité de la modulation, mais la surproduction intermittente aggrave les déséquilibres, surtout entre mars et octobre.
- LCOE : Le nucléaire et l'hydraulique restent les moins chers (15-40 €/MWh), tandis que l'éolien et le solaire (50-120 €/MWh) nécessitent des coûts de stockage supplémentaires.

Analyse des énergies intermittentes

- Intermittence : l'éolien et le solaire ne couvrent pas les besoins hivernaux et aggravent la surproduction estivale, avec des prix de plus en plus souvent négatifs.
- Coûts cachés : les subventions et indemnités pour effacement (7 Mds€/an en 2025) pèsent sur les finances publiques et les factures des ménages.
- Risques futurs : 55 GW de projets éoliens et solaires en cours d'instruction menacent d'amplifier ces problèmes.

Recommandations pour stabiliser et réduire le coût de l'électricité

À court terme (2026)

- Stopper les appels d'offres avec prix garantis et les grands projets solaires/éoliens.
- Transférer aux promoteurs les coûts de réseau liés à l'intermittence.
- Relever le seuil d'effacement de l'éolien/solaire à 50 €/MWh pour éviter les ventes à perte.
- Négocier des prix d'exportation plus élevés avec les voisins européens.

À moyen terme (2027-2035)

- Privilégier un mix basé sur le nucléaire et l'hydraulique, avec un LCOE < 50 €/MWh.
- Développer les énergies thermiques renouvelables (géothermie, pompes à chaleur, biogaz, etc.) pour décarboner la chaleur et la mobilité.
- Arrêter les projets éoliens/solaires non rentables et anticiper leur démantèlement.
- Mutualiser les solutions locales pour réduire les coûts et créer des emplois.

Pour la décarbonation

- Réorienter les subventions vers les énergies thermiques renouvelables, plus efficaces pour la souveraineté énergétique et la réindustrialisation des territoires.
- Valoriser le potentiel agricole et local pour réduire les importations fossiles.

Conclusion

La France doit repenser son mix énergétique en privilégiant les solutions les moins coûteuses et les plus stables, tout en développant les énergies thermiques renouvelables pour décarboner la chaleur et la mobilité. Une évaluation socio-économique comparative en coût complet des différents mix énergétiques possibles est indispensable pour guider les choix publics et éviter une nouvelle dérive des prix et des finances publiques.

La note décrit pages suivantes les constats et les analyses pour comprendre ces enjeux.



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 d'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'Énergie 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'Étude et de Statistique (SDES) du Ministère de l'Écologie 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

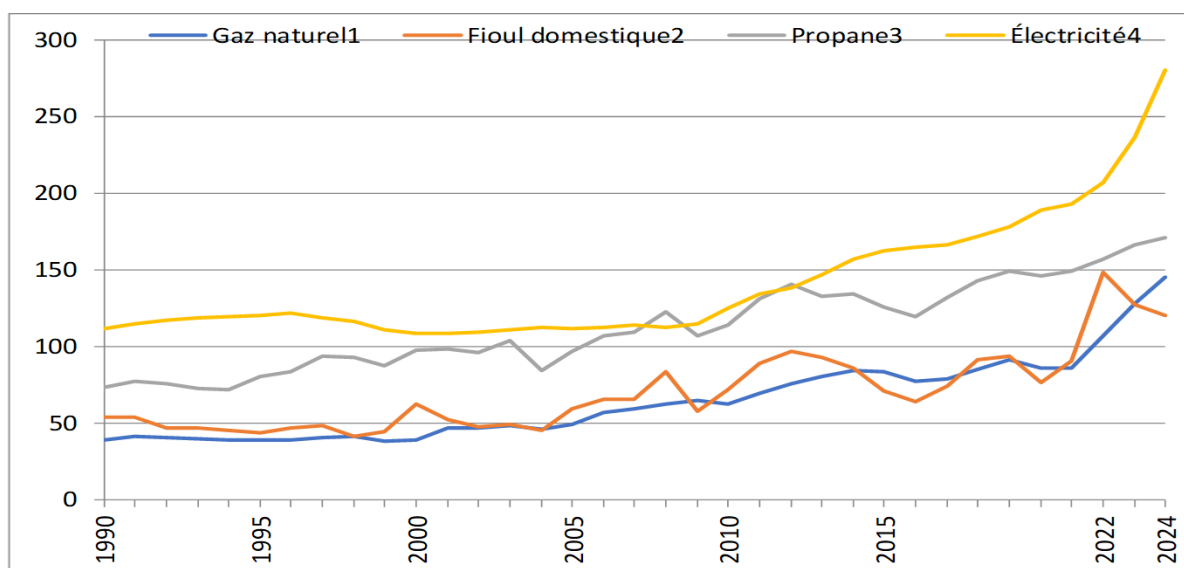


Figure 1 : Données SDES septembre 2025 Prix de l'électricité et du gaz pour les particuliers

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

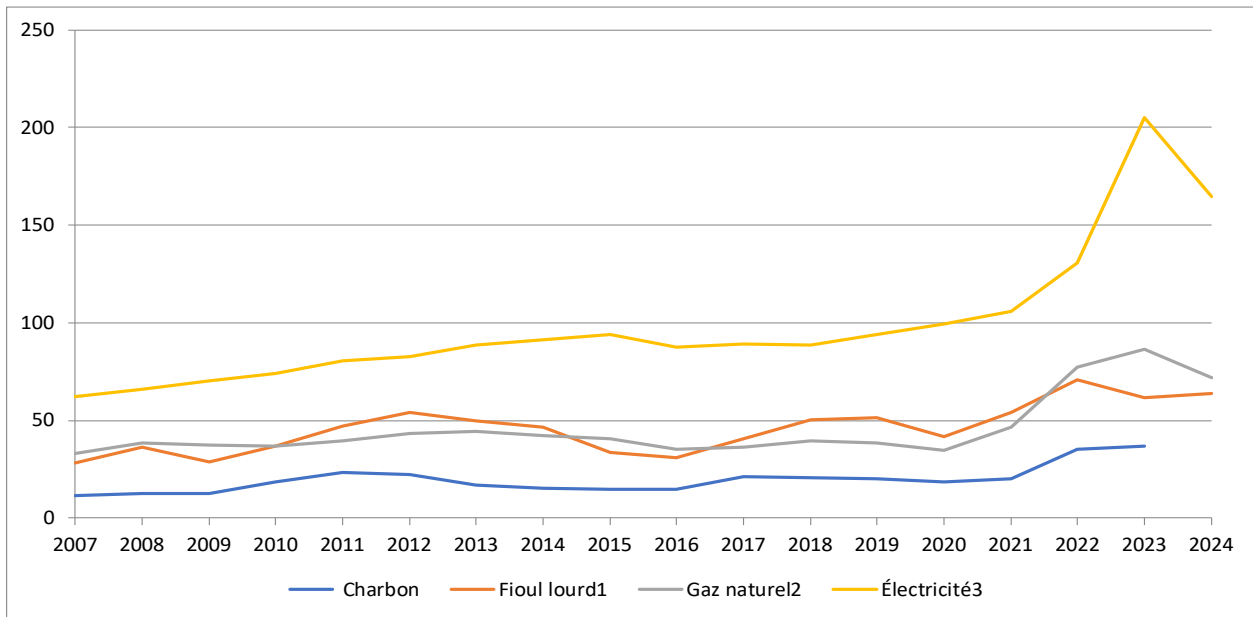


Figure 2 : Données SDES septembre 2025 Prix de l'électricité et du gaz pour les entreprises

1.2 Une analyse des LCOE (Leverage Cost Of Energy - Données préliminaires)

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

Il ressort une très forte dispersion des coûts LCOE entre 15 et 300 €/MWh alors que ces solutions sont aujourd'hui quasiment toutes développées sur le territoire national.

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

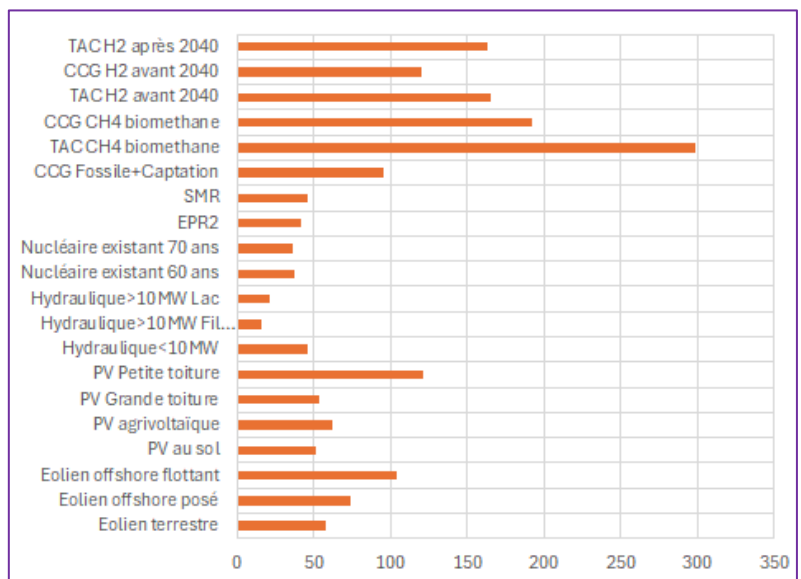


Figure 3 : Estimation des LCOE en €/MWh

(valeur €2025 hors raccordement, CMPC, subventions, externalités)



très significative des coûts de réseau (raccordement, stabilité, flexibilité) en raison des variations météorologiques et de la Contribution au Service Public de l'Électricité 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, et 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 3 GW, 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 ne doivent être que 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 Rémond, 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 production 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.

FR vs (TWh)	export	import	2024	export	import	2025
UK	20,9	0,8	20,1	23,2	0,6	22,6
Espagne	9,4	6,6	2,8	7,6	7,4	0,1
Allem/Belg	31,3	4,1	27,2	26,2	3,1	23,1
Suisse	17,4	0,7	16,7	20,2	0,1	20,1
Italie	22,3	0,1	22,2	26,3	<0,1	26,2
Total	101,3	12,3	89,0	103,6	11,3	92,3

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%.

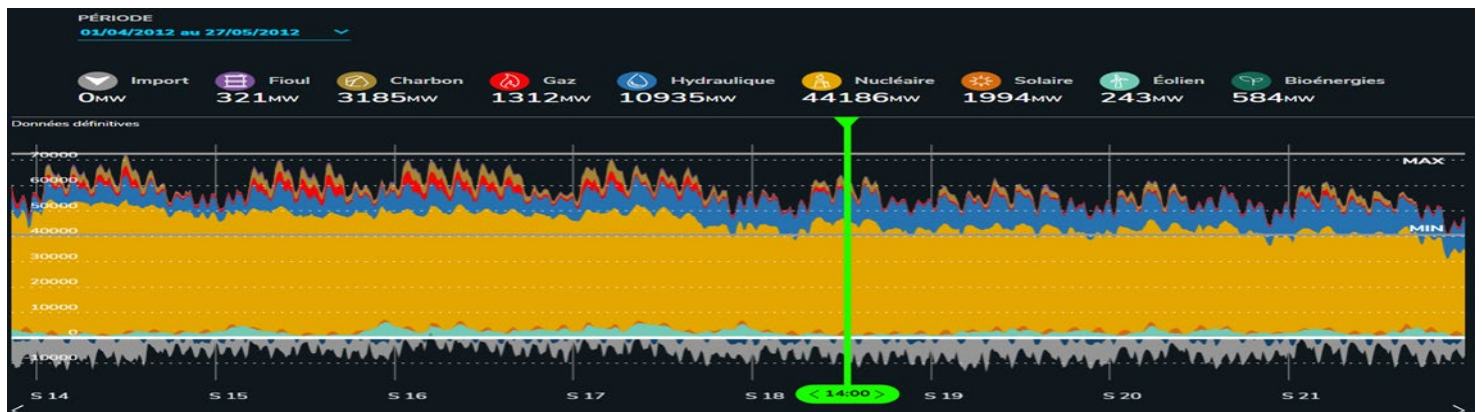


Figure 4 : Données ECOMIX RTE Avril/Mai 2012

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.

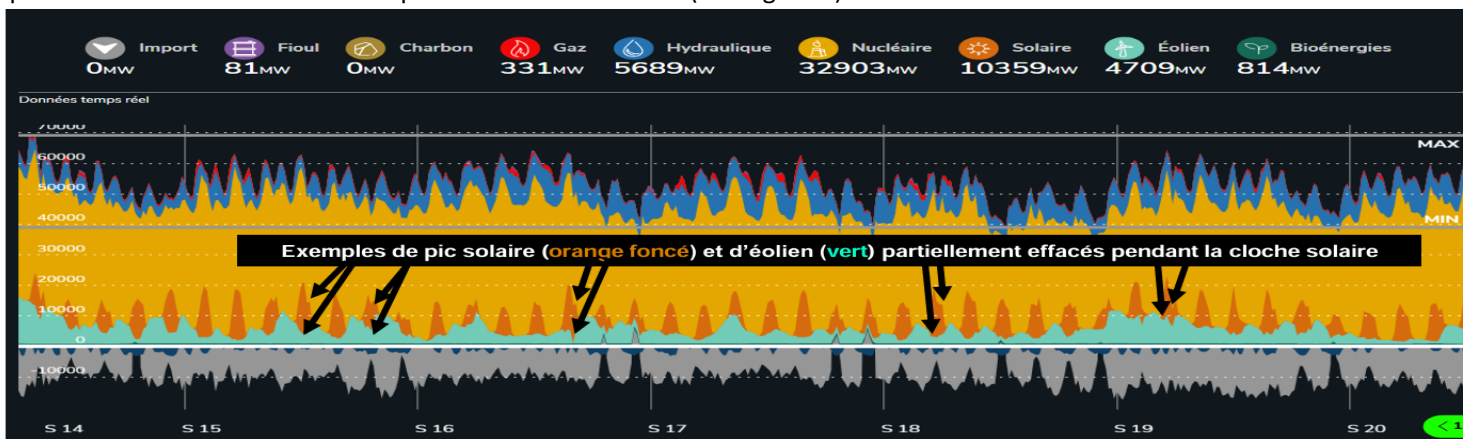


Figure 5 : Données ECOMIX RTE Avril/Mai 2025



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 2025³*).

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 c'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.