

Communiqué de presse

09 septembre 2026

La Commission de régulation de l'énergie présente son rapport sur l'économie du système électrique français hexagonal

Electrifier notre économie, c'est rendre notre pays moins dépendant des ressources énergétiques étrangères et donc renforcer sa souveraineté, c'est décarboner ses usages, et c'est aussi mieux maîtriser les coûts de notre énergie. La France dispose aujourd'hui des atouts nécessaires à la réussite d'une stratégie d'électrification avec des capacités électriques décarbonées et abondantes : un parc nucléaire pleinement disponible et des énergies renouvelables (EnR) en croissance. Cette abondance est une opportunité pour l'électrification de l'économie française car elle permet à la France d'avoir des prix parmi les plus bas d'Europe. Pourtant, avec une consommation française d'électricité qui reste relativement stable, cette situation crée aussi des nouveaux défis pour le système électrique.

Ce nouveau contexte interroge légitimement, jusqu'à parfois susciter des réponses approximatives, qui ont incité la Commission de régulation de l'énergie à « démêler le vrai du faux » en septembre 2025. Pour poursuivre et approfondir ces réflexions, les équipes de la CRE ont souhaité aller plus loin, sans parti pris. Elles ont donc analysé en profondeur l'économie du système électrique et la CRE présente aujourd'hui ses conclusions. Ces travaux concourent à la mission de la CRE d'éclairer le débat public, conformément à ses orientations stratégiques, publiées en juin 2025.

La Commission de régulation de l'énergie s'est notamment penchée sur certaines caractéristiques du système électrique français hexagonal :

- Le mix de production électrique français disponible durant l'année, et notamment pendant les pointes de consommation ;
- Les coûts complets du système électrique français (production et réseaux) ;
- Les mécanismes de financement entre les différents acteurs qui permettent d'assurer la couverture de ces coûts ;
- La résilience du système actuel face aux crises, analysant l'impact du développement des EnR ces 5 dernières années ;
- Les apports de l'intégration au marché européen au travers des interconnexions ;
- L'impact du développement des EnR passé et à venir.

Grands enseignements du rapport

1^{er} enseignement :

A l'échelle d'une année, la capacité de production potentielle (plus de 160 GW) est supérieure au besoin de consommation. La capacité disponible à la pointe en France (environ 90 GW) reste assez proche du besoin lors des périodes de tension. Le parc de production français paraît donc correctement dimensionné.

Ces équilibres annuels masquent toutefois des réalités différentes en fonction des saisons et des moments de la journée, et des situations de plus en plus récurrentes de « prix extrêmes » avec d'un côté plus d'heures où la production est surabondante, générant des prix négatifs (513 heures en 2025,

Suivez-nous !

contre 179 heures en moyenne entre 2010 et 2020) et de l'autre plus d'heures où les moyens de pointe les plus coûteux doivent être mobilisés (1 807 heures avec des prix spot supérieurs à 100 €/MWh en 2025 contre 606 heures en moyenne entre 2010 et 2020).

2^{ème} enseignement

Au travers de leur facture d'électricité, les consommateurs français supportent une grande partie des coûts de production. En 2025, les consommateurs ont par exemple supporté 78,5 % des coûts complets de la production d'électricité avec la part énergie de leur facture. Si l'on tient également compte de l'accise (taxe sur l'électricité), qui revient au budget de l'Etat et finance donc indirectement les coûts de production, ce niveau monte à 92 %. Le reste est financé par les échanges transfrontaliers et le budget de l'Etat.

Les consommateurs français s'acquittent par ailleurs de l'ensemble des coûts d'acheminement (réseaux de distribution et de transport), dont sont déduits les contributions de raccordement et les rentes aux interconnexions.

Dans ce rapport, les coûts complets du système électrique désignent l'ensemble des charges économiques associées à l'existence et au maintien du parc de production et du réseau d'acheminement (transport et distribution). Ils s'établissent pour 2025 à 55,9 Mds€ et se répartissent de la manière suivante : 40 Mds€ pour les coûts de production et 15,9 Mds€ pour les coûts d'acheminement.

Pour illustrer les flux financiers à l'échelle du système électrique hexagonal, la CRE a adopté une modélisation théorique fondée sur un approvisionnement via les marchés de l'énergie et via l'ARENH.

Sous ces hypothèses, la somme des revenus des producteurs a été légèrement supérieure à l'ensemble des coûts complets de production pour 2025 :

42,3 Mds€ de recettes =	+ 35 Mds€ issus des marchés de gros, pour fournir les consommateurs ;
	+ 1,8 Md€ issus du mécanisme de capacité et de l'équilibrage ;
	+ 6,2 Mds€ issus du soutien public ;
	- 0,7 Md€ qui correspondent aux contributions de raccordement.

L'existence d'un écart entre les coûts de production de l'électricité et les recettes de marché n'a rien d'anormal. Le prix de marché a vocation à refléter les coûts de production en moyenne sur une longue durée et lorsque le système électrique n'est soumis à aucun choc. Il n'en est pas de même à chaque instant, où le prix s'établit alors à un niveau permettant d'équilibrer l'offre et la demande.

Au travers de leur facture d'électricité, les Français participent directement au financement des coûts complets de production pour un total de 31,4 Mds€, soit 78,5 % des coûts complets de production (40 Mds€). Ils y participent également indirectement via l'accise non affectée qui revient au budget de l'Etat (5,4 Mds€). En intégrant la part non-affectée de l'accise, la facture des consommateurs a contribué en 2025 au financement des coûts complets de production à hauteur de 36,8 Mds€, soit 92 % des coûts complets de production.

3^{ème} enseignement

L'intégration au marché européen contribue à la sécurité d'approvisionnement et permet de réduire la facture en participant à la couverture des coûts (à la fois de production et de réseau).

La France est intégrée au marché électrique européen. Concrètement, cela signifie que nous appliquons partout les mêmes règles, établies à 27, mais sur différentes zones de prix. La France a ainsi sa propre zone de prix, qui diffère de la zone de prix allemande par exemple.

La France occupe une position centrale au sein du réseau européen et dispose d'environ 20 GW de capacités d'interconnexion avec les pays voisins. En 2025, elle a retrouvé sa position de premier exportateur net d'électricité en Europe (92,3 TWh exportés). Pour les producteurs français, en 2025, les

exportations d'électricité ont représenté environ 5,4 Mds€ de valorisation supplémentaire, par rapport à une situation sans interconnexions. Au-delà de cette valorisation, les recettes d'interconnexion perçues par les gestionnaires de réseau se sont élevées à 1,7 Md€, contribuant au financement des infrastructures de réseau et donc déduites du Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) payé par les consommateurs.

En période de crise, les interconnexions facilitent les échanges entre pays européens et concourent à la résilience des systèmes énergétiques nationaux. En 2022, lors de la crise énergétique, les importations ont couvert jusqu'à 22 % de la consommation nationale (le 8 décembre).

Pour rappel, le développement de nouvelles interconnexions est conditionné à la réalisation d'analyses coûts-bénéfices démontrant que les gains attendus, tant pour la France que l'Europe, sont supérieurs aux coûts complets des infrastructures considérées.

4^{ème} enseignement

En temps normal, les EnR font baisser les prix de marché, ce qui est bénéfique pour le consommateur, tout en augmentant – dans une proportion limitée – les coûts du système. En cas de crise, elles jouent par ailleurs un rôle d'amortisseur sur les prix.

Le développement des EnR transfère globalement du pouvoir d'achat vers les consommateurs (avec des factures moins élevées) mais induit un manque à gagner pour les producteurs non soutenus et fait croître les dépenses budgétaires de l'Etat. Au final, la baisse du prix de marché pour le consommateur est supérieure au surcoût pour le système.

Le parc électrique français connaît une transformation profonde depuis plusieurs années. Le développement récent des EnR, qui ont notamment remplacé une partie des capacités thermiques, conduit à une surcapacité, modifiant les équilibres du système. D'une part, les prix de gros ont été orientés à la baisse : la CRE estime que le développement du parc entre 2020 et 2025 a permis de diminuer les prix de marché d'environ 20 €/MWh comparativement à 2020, au bénéfice des consommateurs, mais au détriment des producteurs non soutenus et du budget de l'Etat. D'autre part, ce développement a engendré une augmentation des coûts complets du système, dans une proportion limitée, à hauteur de 5 %, au travers notamment de la hausse des coûts complets des EnR, majoritairement supportée par l'Etat et d'un accroissement des coûts de réseaux.

Pour évaluer leur impact, la CRE a réalisé plusieurs simulations. En situation de crise, le dimensionnement actuel du parc EnR (comparativement à 2020) permet de réduire les prix de marché de 7 à 40 €/MWh en fonction de la nature de la crise. Les surcoûts pour le système électrique sont par ailleurs réduits par rapport à la simulation hors crise. En cas de crise simultanée du type de celle que nous avons connue en 2022 (envolée des prix du gaz conjuguée à une faible disponibilité du nucléaire), la stratégie actuelle de dimensionnement du parc électrique se révèle même économiquement avantageuse du point de vue des coûts nets du système.

Les coûts du développement des EnR doivent donc être mis au regard de leur valeur assurantielle pour le consommateur et pour le système.

5^{ème} enseignement

La poursuite du développement des EnR, au-delà de la file d'attente actuelle, est pertinente du point de vue du consommateur, y compris si la demande ne redémarre pas immédiatement. Au-delà d'un certain niveau de développement et si la stagnation de la demande se poursuit à long terme, les inconvénients pourraient dépasser les avantages pour le système, les gains pour les consommateurs ne compensant plus suffisamment les effets redistributifs et l'augmentation des coûts totaux.

L'ajout de nouvelles capacités EnR présente de nouveaux défis pour le pilotage du système électrique, notamment en matière d'équilibrage. Ces questions sont bien identifiées par les gestionnaires de réseaux et font l'objet de plans d'actions dédiés. Le pilotage du système doit donc désormais tenir

compte du fait que les EnR se développent principalement de manière décentralisée sur le réseau de distribution et que leur comportement n'est pas identique à celui des centrales historiques.

A court terme, les simulations effectuées par la CRE montrent que la poursuite du développement des EnR est pertinente du point de vue du consommateur, sans augmentation de la consommation. En effet, le développement de capacités supplémentaires, même au-delà des projets déjà en file d'attente, permet encore des gains sur les prix de marché favorables aux consommateurs, sans que le surcoût en termes de soutien public n'excède ces gains.

Néanmoins, les simulations montrent que l'ajout de capacités à consommation constante accroît les coûts du système et les enjeux de pilotage, et implique des effets redistributifs significatifs entre acteurs. Ainsi, à long terme, une augmentation du parc EnR au-delà de 50 % de la puissance installée, en ordre de grandeur, à fin 2025, accompagnée d'une stagnation de la consommation sur plusieurs années, ne serait probablement pas soutenable.

Afin de continuer à bénéficier de prix avantageux, tout en maîtrisant les coûts pour la collectivité et en contenant l'ampleur des transferts entre acteurs, il est ainsi essentiel à terme de synchroniser davantage les courbes de production et de consommation. Deux leviers peuvent être activés, y compris parallèlement l'un à l'autre :

- **Electrifier davantage d'usages pour absorber la production disponible ne trouvant pas de débouchés**
- **Agir sur la temporalité de la demande et de l'offre en développant tous les types de flexibilité.**

Deux sujets sur lesquels la CRE travaille activement et a fait des propositions ces derniers mois.

[Consulter le rapport](#)

Contacts presse : presse@cre.fr

La CRE est une autorité administrative indépendante créée le 24 mars 2000 en application de la directive du Parlement européen et du Conseil de l'Union européenne du 11 décembre 1996. Dans un système européen intégré, la CRE exerce quatre missions principales : réguler les réseaux et infrastructures d'électricité et de gaz, garantir le bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz, opérer les principaux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et éclairer le débat public sur les grands enjeux énergétiques. Elle promeut des valeurs d'ouverture, d'impartialité et de transparence.