

Amilure

Les Amis de la Montagne de Lure

Electricité : Quels coûts pour quel mix ?



Association des Amis de la Montagne de Lure (Amilure)

Article publié le 01/10/2026

Lien : <https://amilure.org/decryptage/2026/10/electricite-quels-couts-pour-quel-mix>

Le débat sur l'évolution du mix électrique français se réduit trop souvent à des oppositions simples, par exemple entre le renouvelable et le nucléaire ou l'économie et l'écologie. Ces visions se heurtent à une réalité qui nous impose de concilier des exigences contradictoires, telles que l'urgence d'une décarbonation de nos énergies, la maîtrise des coûts de l'électricité, une gestion des risques, notamment nucléaires, et la nécessaire préservation des espaces naturels, de la biodiversité et des paysages.

Dans ce cadre, Amilure ne s'inscrit ni dans un rejet systématique des énergies renouvelables ni dans une défense du modèle existant. Notre association interroge

avant tout la cohérence des politiques énergétiques, dans un souci constant de préservation de notre territoire.

C'est dans cet esprit que nous complétons notre analyse récente de [l'évolution de la production d'électricité](#) par un éclairage sur les coûts de production des différentes filières exploitées en France. Cette comparaison s'appuie sur des données publiques actualisées qui viennent de la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), de la Cour des comptes, du Réseau des transports de l'électricité (RTE), de l'Agence de la transition écologique (ADEME), de la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Elle n'a pas pour ambition de désigner une filière « idéale »,

mais de fournir des éléments factuels pour mieux questionner les choix qui engagent notre mix énergétique.

Les indicateurs

Posons dans un premier temps les bases de notre réflexion. Comparer les sources d'énergie nous impose d'avoir des critères pour le faire. Nous en retiendrons plusieurs.

Le premier indicateur que nous retiendrons est le coût de production, évalué principalement par le LCOE (Levelized Cost of Electricity).

Le LCOE représente le coût moyen de production d'un mégawattheure (MWh) sur l'ensemble de la durée de vie de l'installation. Il intègre les coûts d'investissement, d'exploitation, d'intégration au réseau (équilibre, stockage, renforcement), et de démantèlement en fin de vie.

Mais le coût ne peut pas être le seul facteur à considérer pour réfléchir au meilleur mix énergétique possible. Il nous faut également mentionner plusieurs indicateurs complémentaires qui reflètent à la fois la performance réelle, la fiabilité et l'impact global de chaque filière.

Voici les principaux indicateurs que nous retiendrons :

- Le facteur de charge : il correspond au rapport entre production réelle et production maximale théorique si

l'équipement fonctionnait à pleine puissance 24 heures sur 24. Le photovoltaïque a par exemple un facteur de charge faible, car les parcs solaires ne peuvent pas produire en permanence.

- La puissance installée : elle correspond à la puissance électrique maximale que cette installation est capable de délivrer à un moment donné. Elle s'exprime généralement en gigawatt (GW).
- La production annuelle : elle désigne la quantité totale d'électricité réellement produite en un an. Elle s'exprime généralement en térawattheures (TWh).

Il nous faut, enfin, prendre en compte d'autres paramètres importants, comme la pilotabilité de la source d'énergie, ou ses impacts environnementaux liés à l'extraction de minerais, à la mobilisation des territoires par les installations de production d'énergie, à l'émission des gaz à effet de serre.

Les chiffres clés par filière

Pour synthétiser ces indicateurs clés et permettre une première comparaison directe entre filières, nous présentons ci-dessous un tableau récapitulatif des coûts moyens de production (LCOE) et des principaux indicateurs techniques, basé sur les données les plus récentes disponibles.

Filière	Coût (€/MWh)	Facteur charge (%) de	Puissance (GW, 2025)	Production annuelle (TWh, 2024)
Nucléaire (parc existant)	60 – 65	75 – 85	61	361,7
Hydraulique	30 – 55	25 – 45	25,7	75,1
Eolien terrestre	55 – 65	25 – 35	≈20 – 22	≈45 – 50
Eolien en mer	80 – 120	40 – 50	≈2 – 3	Faible
Photovoltaïque au sol	65 – 85	12 – 20	≈30	≈30
Gaz (cycle combiné)	80 – 140	40 – 60	≈6 – 7	Variable
Charbon / Fioul	>150	Faible	<2	<1
Biomasse / déchets	120 – 180	60 – 80	≈2	≈10 – 11

Tableau comparatif des coûts moyens de production
(LCOE 2024-2025, €/MWh,
sources : [CEREME](#), [ADEME](#), [CRE](#), [RTE](#),
[Cour des comptes](#))

Ce tableau montre que le nucléaire et l'hydraulique dominent largement la production réelle (plus de 80 % du total avec des facteurs de charge élevés et des coûts

compétitifs), tandis que les renouvelables intermittentes, malgré des puissances installées importantes, contribuent beaucoup moins en volume en raison de leurs facteurs de charge faibles.

Cette analyse reste toutefois incomplète, car elle ne prend pas en compte d'autres facteurs liés, par exemple, aux contraintes opérationnelles de la mise en œuvre de ces différentes sources d'énergie ou à leurs impacts environnementaux. Il convient donc d'examiner chaque filière plus en détail, pour en apprécier pleinement les enjeux.

Analyse filière par filière

Le nucléaire

Etat des lieux du parc – Le parc nucléaire français a été lancé après le « choc pétrolier de 1973 » et mis en service entre les années 1980 et 1990. Il est aujourd'hui composé de 57 réacteurs d'une puissance totale de 62,9 GW ([source EDF](#)). Il se caractérise par des coûts fixes élevés (investissements, sûreté, maintenance, démantèlement, déchets), mais des coûts variables faibles en exploitation. Son facteur de charge élevé, proche de 80 %, en fait une production de base historiquement compétitive. Les opérations de grand carénage ont permis de prolonger la durée de vie du parc et de maintenir une forte capacité de production.

Problématiques – Le nucléaire offre une production pilotable, massive et faiblement émettrice de CO₂, jouant un rôle central dans la décarbonation du mix électrique. En contrepartie, il présente des risques

importants liés à la radioactivité, des problèmes liés à la consommation d'eau, et des contraintes lourdes de sûreté et de gestion à long terme. Le renouvellement du parc, notamment via les projets EPR2, soulève de vives interrogations en raison de coûts oppositions légitimes liées à l'approvisionnement en uranium et aux risques inhérents à la technologie nucléaire (sûreté, gestion des déchets à très longue vie, vulnérabilité aux accidents graves).

La montée en puissance rapide de l'éolien et du photovoltaïque place aujourd'hui le nucléaire en concurrence avec des productions intermittentes, dans un contexte de surproduction d'électricité décarbonée et de consommation inférieure aux prévisions. Faute de capacités de stockage suffisantes, RTE souligne dans [ses rapports](#) la nécessité de moduler la production nucléaire pour absorber les pics renouvelables. EDF nous annonce une étude sur les impacts de cette modulation, mais les résultats de l'enquête ne sont pas attendus dans l'immédiat.

L'hydraulique

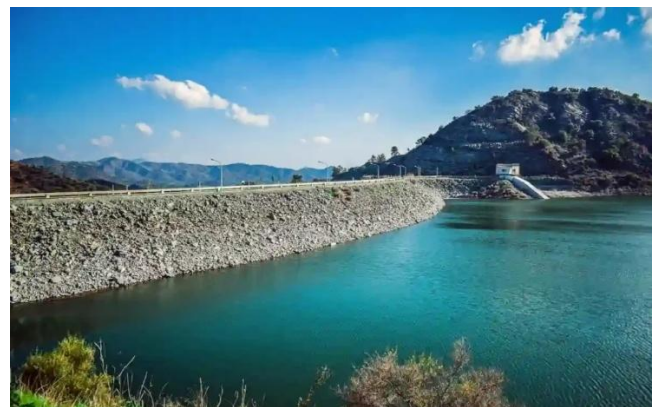


Image @pixabay

Etat des lieux du parc – Le parc hydroélectrique français est installé majoritairement en Auvergne-Rhône-Alpes (44 % de la puissance installée), en Occitanie (21 %) et en Provence-Alpes-Côte d’Azur (environ 12 %). La production hydroélectrique est très diversifiée en France avec :

- De nombreuses centrales au fil de l’eau qui fonctionnent en continu selon le débit naturel des rivières avec très peu de stockage (26 % de la puissance du parc hydroélectrique)
- Des centrales d’éclusées, ces petits réservoirs permettant quelques heures à quelques jours de modulation (16 % de la puissance du parc).
- Des centrales de lac liées à nos grands barrages (40 % de la puissance installée).
- Des Stations de Transfert d’Énergie par Pompage (STEP), ces « batteries hydrauliques » qui stockent l’énergie en pompant l’eau vers un bassin supérieur (environ 18 % de la puissance installée).

Le parc hydroélectrique est un pilier de la flexibilité du système électrique français. La longévité et la robustesse de ses centrales permettent leur amortissement sur le long terme et un excellent rendement. Elles offrent de plus une production extrêmement modulable et décarbonée, pour couvrir les pics de consommation, notamment en hiver. EDF détient environ 70 % de la puissance hydroélectrique nationale avec 425 ouvrages hydrauliques et 237 grands barrages ([source EDF](#)).

Au-delà de la production électrique, les grands barrages et retenues assurent des fonctions multiples d’intérêt général : régulation des crues et des étiages, gestion des sécheresses et de pénuries d’eau potable (Verdon/ Durance), maintien des débits minimaux pour les écosystèmes aquatiques, et réserves d’eau mobilisables en cas d’incendies. Un débit est réservé pour les besoins agricoles. Cependant, cette filière reste vulnérable aux aléas climatiques, car la production dépend directement des débits naturels des rivières et du niveau des retenues. Les sécheresses, de plus en plus fréquentes et intenses en raison du changement climatique, menacent déjà significativement la disponibilité et la régularité de cette ressource stratégique.

Problématiques – La France est déjà très équipée en hydroélectricité, et il reste peu de sites nouveaux exploitables sans impacts majeurs.

Longtemps gérée de manière intégrée par EDF, la ressource hydroélectrique a vu sa logique de pilotage profondément modifiée par l’ouverture à la concurrence imposée par l’Union européenne, qui conteste la position dominante d’EDF. Le passage d’un modèle centralisé à un marché éclaté complique la coordination entre acteurs concurrents, remet en cause la péréquation tarifaire (prix identique partout en France), l’universalité du service public, et la cohérence globale du réseau. La remise en question du modèle historique de gestion du parc hydroélectrique a pour effet de geler les investissements, notamment pour

l'installation de nouvelles STEP ([voir ce rapport parlementaire](#)).

Depuis plusieurs années, une bataille parlementaire s'est engagée pour préserver la maîtrise publique des barrages. L'Union européenne attend depuis plusieurs années que la France ouvre ses barrages à la concurrence. [Une loi du 29 juin 2026](#) clôt le contentieux avec l'Union européenne en remplaçant le système des concessions de barrages par un régime d'autorisation. L'Etat conserve la stricte propriété de ce patrimoine stratégique tout en accordant des « droits » aux opérateurs pour l'exploitation. Cette clarification juridique devrait aider à relancer les investissements dans l'hydraulique.

L'énergie thermique

Etat des lieux du parc – La production thermique en France intervient pour pallier les pics de consommation en cas d'insuffisance de la production de base ([source EDF](#)). Le parc thermique est constitué de toutes les centrales qui produisent l'électricité par combustion, que ce soit du gaz, du charbon, du fioul, de la biomasse, ou des résidus et déchets. Il inclut notamment :

- Les centrales à cycle combiné gaz (CCG) ou à gaz naturel liquéfié (GNL) produisent une énergie carbonée pilotable et facile d'utilisation. Les coûts d'investissements sont relativement faibles, pour un rendement élevé. Pour éviter une trop forte dépendance au gaz russe la France diversifie ses

approvisionnements et importe de plus en plus de GNL en provenance des Etats-Unis.

- Les Turbines à combustion (TAC) où l'on brûle du gaz et parfois du fioul. Ces systèmes sont très réactifs. Treize TAC sont exploités en France, surtout en région Bretagne et Île-de-France.
- Les centrales à charbon. Il n'y en a plus que deux actives en France, une à l'ouest (Cordemais Loire-Atlantique) et l'autre à l'est (Saint-Avold). La production charbon est devenue marginale (0,7 TWh en 2024, [selon RTE](#)) et leur fin est prévue en 2027.
- Les centrales à biomasse et déchets (thermique renouvelable). Ces centrales utilisent la biomasse solide (bois, déchets agricoles, voir l'exemple de [Gardanne](#)), du biogaz, des déchets ménagers. [Selon RTE](#), leur production a été de 10,5 TWh en 2024, soit 2 % de l'électricité française.

Ces différentes installations ont une puissance cumulée d'environ 4 GW, le gaz est la source thermique la plus utilisée. D'un usage flexible, les installations thermiques servent à garantir la stabilité du réseau, mais elles n'ont qu'un impact réduit pour la production.

En outre-mer, la production d'électricité d'origine thermique demeure en revanche bien plus importante que dans l'hexagone, ce qui s'explique par l'absence d'interconnexions avec d'autres réseaux. A La Réunion, la centrale de Port-Est se

distingue toutefois en fonctionnant à 100 % à partir de bagasse, un résidu de la filière canne à sucre. Cette énergie est dite renouvelable.

Problématiques – Chacun connaît la position d'Amilure sur l'utilisation de la biomasse issue de la coupe d'hectares de forêts ou de l'importation de bois à partir de contrées lointaines, comme la forêt amazonienne.

[Notre position](#) rejoint celle de nombreuses associations et de beaucoup de citoyens qui se sont exprimés contre la transformation de [la centrale à charbon de Gardanne](#) en une unité de production électrique à base de biomasse bois. Nous continuons à dénoncer ce choix aberrant dont la rentabilité est médiocre pour un coût de production élevé.

L'éolien



Image @pixabay

Etat des lieux du parc – Les parcs éoliens terrestres se concentrent principalement dans le Nord et le Grand-Est, ainsi que le long de la côte Atlantique, tandis que le Sud de la France reste moins équipé. Les éoliennes ont une production électrique décarbonée, mais elles ont néanmoins [un impact écologique important](#) lié notamment à l'extraction des matières premières

nécessaires à leur construction. De plus, la production dépend directement des conditions météorologiques. Le développement de l'éolien sous sa forme terrestre ou maritime (offshore) s'est accéléré ces dernières années et sa production a dépassé les 10 % de la production totale d'électricité en France ([source RTE](#)).

Problématiques – L'éolien, qu'il soit terrestre ou offshore, nous fournit une électricité intermittente qui affecte la stabilité du système électrique. Pour éviter les risques de black-out, RTE envisage deux trajectoires destinées à limiter la file d'attente de projets d'énergies renouvelables.

[La première trajectoire](#) envisage l'annulation de certaines autorisations en vue de limiter fortement le rythme de développement des projets, ce qui nécessite vraisemblablement une adaptation du cadre législatif et réglementaire.

[La seconde](#) implique l'absence de lancement de nouveaux projets d'énergies renouvelables terrestres au-delà de ceux pouvant être considérés comme déjà sécurisés et engagés.

Ces deux trajectoires font naturellement l'objet d'oppositions des opérateurs qui, par la voix de leurs puissants syndicats, poussent au développement du parc éolien.

Les récents épisodes de [déstabilisation du réseau électrique en Espagne](#) pose le problème du stockage de cette énergie électrique intermittente. Loin d'être résolu par les projets [de parcs de batteries](#) imaginés

pour garantir la flexibilité des énergies renouvelables intermittentes, leur installation implique le recours à des minerais rares dont l'extraction serait fortement impactante pour l'environnement et engendrerait des nuisances difficiles à faire accepter aux populations concernées (voir notre article [Photovoltaïque et éolien : les batteries sont-elles la solution ?](#)).

Le photovoltaïque industriel



Image @pixabay

Etat des lieux du parc – Avec 30 GW installés en 2025, le parc photovoltaïque français a dépassé l'éolien. Si la production électrique (29,6 TWh selon [SDES](#)) des panneaux solaires est bien décarbonée, leur construction repose sur l'extraction massive de matériaux tels que le silicium et l'aluminium, souvent en utilisant de l'électricité produite à partir du charbon (voir notre article sur [Photovoltaïque : enjeux et controverses](#)). La production solaire dépend de plus de l'ensoleillement, avec une baisse en hiver, des variations rapides en cas de nuages et aucune production la nuit.

Ces inconvénients sont partiellement compensés par l'usage de [batteries](#) pour

absorber les variations à court terme, et par l'hydraulique (STEP) et le gaz, pour les variations saisonnières. Même dans de bonnes conditions, un parc photovoltaïque industriel produit en moyenne 12 à 20 % de sa puissance théorique annuelle. Ce faible facteur de charge limite son rôle dans la production de base et impose d'importantes surfaces pour atteindre des puissances significatives. Les centrales au sol utilisent près de 1,5 hectares de panneaux par mégawattcrête.

Les politiques publiques insistent sur la nécessité de privilégier les friches, parkings, zones déjà artificialisées pour limiter les conflits d'usage, mais la course au foncier disponible est un tel enjeu qu'aucune zone n'est réellement protégée, comme le montre la dérogation préfectorale « forêts », que nous attaquons en justice (voir l'article [Amilure attaque la dérogation préfectorale forêts](#)).

Problématiques – Nous vous renvoyons à l'article [Photovoltaïque : enjeux et controverses](#) que nous avons dédié aux problématiques liées au photovoltaïque. Au-delà des points soulevés dans cet article, [RTE](#) nous signale que la file d'attente des projets s'élève à 35 GW, et que seulement 10 GW bénéficient des autorisations administratives et environnementales et d'un soutien public permettant l'accès au réseau. [RTE envisage deux trajectoires](#), comme pour l'éolien, pour contourner cette difficulté. La première nécessite de temporiser fortement, voire d'annuler une grande partie des projets industriels présents

en file d'attente, y compris ceux disposant déjà de l'ensemble des autorisations et du soutien public. La seconde prévoit un ralentissement du rythme à hauteur de 2,5 GW/an (depuis 2023 l'accroissement était supérieur à 3 GW, et même supérieur à 4 GW les deux dernières années).

Le solaire thermique

Le solaire thermique exploite la chaleur du soleil, plutôt que sa lumière, pour produire de l'énergie utile. Très dynamique jusqu'au début des années 2010, son développement a ensuite fortement ralenti en raison de la concurrence du photovoltaïque soutenu par des dispositifs d'accompagnement. Néanmoins, la production solaire thermique française a atteint 2,9 TWh en 2024 (source [SDES](#)).

Les départements et régions d'outre-mer (DROM) sont les moteurs de la filière : 41 % des nouvelles surfaces installées en 2023 le sont dans les DROM. Ils produisent 44 % de l'énergie solaire thermique française. Dans certains territoires, comme La Réunion, le solaire thermique représente les deux tiers de la chaleur renouvelable consommée. La France prévoit un fort développement du solaire thermique dans les prochaines années, avec un objectif de 10 TWh en 2035 (contre 1,3 TWh en 2021, [sources SDES](#)).

Les autres productions électriques

Il existe quelques autres filières de productions électrique, telles que la géothermie électrique, ou l'hydraulien (à partir des forces marémotrices ou courants

fluviaux), ou la bioénergie (à partir de biomasse), mais leur production reste très marginale dans le mix global de l'électricité en France.

Conclusions sur le coût de l'électricité

L'analyse détaillée des filières et de leurs coûts révèle une fracture croissante entre la réalité technique du réseau français et les ambitions politiques affichées. Alors que la France dispose d'un socle de production (nucléaire et hydraulique) parmi les plus décarbonés et compétitifs au monde, la stratégie actuelle de multiplication des sources intermittentes soulève des questions fondamentales de cohérence économique.

L'examen des coûts de production et des facteurs de charge démontre que l'empilement de nouvelles capacités (éolien, photovoltaïque au sol) dans un système déjà excédentaire ne conduit pas à une baisse du prix pour le consommateur. Au contraire, cette stratégie impose des coûts d'intégration massifs liés au renforcement des réseaux de transport, à la nécessité de maintenir des centrales à gaz pour pallier l'intermittence, et au gaspillage d'énergie lors des pics de surproduction. L'exemple de la biomasse électrique, au rendement médiocre et au coût écologique lourd, illustre cette dérive vers un développement à tout prix des énergies dites « renouvelables » au mépris des réalités économiques.

Si l'analyse des coûts par filière est essentielle, le consommateur doit toutefois garder à l'esprit que le coût de production

d'un mégawattheure (MWh) ne constitue qu'une fraction de sa dépense réelle.

Contrairement à une idée reçue, la performance économique d'un mix énergétique n'impacte directement qu'un tiers de la facture finale. En effet, le montant payé par l'utilisateur repose à la fois sur le coût des productions, mais aussi sur des taxes. La répartition est la suivante :

- Le coût des productions et fournitures (environ 33 % de la facture). C'est ici que les disparités de coûts entre nucléaire, hydraulique et renouvelables entrent en jeu.
- Le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE, 33 % de notre facture). Cette taxe finance le transport et la distribution de l'électricité. Le TURPE est fixé par la Commission de régulation de l'énergie. Son poids est croissant, car l'intégration de sources d'énergie diffuses et intermittentes exige des investissements massifs dans les infrastructures de réseau.
- Les autres taxes et contributions (environ 33 %). Cette part fiscale (TVA, CTA, Accise) pèse lourdement sur le prix final. Elle inclut notamment les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables et la péréquation tarifaire

destinée aux zones non interconnectées, comme les territoires d'outre-mer.

- (TVA, CTA, Accise) pèse lourdement sur le prix final. Elle inclut notamment les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables et la péréquation tarifaire destinée aux zones non interconnectées, comme les territoires d'outre-mer.

Ainsi, bien que le coût de production puisse faire varier la facture d'un particulier de 20 à 40 %, l'essentiel du prix est dicté par la fiscalité et les tarifs d'accès au réseau. Le consommateur se retrouve donc à financer, via les deux tiers « non productifs » de sa facture, des orientations stratégiques sur lesquelles il n'est jamais consulté.

Le consommateur serait donc fondé à réclamer qu'une part des bénéfices énormes réalisés par des investissements d'infrastructures auxquels il a contribué par ses impôts, construction des barrages, des centrales nucléaires, des lignes, des postes sources, mais aussi pour le développement des énergies renouvelables, lui soit restitué par une baisse sensible de sa facture d'électricité. Or ce chemin n'est choisi ni par les producteurs, ni par les décideurs.

Vous souhaitez contribuer à la protection de l'environnement.

Vous aimez nos actions.

Adhérez à Amilure ou soutenez-nous par vos dons.

[Page d'adhésion et de dons](#)