



Le réseau
de transport
d'électricité

**BILAN DU PREMIER
SEMESTRE 2025
ET PERSPECTIVES
SUR LA SÉCURITÉ
D'APPROVISIONNEMENT
EN ÉLECTRICITÉ
POUR L'ÉTÉ**

JUILLET 2025

**BILAN DU PREMIER SEMESTRE
2025 ET PERSPECTIVES SUR
LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT
EN ÉLECTRICITÉ POUR L'ÉTÉ**

JUILLET 2025

Synthèse

Bilan du premier semestre 2025

Le premier semestre 2025 a vu se confirmer un certain nombre de tendances déjà présentes en 2024.

- **La consommation d'électricité, qui avait interrompu en 2023 sa baisse initiée suite aux crises sanitaire et énergétique, est restée stable au premier semestre 2025.** Elle demeure inférieure à son niveau pré-crise sanitaire (6 à 7 % en-deçà de la moyenne des années 2014 à 2019).
- **La production décarbonée a été très abondante au premier semestre.** Les productions nucléaire (du fait d'une meilleure disponibilité) et solaire progressent. Les productions éolienne et hydraulique reculent, affectées par des conditions météorologiques moins favorables qu'en 2024. Le volume d'électricité produit en France en 2025 est ainsi très proche de celui de 2024.
- **Le solde des échanges d'électricité français est resté largement exportateur pendant tous les mois du premier semestre, s'élevant à 37,6 TWh au cours de la période (le deuxième solde le plus élevé après celui du premier semestre 2024).** En projection, la probabilité de dépasser fin 2025 le record d'exports atteint en 2024 est limitée, du fait notamment d'une production hydraulique en retrait.
- **Les prix de l'électricité sur les marchés à terme, qui constituent le meilleur indicateur pour identifier les dynamiques de prix de moyen terme dans un pays, ont désormais largement décroché en France par rapport aux autres pays européens (sauf l'Espagne).** Les prix pour livraison l'année suivante sont inférieurs de 24 €/MWh aux prix allemands. En tendance, ils ont légèrement diminué, signe que les acteurs anticipent la poursuite de la dynamique d'abondance de production décarbonée.
- Les prix spot français, qui traduisent l'équilibre offre-demande constaté, se sont avérés très volatils (363 heures à prix négatif, soit environ 8 % du temps), contre 235 heures au premier semestre 2024). **Même si ces prix négatifs concentrent une large part de l'attention médiatique, les prix spot ont en réalité augmenté en 2025** et sont demeurés à un niveau relativement élevé (67 €/MWh en moyenne) au cours du premier semestre 2025, du fait de la hausse des prix du gaz et de températures plus froides. Malgré ce niveau élevé, ils se situent également parmi les plus faibles en Europe.

Perspectives pour l'été 2025

La situation pour l'été 2025 est très favorable en matière de disponibilité de la production et de couverture des besoins en électricité :

- 1) Les pointes de consommation au cours de l'été devraient ainsi atteindre au maximum de l'ordre de 60 GW, en cas de canicule.
- 2) La disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire se situe à des niveaux similaires à ceux de l'année dernière (environ 40 GW en juin et pour la suite de l'été), même si un certain nombre de réacteurs sont traditionnellement en maintenance à cette période de l'année.
- 3) Les stocks hydrauliques et de gaz se situent à des niveaux satisfaisants pour la saison. La disponibilité des centrales thermiques et hydrauliques est proche de celle observée l'année dernière.
- 4) Le développement des énergies renouvelables contribue à augmenter l'offre d'électricité bas-carbone en France et dans les pays voisins.

Sur la base des éléments connus à date, il n'existe par conséquent pas d'inquiétude en matière de disponibilité de l'offre en électricité pour la suite de l'été 2025. Le niveau de production est suffisant et le système électrique apparaît largement en mesure de faire face aux besoins d'électricité même en cas d'épisodes intenses de canicule et de sécheresse.

La période de canicule observée sur la fin du mois de juin et le début du mois de juillet conforte cette analyse. Au cours de cet épisode ayant conduit à des niveaux de température records ou proches des records pour la période, la consommation a atteint un peu moins de 60 GW, quelques réacteurs nucléaires ont connu des limitations de production mais la France est restée globalement exportatrice sur tous les épisodes et disposait encore de marges significatives pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

Dans la continuité de la situation observée depuis le printemps 2024, la France devra gérer au cours de l'été des épisodes de forte abondance de la production électrique bas-carbone à coûts faibles ou nuls (nucléaire, hydraulique, éolien, solaire) par rapport à une consommation électrique encore faible tant que les projets d'électrification ne se concrétisent pas.

Dans ces situations, l'ensemble de la production bas-carbone en France est amené à moduler sa production à la baisse en réaction aux prix de marché : le parc hydraulique pilotable (réservoirs lacs ou STEP), le parc nucléaire – exploité pour moduler en fonction des prix de marché et qui ajuste donc sa production à la baisse dans l'après-midi et durant le week-end –, et de manière croissante l'éolien et le solaire, qui écrètent leur production en période de prix négatifs.

Ces situations ne sont pas nouvelles mais leur fréquence et leur ampleur tendent à s'accroître, conduisant également à devoir faire évoluer les règles de coordination de l'équilibrage du système. Avec la mise en place progressive de nouvelles dispositions au cours des derniers mois et dans les mois à venir, RTE va disposer de nouveaux leviers pour faciliter et assurer cet équilibrage du système à tout instant : participation directe des parcs éoliens en mer au mécanisme d'ajustement via des amendements de leur dispositif de soutien, obligation de participation des parcs d'énergies renouvelables au mécanisme d'ajustement à partir du 1^{er} janvier 2026, etc. Les évolutions en cours des règles doivent se poursuivre afin d'adapter pleinement l'exploitation du système électrique au nouveau contexte électrique et optimiser son fonctionnement.

Dans ce contexte, RTE réaffirme l'intérêt d'accélérer dès à présent le développement de la flexibilité de la demande en déplaçant de la consommation lors des périodes d'abondance de production en milieu de journée, de manière à bénéficier de prix de gros de l'électricité très bas sur ces périodes et à éviter les pertes de production d'électricité bas-carbone.

Par ailleurs, RTE suit de près et contribue à l'analyse technique menée par l'association des gestionnaires de réseau transport d'électricité européens (ENTSO-E) sur les causes du black-out intervenu dans la péninsule ibérique le 28 avril dernier, et en tirera tous les enseignements une fois les résultats de l'analyse connus (voir la FAQ publiée par RTE pour plus de détails¹).

1. Foire aux questions : black-out du 28 avril 2025 sur la péninsule ibérique | RTE

1.

La consommation est restée stable par rapport à l'année précédente

L'année 2024 avait vu la consommation d'électricité, corrigée des aléas météorologiques et calendaires, cesser de diminuer après la forte baisse de l'hiver 2022-2023.

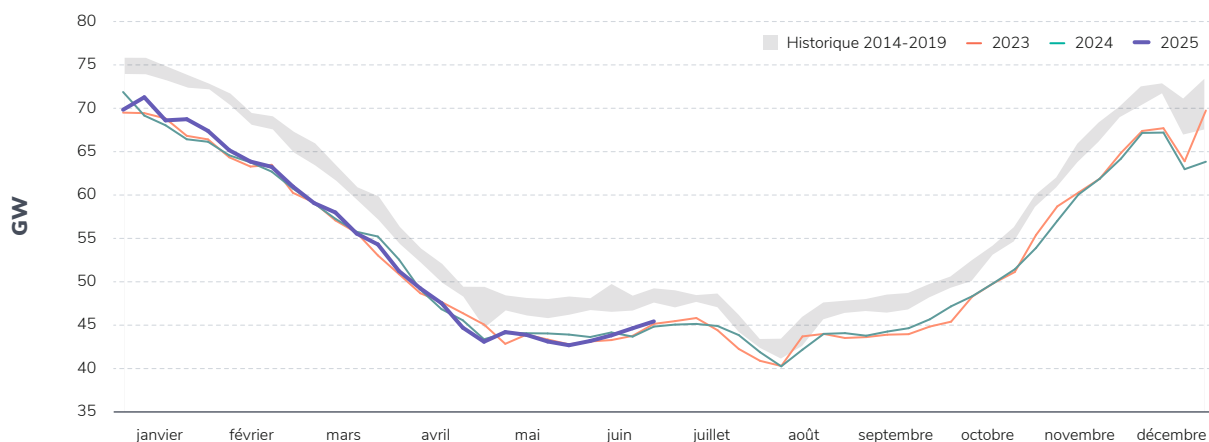
Cette tendance se confirme au premier semestre 2025, durant lequel la consommation est restée stable par rapport à la même période en 2024. Elle a atteint ainsi 230,8 TWh (contre 230,2 TWh² au cours des six premiers mois de 2024).

La consommation se situe toujours très en retrait par rapport à la deuxième moitié des années 2010, avant

les crises sanitaire et énergétiques (247,3 TWh en moyenne pendant les premiers semestres des années 2014 à 2019), signe qu'au moins une partie des actions de réduction de la consommation et des réorganisations de l'activité économique ayant fait suite aux crises se sont pérennisées, et que la dynamique d'électrification des usages est encore insuffisante pour inverser la tendance.

La consommation électrique des grands consommateurs industriels raccordés au réseau de transport d'électricité avait crû de 2,4 % en 2024 par rapport à l'année précédente, grâce à la reprise de l'activité, en

Figure 1 - Évolution de la consommation d'électricité au cours de l'année 2025 (puissance moyenne hebdomadaire) et comparaison avec les années précédentes (jours ouvrés)



2. La consommation du premier semestre 2025 est la somme des données de consommation consolidées de janvier à mai et des données de consommation provisoires pour le mois de juin. Afin de pouvoir effectuer des comparaisons avec les années précédentes, la consommation du premier semestre 2024 est calculée de la même manière même si des données définitives sont disponibles pour le mois de juin de cette année.

particulier pour les industries électro-intensives qui avaient été les plus affectées par la crise énergétique.

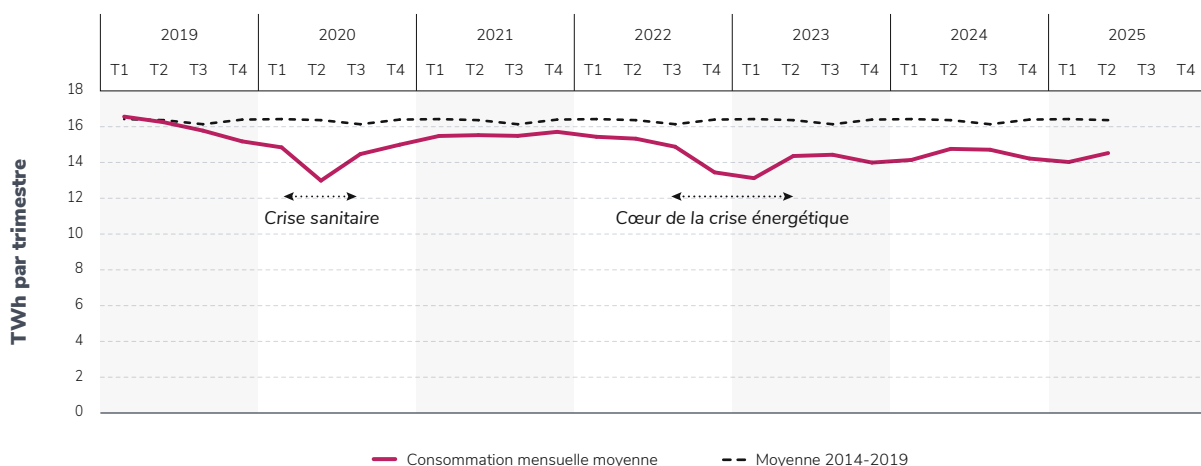
Au cours du premier semestre 2025 leur consommation est restée stable par rapport à la même période de l'année précédente, bien que les situations puissent être contrastées selon les secteurs. Notamment, la consommation de l'industrie chimique a diminué d'environ 10 % par rapport au premier semestre de l'année précédente, alors qu'elle avait légèrement crû au cours de l'année 2024. Cette diminution est compensée par la croissance de plusieurs secteurs qui ont poursuivi la tendance positive engagée en 2024, dont celui de la métallurgie (+1,5 %, soit +100 GWh), du transport ferroviaire (+2,1 %, soit + 75 GWh) et de l'industrie agroalimentaire (+2,3 %, soit +70 GWh pour la part de la consommation raccordée au réseau de transport d'électricité, soit 10 % de la consommation totale d'électricité de la branche agroalimentaire).

La consommation nationale d'électricité non corrigée des aléas climatiques et des effets de calendrier

(consommation « brute ») a été légèrement plus élevée au premier semestre 2025 qu'au premier semestre 2024, du fait de températures plus faibles (bien que supérieures aux normales de saison) ayant généré des besoins de chauffage supplémentaires cet hiver. La consommation brute reste toutefois, comme la consommation corrigée, bien en deçà des niveaux caractérisant la période 2014-2019. Ce niveau de consommation relativement faible combiné à l'abondance de production décarbonée fait que le taux de couverture de la consommation par la production décarbonée (nucléaire + renouvelables) a atteint 99,4 % sur les six premiers mois de l'année, un taux légèrement supérieur à celui de l'année précédente sur la même période.

La pointe de consommation a atteint 88 GW, un niveau comparable à celui de 2024 (86 GW), et qui reste relativement faible comparé aux niveaux des pointes de consommation de la décennie précédente, en cohérence avec le volume de consommation global.

Figure 2 - Évolution trimestrielle de la consommation des grands consommateurs d'électricité raccordés au réseau de RTE, entre 2020 et 2025



Perspectives pour l'été

À conditions normales de saison, la pointe hebdomadaire devrait être relativement stable autour de 52 GW au cours de la première partie de l'été avec une baisse d'environ 5 GW courant août, qui traduit l'effet des congés estivaux sur la consommation des ménages et des entreprises. La consommation pourrait atteindre une valeur minimale d'environ 29 GW en creux de nuit au cours du mois d'août.

L'impact de la climatisation et de la ventilation sur la consommation, significatif au-dessus de 25°C de température extérieure, est estimé entre 0,7 et 1 GW de consommation supplémentaire pour chaque degré de température supplémentaire dans des conditions caniculaires.

Ces conditions météorologiques exceptionnelles avaient conduit à une consommation estivale maximale de 59,6 GW le 22 juin 2017 à 13 h 00.



FOCUS

Une accélération des raccordements pour favoriser la décarbonation de l'industrie et le développement des nouveaux usages qui ne se traduit pas encore par une croissance de la consommation d'électricité

Dans un contexte d'augmentation des besoins de raccordement en lien avec la décarbonation de l'industrie et le développement des nouveaux usages, dont les technologies du numérique, RTE a proposé une évolution de ses modalités de raccordement des sites de grande puissance. Un accès accéléré au réseau est proposé aux consommateurs qui souhaitent se raccorder dans des zones identifiées au préalable par RTE comme étant favorables. Ces sites sont notamment caractérisés par une proximité avec des infrastructures de RTE disposant de marges pour accueillir de nouvelles puissances raccordées au réseau. Les sites seront rendus publics par RTE au fur et à mesure de leur identification.

Début juillet 2025, RTE a déjà contractualisé avec de l'ordre de 160 projets et octroyé des droits d'accès au réseau pour un volume de 25 GW (dans l'industrie manufacturière, la production d'hydrogène, la production d'électro-carburants ou le développement des usages numériques). Moins de 15 % de ces projets ont atteint la deuxième étape du processus de raccordement matérialisé par la signature d'un contrat actant de la réalisation des travaux (appelé convention de raccordement). La concrétisation d'une partie seulement – même mineure – de ces projets résulterait en une augmentation notable de la consommation d'électricité française et marquerait l'enclenchement d'une véritable dynamique d'électrification du pays.

2.

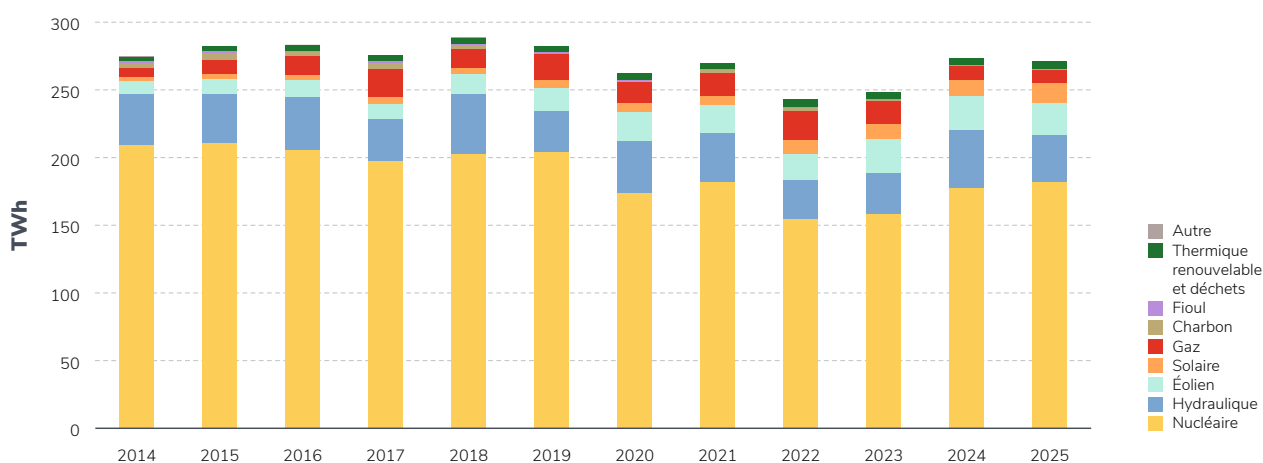
La production décarbonée demeure très abondante, grâce à la progression du nucléaire et du solaire qui ont compensé la diminution de l'hydraulique et de l'éolien

Après avoir progressé de près de 10 % sur l'année 2024 par rapport à 2023, le niveau de production d'électricité française est resté relativement stable au premier semestre 2025 (-0,9 % par rapport au premier semestre 2024). La part de la production décarbonée se maintient également au niveau historiquement élevé atteint en 2024 (95,0 % au cours du premier semestre 2025, en progression de 0,4 points par rapport à la même période l'année précédente).

Cette relative stabilité de la production d'électricité en France résulte de dynamiques contrastées selon les filières.

Au cours du premier semestre 2025, la production de l'hydraulique et des éoliennes a reculé (de 17,4 % et 8,6 % respectivement par rapport au premier semestre 2024), du fait notamment de conditions météorologiques moins favorables. Pour rappel, grâce à une bonne pluviométrie, la production hydraulique avait atteint en 2024 son niveau le plus haut depuis 2013. En moyenne sur le territoire français métropolitain, le cumul des précipitations et la vitesse du vent ont été respectivement inférieurs de 30 % et 6 % au cours des cinq premiers mois de 2025 par rapport à leurs niveaux de la même période en 2024³.

Figure 3 - Production d'électricité en France par filière, au cours du premier semestre, entre 2014 et 2025



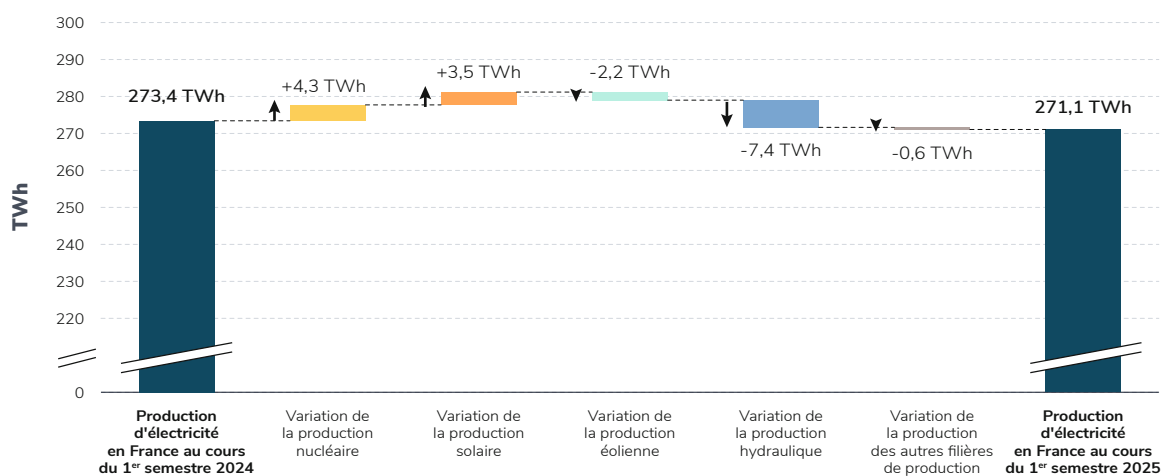
3. Source : Copernicus Climate Change Service (2020): Climate and energy indicators for Europe from 1979 to present derived from reanalysis. Copernicus Climate Change Service (C3S) Climate Data Store (CDS).

Ces diminutions de production ont été compensées par une production nucléaire et, dans une moindre mesure, solaire plus conséquentes. Après le pic de la crise liée au phénomène de corrosion sous contrainte en 2022, l'augmentation de la production nucléaire constatée depuis 2023 s'est poursuivie en 2025. Elle a atteint +2,4 % (soit +4,3 TWh) au premier semestre 2025 par rapport à la même période de l'année précédente, à la faveur d'une meilleure disponibilité du parc existant (72,9 % contre 70,4 % au premier semestre 2024⁴). La montée en charge de l'EPR de Flamanville, dont les phases de test ont débuté en décembre 2024, conduit à une production sur le premier semestre 2025 d'environ 0,6 TWh.

La production solaire a également progressé au premier semestre (+28,8 % par rapport au premier semestre 2024, représentant +3,5 TWh) grâce à des conditions d'ensoleillement sensiblement meilleures sur le début de l'année 2025 qu'elles ne l'avaient été au cours du premier semestre 2024 et à la poursuite du développement du parc installé.

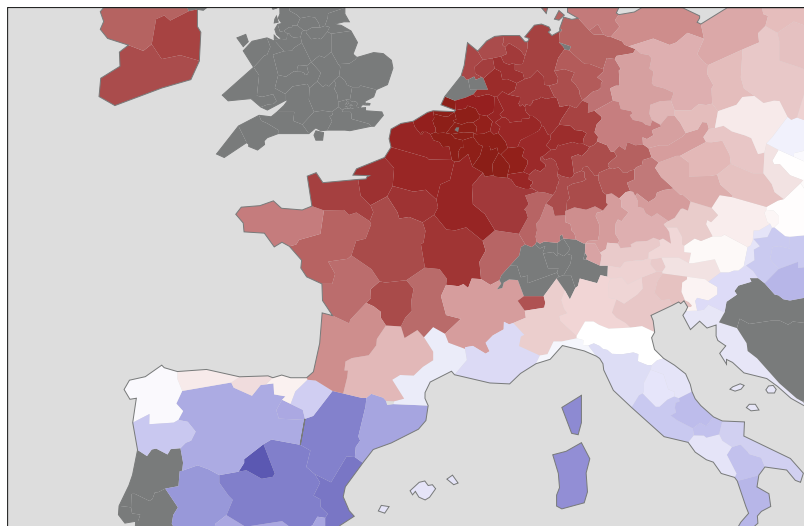
La production thermique, qui avait déjà atteint en 2024 son niveau le plus bas depuis 1950, a continué de décroître en 2025 (-7,8 % sur le premier semestre 2025 par rapport au premier semestre 2024).

Figure 4 - Décomposition de l'évolution de la production d'électricité en France entre le premier semestre 2024 et le premier semestre 2025

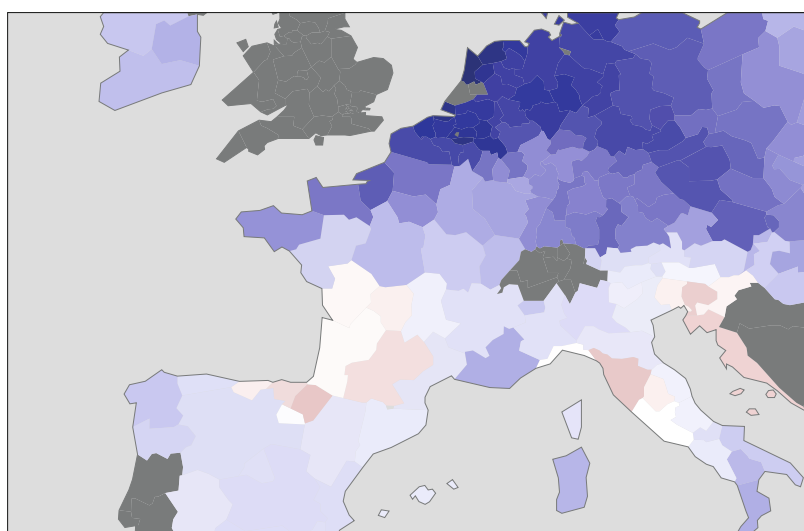
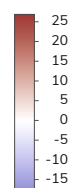


4. Les deux hors Flamanville 3.

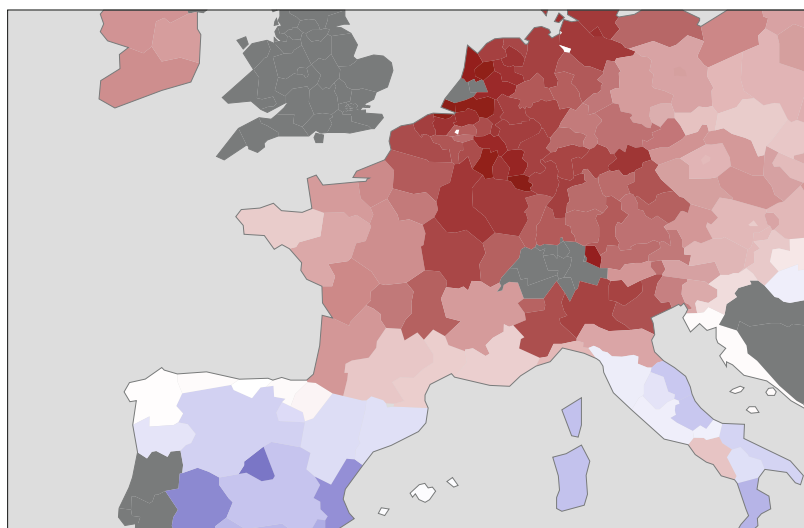
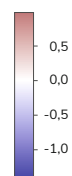
Figure 5 - Évolution des conditions de vent, d'ensoleillement et de précipitations entre le premier semestre 2024 et le premier semestre 2025



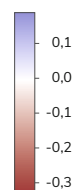
Variation d'ensoleillement
entre les 5 premiers mois de 2024
et les 5 premiers mois de 2025 (W/m²)



Variation des vitesses de vent
entre les 5 premiers mois de 2024
et les 5 premiers mois de 2025 (m/s)



Variation des précipitations
entre les 5 premiers mois de 2024
et les 5 premiers mois de 2025 (m)



Le parc renouvelable poursuit son développement

Les capacités éoliennes et photovoltaïques installées en France continentale continuent de croître au fur et à mesure du raccordement des nouvelles installations. En 2024, le parc de production d'énergie renouvelable avait progressé de 6,7 GW (5,0 GW de solaire, 1,1 GW d'éolien terrestre et 0,6 GW d'éolien en mer)⁵. Sur les premiers mois de 2025, cette progression se poursuit avec 2,1 GW de capacité solaire et 0,2 GW de capacité éolienne (terrestre et en mer) installées entre janvier et mai, portant la capacité à fin mai 2025 à 26,4 GW pour le solaire, qui dépasse désormais le parc éolien

total (24,6 GW). Le parc éolien en mer continue son développement : le parc éolien des îles d'Yeu et de Noirmoutier (488 MW) est en cours de construction et sera mis en service dans les mois à venir (il dispose déjà d'un raccordement au réseau opérationnel).

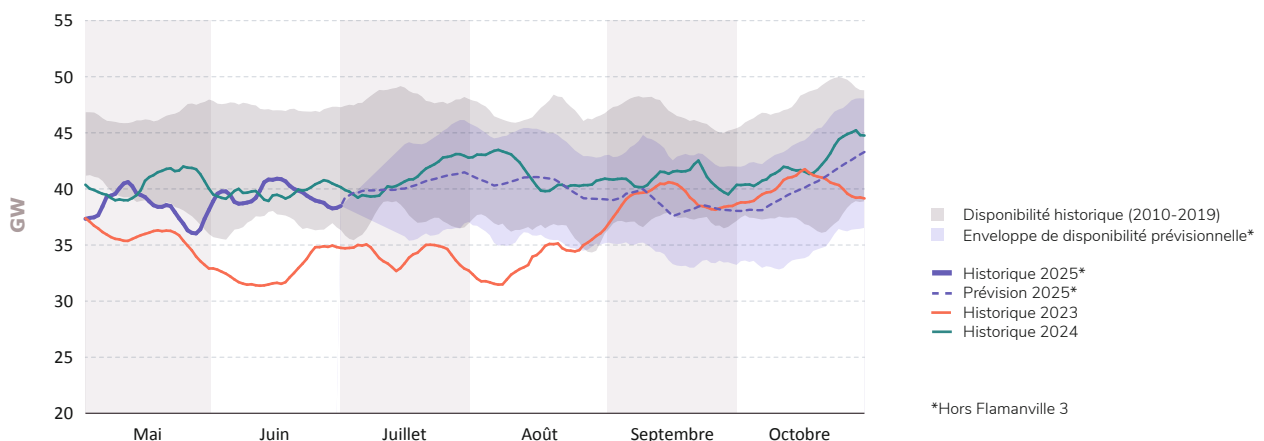
La production éolienne et photovoltaïque a représenté 14,3 % de la production totale en France au premier semestre (contre 13,7 % au premier semestre 2024) et contribue de manière significative à l'approvisionnement en électricité du pays.

Perspectives pour l'été

Pour l'été 2025, la disponibilité du parc de production nucléaire, principal déterminant des conditions de sécurité d'approvisionnement du pays, devrait se situer jusqu'à début septembre à un niveau proche de celui observé l'année précédente.

Les stocks hydrauliques⁶ se situent à un niveau satisfaisant, correspondant à la moyenne des dernières années à la même période. Ils sont légèrement inférieurs à celui de l'année dernière, qui se situaient à un niveau très élevé compte tenu de précipitations abondantes.

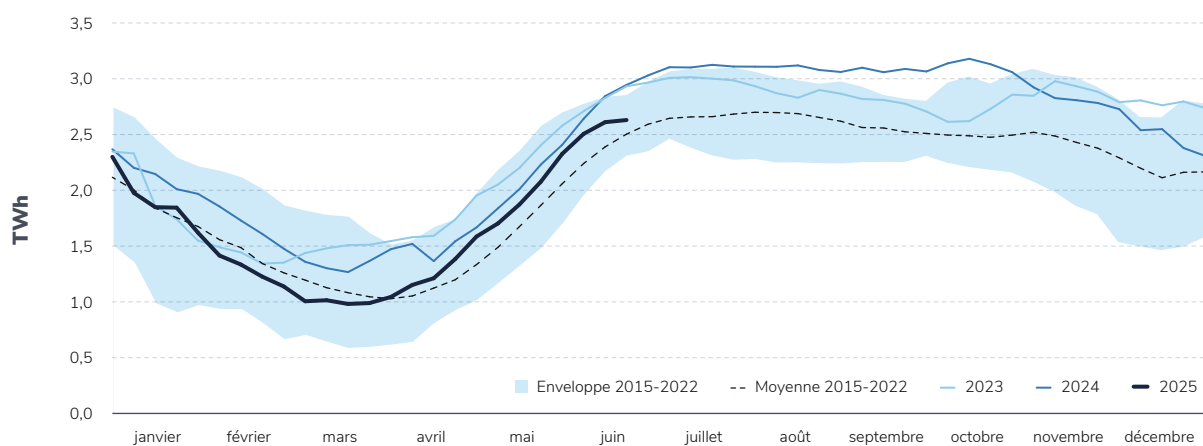
Figure 6 - Disponibilité prévisionnelle et réalisée du parc nucléaire sur les mois de mai à octobre



5. Voir le [Bilan électrique 2024](#) de RTE.

6. [Stock Hydraulique - RTE Portail Services \(services-rte.com\)](#)

Figure 7 - Évolution hebdomadaire des stocks hydrauliques en 2025 et comparaison avec les années précédentes



Le niveau de remplissage des stocks de gaz a également atteint des niveaux satisfaisants par rapport aux années passées, en France et (dans une moindre mesure) en Europe.

La disponibilité du parc thermique à flamme⁷ au cours de l'ensemble de la période estivale devrait également être proche de celle observée en 2024.

7. Les indisponibilités du parc de production sont publiées en continu par les producteurs, conformément à la législation, et peuvent être consultées sur le site de RTE à l'adresse [Indisponibilités des moyens de production - RTE Portail Services \(services-rte.com\)](https://services-rte.com/indisponibilites-des-moyens-de-production)

3.

Le solde des échanges a été nettement exportateur, vers toutes les frontières hors l'Espagne

Grâce à l'abondance de production décarbonée, au cours du premier semestre 2025, **le solde des échanges d'électricité entre la France et les pays voisins a été exportateur net tous les mois, s'élevant sur l'ensemble de la période à 37,6 TWh.**

Il s'agit du deuxième solde exportateur le plus élevé jamais atteint pour un premier semestre, inférieur seulement à celui de l'année précédente (42,7 TWh).

L'écart par rapport au premier semestre 2024 s'explique principalement par un solde légèrement moins exportateur vis-à-vis de la région Core (frontières avec l'Allemagne et la Belgique). Le solde a été exportateur vers toutes les frontières hormis celle avec l'Espagne, comme au premier semestre 2024,

sous l'effet de l'abondance de production décarbonée (nucléaire et renouvelable) dans la péninsule ibérique.

Sur la frontière avec l'Allemagne et la Belgique (région Core), les échanges ont été principalement orientés dans le sens des exportations. Le solde net sur l'ensemble du semestre s'est élevé à 7,9 TWh, une valeur élevée par rapport à l'historique, mais nettement en deçà de celle atteinte au premier semestre de l'année 2024 (13,5 TWh). Il s'agit du deuxième hiver de suite au cours duquel la France a été exportatrice nette sur cette frontière, ce qui marque là aussi une rupture – la France ayant été par le passé habituellement exportatrice nette en été, mais importatrice nette en hiver.

Figure 8 - Comparaison du solde des échanges (positif si exportateur) au premier semestre 2024 et au premier semestre 2025, par frontière

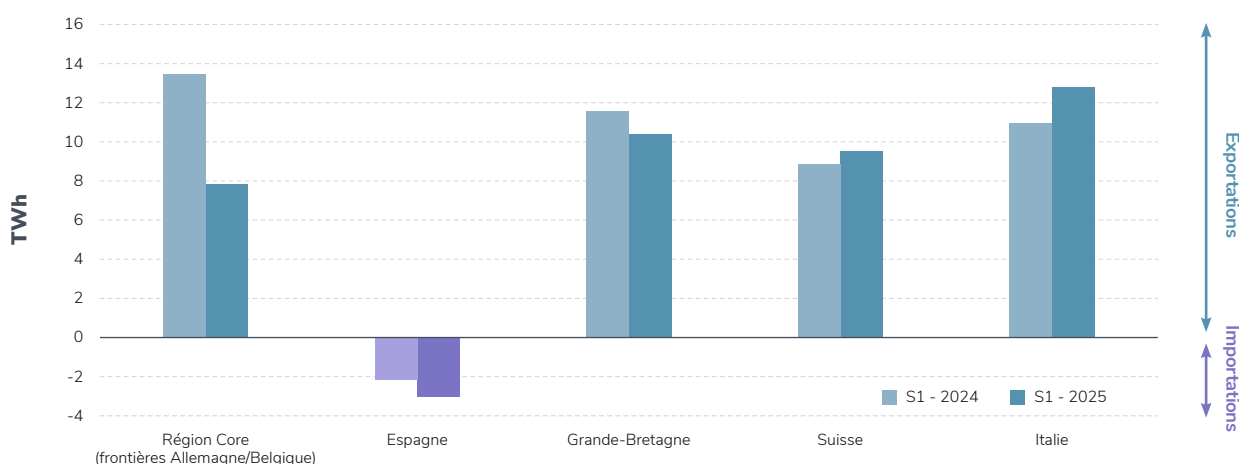
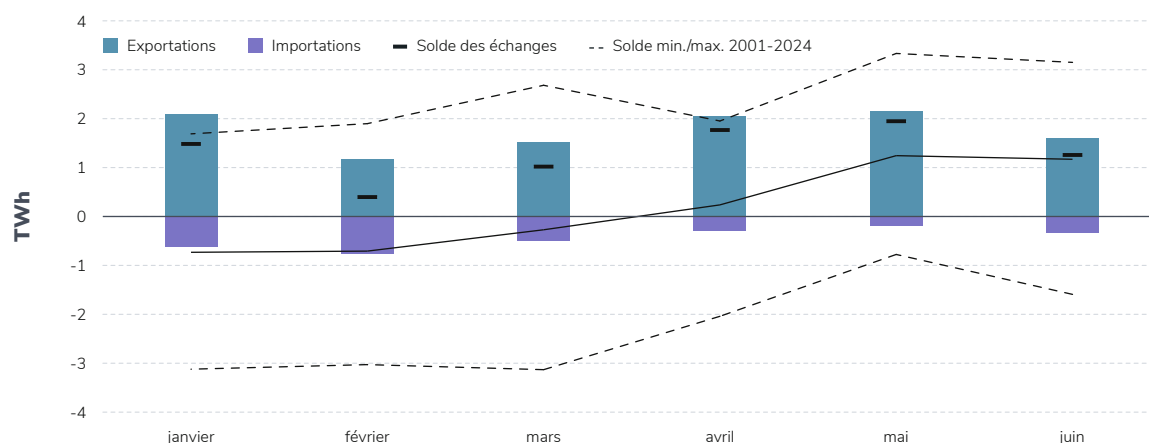


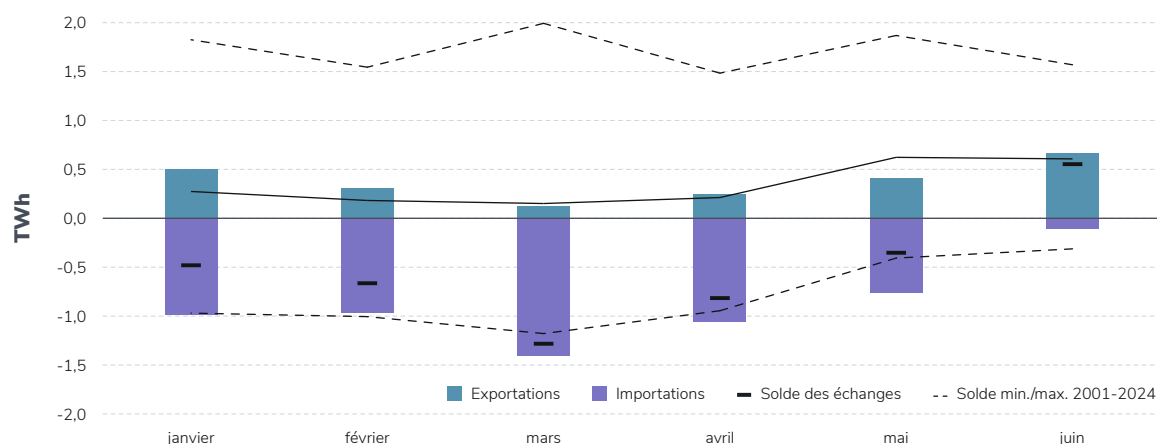
Figure 9 - Échanges commerciaux entre la France et les pays de la région Core (frontières avec l'Allemagne et la Belgique) au cours du premier semestre 2025



Les échanges vis-à-vis de la frontière espagnole ont été majoritairement orientés dans le sens des importations. Le solde a été importateur tous les mois, exception faite du mois de juin, et s'élève ainsi à 3 TWh (en import) sur l'ensemble du premier semestre. Cette tendance marquée depuis trois ans est une conséquence directe de l'évolution des mix de production européens. Alors que la France était

historiquement structurellement exportatrice nette vers l'Espagne, la croissance de la production décarbonée espagnole (en particulier éolienne⁸) modifie désormais structurellement le sens des échanges sur cette frontière, marquée en outre par des dynamiques saisonnières de consommation contrastées (le maximum de consommation est atteint en été en Espagne, et en hiver en France).

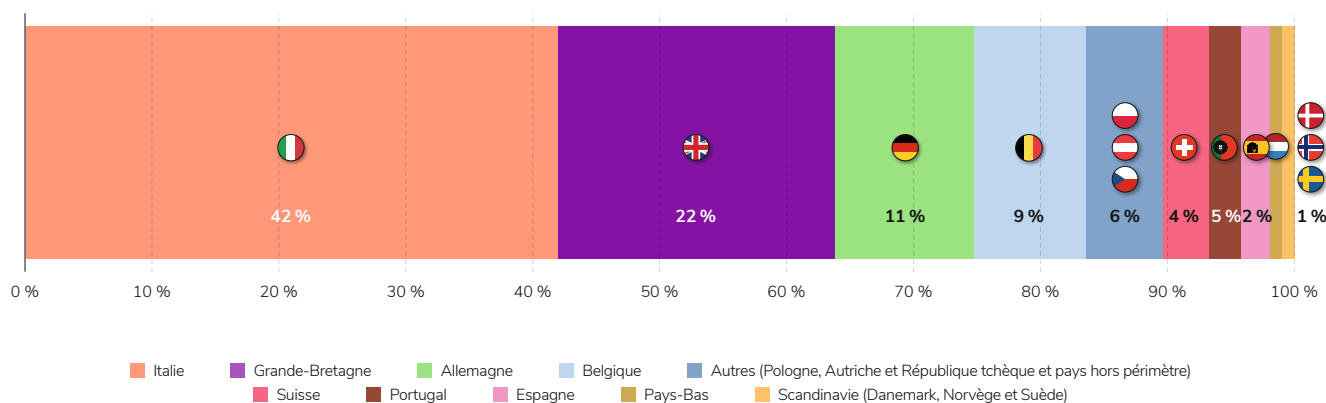
Figure 10 - Échanges commerciaux entre la France et l'Espagne au cours du premier semestre 2025



8. Cf. l'analyse détaillée dans le Bilan électrique 2024, [chapitre Échanges – détail par frontière](#).

Figure 11 - Exportations de la France au périmètre élargi au cours du premier semestre*

Volume total d'exportations : 37,4 TWh



* Exportations reconstituées par RTE sur la base des flux d'échanges commerciaux entre les différents pays européens

Les échanges avec la Suisse et l'Italie ont été presque intégralement orientés à l'export durant l'ensemble du semestre (solde net s'établissant respectivement à 12,8 TWh et 9,5 TWh), à l'instar des années précédentes.

Le solde des échanges avec la Grande-Bretagne a été également fortement exportateur ; il s'est établi à 10,4 TWh. Il s'agit, ici encore, du deuxième niveau d'exportations le plus élevé jamais enregistré après celui atteint au premier semestre 2024 (11,6 TWh).

L'analyse des échanges au périmètre élargi, prenant en compte les échanges des pays voisins avec leurs voisins, et ainsi de suite, révèle que les deux tiers des exportations françaises ont eu pour destination ultime l'Italie (42 %) et la Grande-Bretagne (22 %). Les échanges « traversant » la France sont restés stables par rapport au premier semestre 2024.

De façon générale, ces tendances rendent à ce jour peu probable la possibilité que la France dépasse en 2025 le record d'exports et de solde net exportateur enregistrés en 2024, du fait notamment d'une production hydroélectrique en retrait par rapport à l'année passée (cf. partie 2).

4.

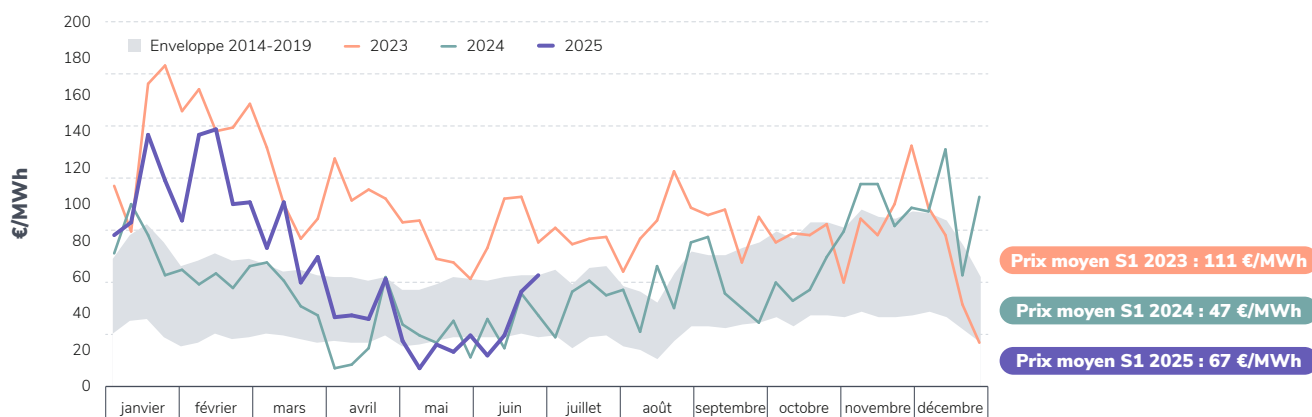
Les prix ont augmenté sur le marché spot mais sont en recul sur les marchés à terme, et restent parmi les plus faibles d'Europe

Les prix de l'électricité sur les marchés spot européens ont augmenté assez significativement entre le premier semestre 2024 et le premier semestre 2025.

Le prix français s'est établi en moyenne à 66,7 €/MWh au cours de la période (+44 % par rapport au prix moyen du S1 2024), retrouvant des valeurs proches de celles de 2023. Au sein des pays voisins, le prix allemand a augmenté de 34 %, le prix espagnol de 58 % et le prix en Grande Bretagne de 37 %. Dans ce contexte, le prix spot français est tout de même resté parmi les plus faibles d'Europe, avec le prix espagnol.

Cette hausse, qui interrompt la dynamique baissière constatée depuis le pic de la crise énergétique de 2022, a culminé au cœur de l'hiver (janvier et février), sous l'effet de plusieurs épisodes de froid mais surtout du niveau élevé des prix du gaz et des quotas de CO₂ en raison de la baisse rapide des stocks de gaz en Europe, de la baisse de la production d'énergies renouvelables et des tensions géopolitiques⁹. Ainsi, le gaz négocié sur le hub français (PEG) s'est échangé en moyenne à 40,5 €/MWh au premier semestre 2025 contre 29 €/MWh sur la même période en 2024. De même, le prix des quotas de CO₂ a atteint en moyenne au premier semestre 72,6 €/t (contre

Figure 12 - Évolution des prix spot hebdomadaires moyens en France en 2025 et comparaison avec les années précédentes



Sources des données : EPEX

9. Cf. le rapport sur les marchés européens du gaz publié début juillet par la Commission européenne, portant sur le premier trimestre 2025 ([« Quarterly report on European gas markets, Volume 18 »](#)).

66,4 €/t en 2024), retrouvant ses niveaux de 2023. À partir du mois de mars, le prix spot de l'électricité a retrouvé des niveaux comparables à ceux d'avant-crise, grâce aux températures plus élevées et à l'augmentation de la production solaire.

La dynamique horaire des prix au sein de la journée confirme les constats déjà mis en avant par RTE dans diverses publications (*Futurs énergétiques 2050*, *Bilan prévisionnel 2023*) concernant les enjeux de flexibilité pour le système électrique. Ainsi, les prix ont tendance à devenir plus élevés lors des pics du matin et du soir et de plus en plus faibles lors des creux de l'après-midi, avec l'apparition d'épisodes de prix spot négatifs notamment au printemps.

En conséquence, les prix « base » qui portent sur une durée de 24 heures sont désormais plus élevés en moyenne (66,7 €/MWh au cours du premier semestre) que les prix « peak » qui ne portent que sur la période 8 h - 20 h (63,3 €/MWh). Le constat est le même pour les pays voisins comme l'Allemagne, la Belgique ou l'Espagne.

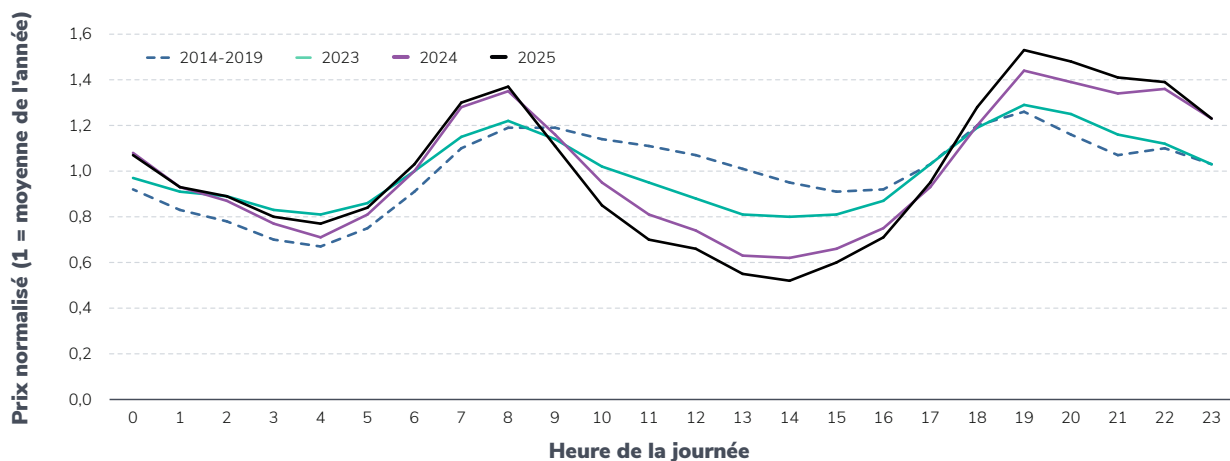
Contrairement à la tendance constatée sur le marché spot, le prix français a reculé sur les marchés à terme, qui constituent le meilleur indicateur pour identifier les dynamiques de prix de moyen terme

dans un pays. La baisse concerne à la fois les produits pour livraison l'année suivante (64,6 €/MWh en 2025 contre 77,7 €/MWh au premier semestre 2024) et ceux pour livraison au premier trimestre de l'année suivante (89,3 €/MWh en 2025 contre 98,4 €/MWh en 2024). Cette évolution est le signe que les acteurs du marché français anticipent la poursuite de la dynamique d'abondance de la production nationale décarbonée.

Les prix à terme français ont désormais largement décroché par rapport à ceux des autres pays européens (sauf l'Espagne), qui ont affiché à l'inverse des tendances légèrement haussières.

Ainsi, les prix pour livraison l'année suivante ont augmenté de 8 % en Italie (atteignant 108,3 €/MWh au premier semestre 2025), de 4 % en Belgique (87,1 €/MWh), de 3 % en Allemagne (88,2 €/MWh) et aux Pays-Bas (84,3 €/MWh) et de 2 % au Royaume-Uni (90,4 €/MWh), contre une baisse de 17 % en France (64,6 €/MWh). Seul le prix espagnol (62,7 €/MWh) reste légèrement inférieur au prix français, grâce à l'abondance de production décarbonée dans la péninsule ibérique et malgré une hausse de 3 % par rapport à l'année précédente. Notamment, le prix français pour livraison l'année suivante, qui était supérieur au prix allemand pendant les années 2022 et 2023 du fait de la crise énergétique, est redevenu inférieur à celui-ci au cours de l'année

Figure 13 - Profils journaliers des prix spot (moyennes horaires au cours du premier semestre de chaque année) normalisés à la moyenne du premier semestre de chaque année

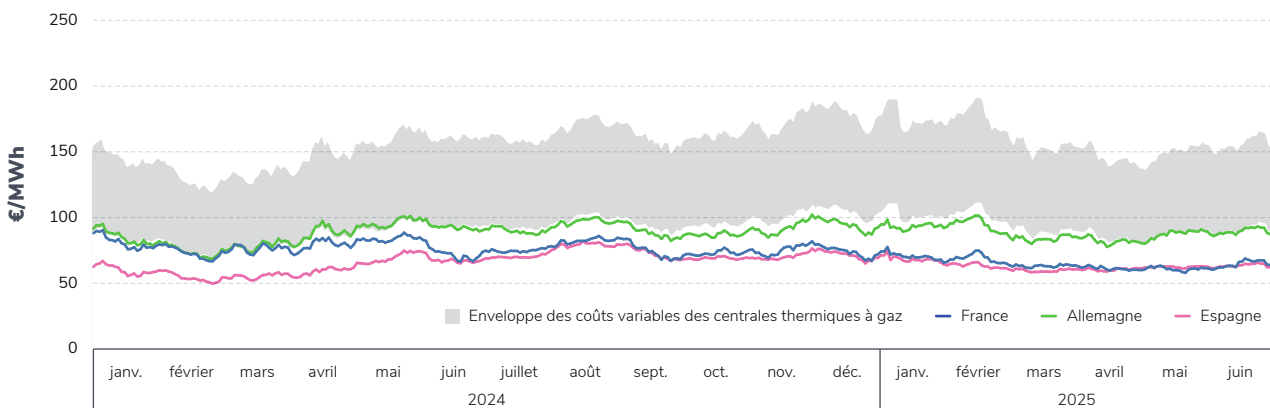


Sources des données : calculs RTE à partir de données EPEX

2024 (se situant 8 €/MWh en dessous) ; il est désormais significativement inférieur (24 €/MWh en dessous). Ce décrochage des prix à terme français est la conséquence de la combinaison de l'abondance de la production française, qui a retrouvé des niveaux proches de ceux d'avant-crise, et du faible niveau de consommation : il s'agit d'une situation similaire à celle de l'Espagne mais opposée à celle de l'Allemagne, où la production au cours du premier semestre 2025 s'est située bien en deçà de celle de la même période pendant les années pré-crise sanitaire (environ -15 % par rapport à la moyenne 2016-2019).

Les prix à terme du gaz PEG ont aussi très légèrement reculé (35,6 €/MWh en 2025 contre 36,2 €/MWh en 2024), moins affectés par les perturbations du marché spot du gaz. En effet, les approvisionnements ne sont pas contraints et les stockages européens continuent à se remplir, avec l'adoption à venir de règles plus flexibles pour l'atteinte des niveaux cibles à l'approche de l'hiver. Pour le gaz également, comme en 2024, les prix français se situent parmi les plus bas, avec les prix espagnols.

Figure 14 - Évolution au cours des années 2024 et 2025 des prix à terme pour livraison l'année suivante, en France, Allemagne et Espagne, et comparaison avec les coûts variables des centrales thermiques à gaz



Sources des données : calculs RTE à partir de données EEX Group

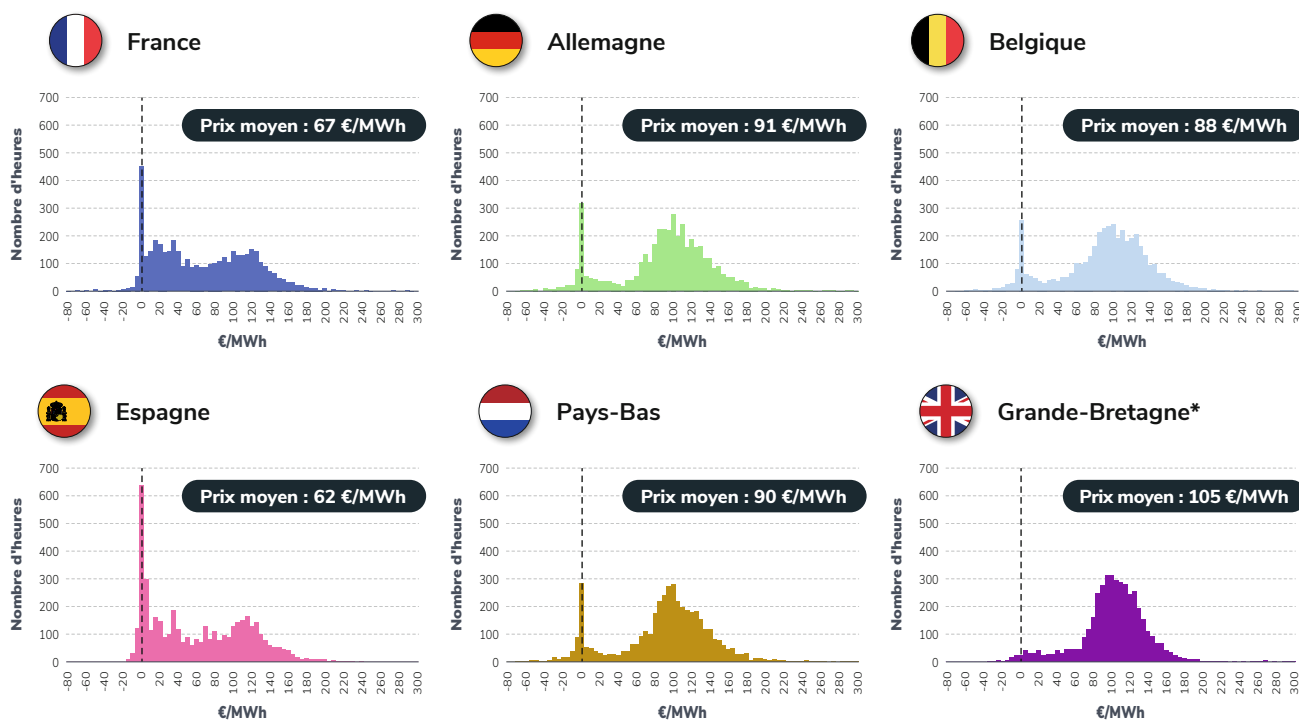
5.

Les épisodes de prix négatifs deviennent plus nombreux mais restent en grande majorité peu profonds

Le nombre d'épisodes de prix négatifs a continué de croître en France au premier semestre 2025, avec 363 heures concernées (soit environ 8 % du temps), contre 235 heures au premier semestre 2024 et seulement 53 heures au premier semestre 2023. À titre de comparaison, l'année 2024 avait enregistré 361 heures à prix négatif.

La tendance est similaire dans les autres pays européens, avec 459 heures en Espagne, 389 heures en Allemagne et 402 heures aux Pays-Bas. Il s'agit de la première fois depuis l'autorisation des prix négatifs sur le marché espagnol que l'Espagne affiche le plus grand nombre d'heures à prix négatifs parmi les pays voisins de la France.

Figure 15 - Distribution des prix spot horaires pour différents pays européens au premier semestre 2025
(la barre correspondant au prix 0 €/MWh indique le nombre d'heures où le prix était compris entre -2,5 et 2,5 €/MWh, etc.)



* Le prix affiché ne concerne pas l'Irlande du Nord, qui fait partie d'une zone de marché différente, avec la république d'Irlande.
Sont affichés les prix compris entre -80 et 300 €/MWh

Sources : EPEX, OMIE

Les caractéristiques des épisodes de prix négatifs sont restées similaires aux années précédentes : ils se produisent principalement au printemps, pendant l'après-midi et le week-end. Cependant, ces épisodes s'étendent désormais également aux jours ouvrés : 43 jours ouvrés ont affiché au moins une heure à

prix négatif au premier semestre 2025, contre 21 au premier semestre 2024.

Lorsqu'ils étaient négatifs, les prix sont restés le plus souvent très faiblement négatifs, comme au cours des années précédentes. La majorité des occurrences

Figure 16 : Répartition mensuelle et horaire des prix négatifs, entre 2018 et 2025

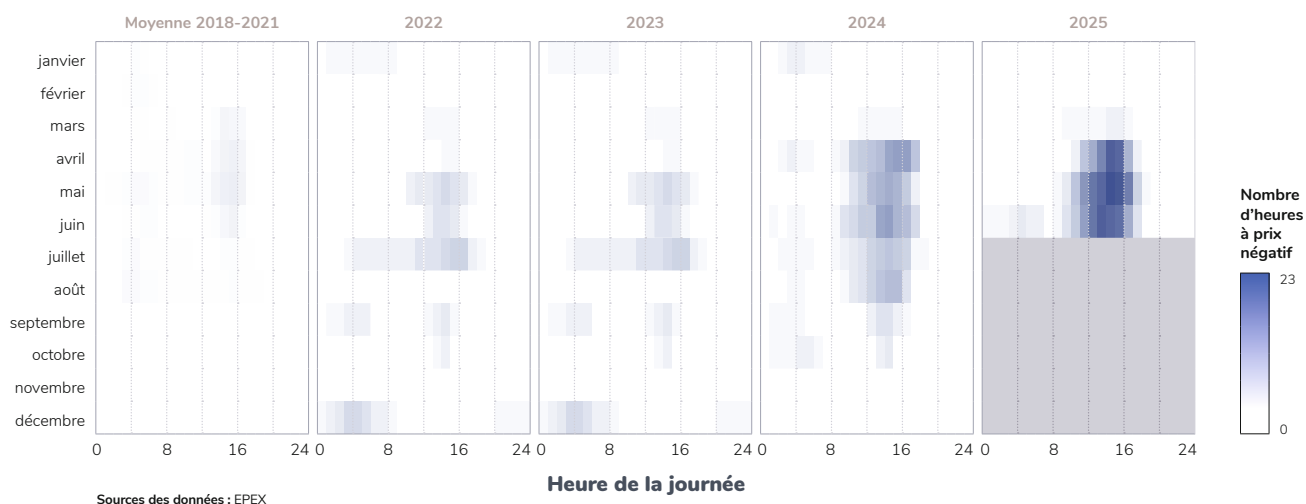
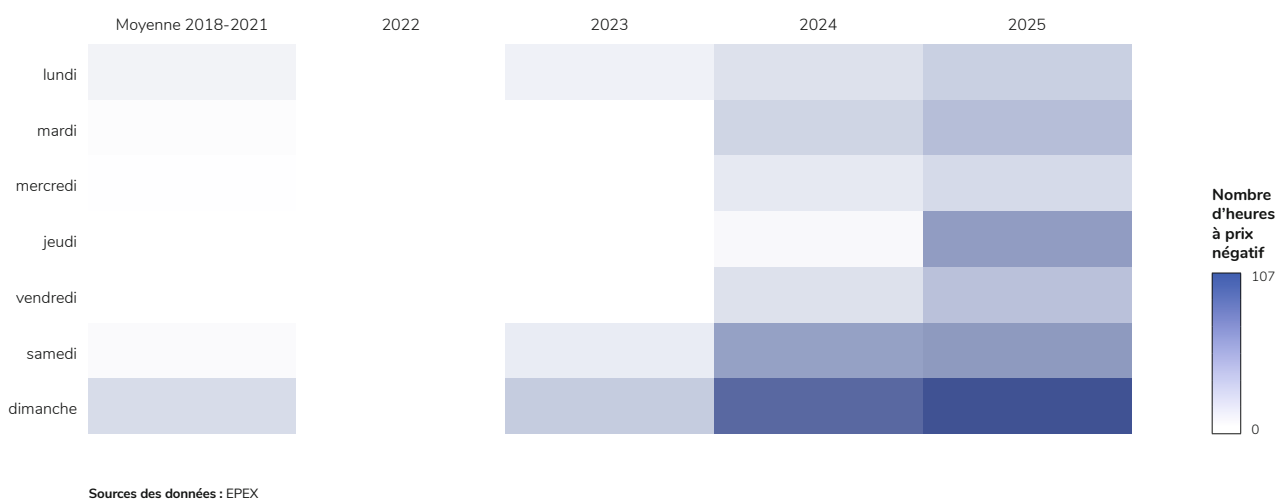


Figure 17 - Répartition hebdomadaire des prix négatifs, au premier semestre, entre 2018 et 2025



se sont situées dans la fourchette comprise entre -1 €/MWh et -0,01 €/MWh (58 % des occurrences au premier semestre 2025 contre 49 % au premier semestre 2024).

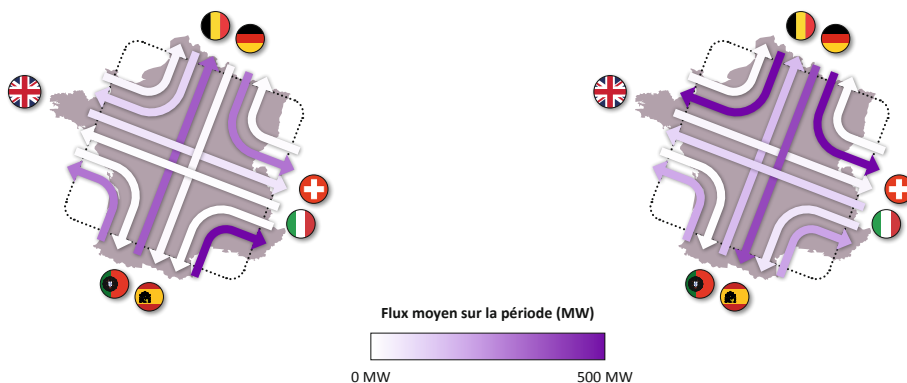
L'augmentation des occurrences des prix négatifs résulte de l'abondance de la production décarbonée en France et de la stabilité de la consommation électrique, qui se maintient à un niveau plus faible que celui de la période 2014-2019. En effet, si le volume de production décarbonée est resté similaire au premier semestre 2025 qu'au premier semestre 2024, la part de la production nucléaire et surtout solaire est supérieure (cf. *supra*). Cette production solaire devenant abondante en milieu de journée, en dehors des pointes de consommation quotidienne du matin et du soir, elle entraîne ainsi un nombre plus important de prix négatifs.

L'analyse des échanges français d'électricité pendant les épisodes de prix négatifs montre que dans ces situations, la France a été exportatrice nette 83 % du temps au 1^{er} semestre 2025, comme en 2024 sur la même période. Pendant ces heures, la France a le plus souvent « réexporté » des prix négatifs qu'elle a « importés » depuis les pays voisins (68 % du temps). Les prix négatifs les plus fréquemment « importés » pour être « réexportés » proviennent principalement d'Allemagne et de Belgique, depuis lesquels le solde est le plus fréquemment importateur. La France a en revanche « exporté » ses prix négatifs vers tous ses voisins environ 15 % du temps, comme en 2024. En situation de solde net importateur lors des prix négatifs, les échanges ont toujours été importateurs depuis l'Allemagne et la Belgique, souvent depuis la Suisse, et équilibrés avec l'Espagne.

Figure 18 - Flux traversant le système électrique français au cours du premier semestre 2025, en fonction du prix spot (J-1) de l'électricité

En situation de prix français positif ou nul

En situation de prix français négatif



6.

Les volumes d'énergie solaire écrêtés lors des épisodes de prix négatifs ont sensiblement augmenté en 2025

Durant les périodes de prix négatifs ou nuls, le fonctionnement normal du marché de l'électricité incite les producteurs à ne pas programmer ou à diminuer leur production. Ceci concerne l'ensemble des unités de production, y compris le parc hydraulique pilotable (réservoirs lacs ou STEP), le parc nucléaire – exploité pour moduler en fonction des prix de marché et qui ajuste donc lui-même sa production à la baisse dans l'après-midi et durant le week-end –, et de manière croissante l'éolien et le solaire, qui écrêtent leur production plutôt que de fonctionner en période de prix négatifs.

C'est le cas en particulier pour les grands parcs éoliens terrestres et photovoltaïques les plus récents, développés sous le régime du complément de rémunération. Ce régime permet un fonctionnement optimisé du parc de production : les installations offrent leur production à leur coût variable (proche de zéro), et ne fonctionnent pas lorsqu'elles ne sont pas retenues sur les marchés (épisodes de prix négatif). Pour autant, certaines installations de production renouvelable sont encore développées sous le régime de l'obligation d'achat, et ne sont donc pas incitées à moduler leur production en fonction des besoins et de la situation du système électrique. Aujourd'hui, le volume d'installations éoliennes et solaires sous obligation d'achat peut être estimé à environ 29 GW, par rapport à une capacité totale de 51 GW environ (à fin mai 2025). La modification désormais rapide des modes de fonctionnement du système électrique, et les projections réalisées pour les prochaines années plaident pour que (i) les nouvelles installations soient désormais développées en priorité sous le régime du complément de rémunération et (ii) les installations ayant les tailles les plus importantes actuellement

sous le régime de l'obligation d'achat soient également incitées à moduler leur production en fonction des besoins. Cette exigence de plus grande pilotabilité des installations renouvelables est aujourd'hui attestée à la fois pour la gestion de l'équilibre production-consommation, mais aussi pour la gestion des flux sur le réseau.

Sur les six premiers mois de 2025, les écrêtements de production renouvelable pendant les périodes de prix spot négatifs ont augmenté, passant de 1,1 TWh au premier semestre 2024 (pour l'éolien et le solaire combinés) à 2 TWh au premier semestre 2025. Cela représente une hausse de plus de 80 %, très majoritairement portée par les écrêtements de la production solaire, dans un contexte d'augmentation du volume de production (lié au meilleur ensoleillement ainsi qu'au développement du parc) et de croissance du nombre d'heures à prix négatif, alors que la part du parc incitée à moduler sa production est restée constante.

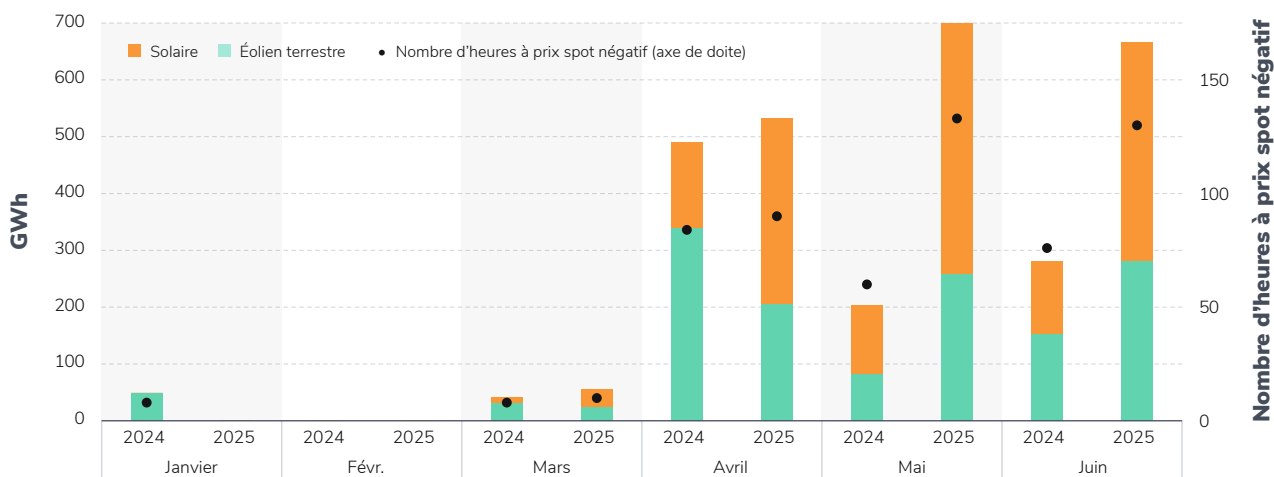
Ainsi, les écrêtements de la production photovoltaïque ont triplé, passant de 0,4 TWh à 1,2 TWh sur la période.

Les écrêtements de la production éolienne ont légèrement crû, passant de 0,7 TWh au premier semestre 2024 à 0,8 TWh au premier semestre 2025 sous l'effet de l'augmentation des occurrences de prix négatifs, compensée par la légère diminution de la production éolienne.

Les puissances moyennes éolienne et solaire écrêtées se sont élevées à 5,2 GW en 2025, contre 4,3 GW en 2024 et 3,7 GW en 2023.

Figure 19 - Volumes EnR (éolien et solaire) écrêtés par mois en situation de prix spot négatifs, au premier semestre 2024 et 2025

Estimations RTE. Données provisoires pour juin 2025.

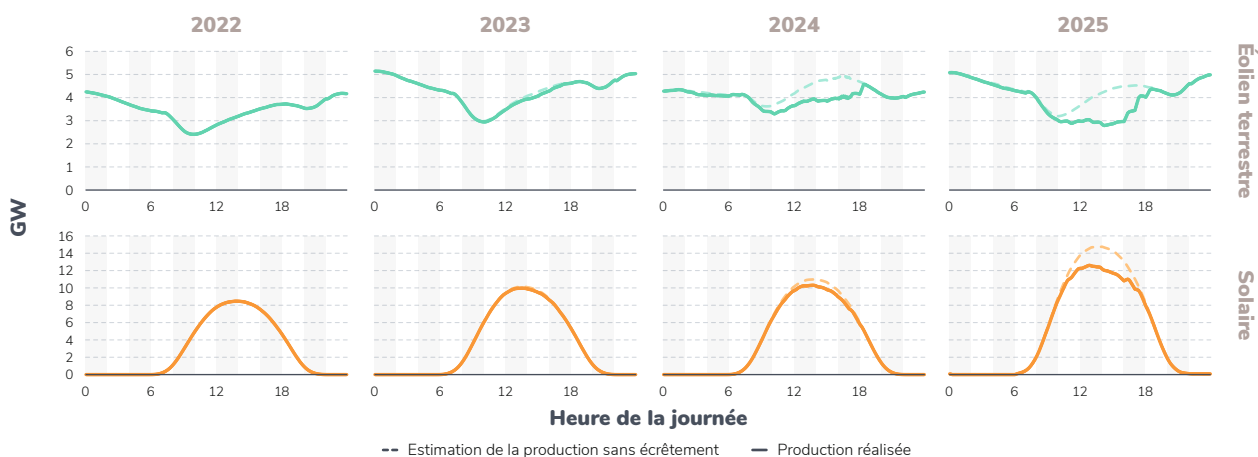


En moyenne entre avril et juin, la production écrêtée correspond à environ 8 % du volume qui aurait pu être produit (sans écrêtements) par l'éolien terrestre (contre 6 % en 2024 et 1 % en 2023)¹⁰, et à environ 10 % du volume théoriquement produit pour le solaire

(contre 5 % en 2024 et 1 % en 2023)¹¹. Cela modifie de manière désormais visible les profils journaliers de production solaire lors des mois de printemps, plus particulièrement entre 10 h et 16 h, où surviennent le plus fréquemment les prix spot négatifs.

Figure 20 - Évolution du profil journalier moyen de production de l'éolien terrestre et du solaire photovoltaïque entre avril et juin, avec et sans écrêtements pour prix négatifs, de 2022 à 2025

La production sans écrêtements est estimée par RTE.



10. Entre avril et juin

11. Entre avril et juin

Les écrêtements de production renouvelable en cas de prix négatifs contribuent à l'équilibre du système, mais ils doivent être bien pilotés pour assurer une bonne gestion de l'équilibre offre-demande au plus près du temps réel.

En effet, l'arrêt ou le redémarrage trop brutal de puissances trop significatives (jusqu'à 7 GW soit environ sept réacteurs nucléaires, en moins de 20 minutes, à la baisse comme à la hausse) peut engendrer des perturbations sur la fréquence du fait de la rapidité de variation de la production, impliquant des risques

en exploitation ou la mobilisation de moyens d'ajustement coûteux. RTE a présenté aux acteurs de marché, en juin 2025, un diagnostic de la situation et les différents moyens envisageables pour organiser un meilleur lissage de ces arrêts lors de périodes de prix négatifs. La loi de finances pour 2025¹² prévoit plusieurs mesures visant à rendre plus progressifs les arrêts et redémarrages des moyens de production concernés. Les règles de marché de RTE seront également amenées à évoluer pour traiter ce point, en concertation avec les acteurs.

12. Dans son article 175

7.

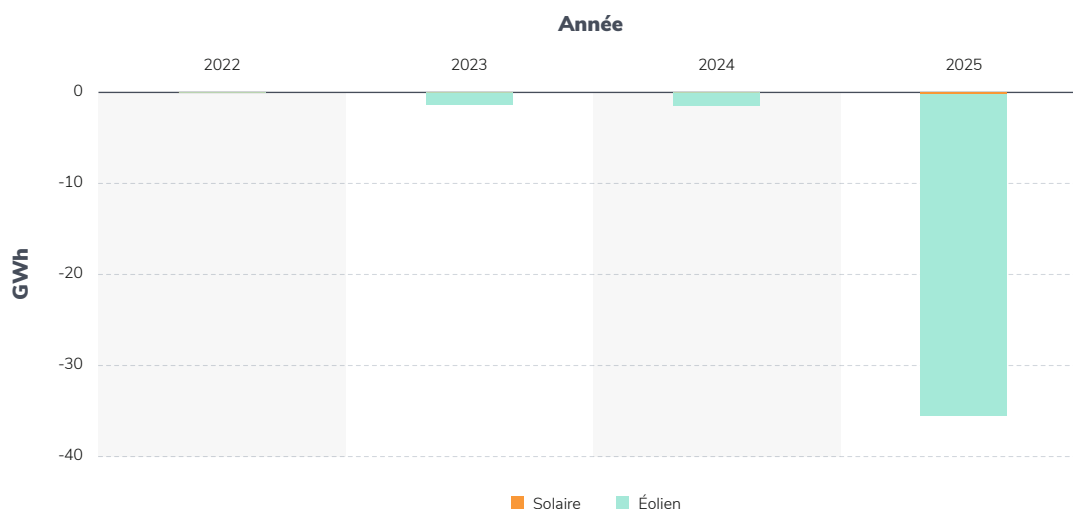
Les capacités éoliennes et solaires participent de manière croissante à l'équilibrage du système

En tant que responsable de la gestion de l'équilibre offre-demande au plus près du temps réel, RTE a la possibilité de modifier la programmation des installations de production pour garantir la sûreté du système électrique. En particulier, lors de situations excédentaires de production, RTE peut ordonner des baisses de production, dans le cas où les décisions prises sur la base des résultats de marché n'ont pas été suffisantes. Dans de telles situations, les capacités éoliennes et solaires font partie des leviers mobilisables pour assurer l'équilibre du système électrique.

Cette modification peut être ordonnée pour toutes les unités de production. Le vecteur privilégié (mais non exclusif) pour réaliser ces modifications du programme de production est le mécanisme d'ajustement.

Les capacités éoliennes et solaires mobilisables sur le mécanisme d'ajustement ont quadruplé au cours de la dernière année, en passant de moins de 0,5 GW à la fin du premier semestre 2024 à plus de 2 GW à la fin du premier semestre 2025. Cette dynamique résulte notamment de la récente participation au mécanisme d'ajustement des parcs éoliens

Figure 21 - Volume d'énergie activée à la baisse sur le mécanisme d'ajustement pour les filières éolienne et solaire, au cours du premier semestre, entre 2022 et 2025



en mer de Fécamp, Saint-Nazaire et Saint-Brieuc. La participation des capacités solaires et éoliennes au mécanisme d'ajustement de RTE est par ailleurs appelée à se développer, conformément à l'obligation pour les installations de puissance supérieure à un certain seuil prévue par la loi du 30 avril 2025. Durant le premier semestre 2025, RTE a activé 35,5 GWh¹³ d'ajustements à la baisse de production de capacités éoliennes et solaires, soit environ

le double des ajustements réalisés sur l'ensemble de l'année 2024¹⁴.

Ces dispositifs permettent de développer la flexibilité du parc de production, un levier essentiel pour garantir l'équilibre du système, en parallèle du développement des flexibilités de consommation et du stockage.



FOCUS

Le black-out ibérique

Le premier semestre 2025 a notamment été marqué par la survenue, le 28 avril, d'un black-out majeur au sein de la péninsule ibérique. Cet événement rarissime a généré une forte attention sur les conditions techniques de fonctionnement des systèmes électriques ibérique, français et européen.

De façon schématique, durant la minute ayant précédé le black-out, des fluctuations de la tension sur le réseau espagnol ont entraîné la déconnexion de nombreux moyens de production du système électrique ibérique. Cette déconnexion a entraîné des perturbations sur le fonctionnement du système électrique ibérique (perturbation de la tension et de la fréquence). Celles-ci se sont traduites par (i) la déconnexion de la totalité des unités de production connectées en Espagne et au Portugal et (ii) la déconnexion électrique de la péninsule ibérique du système électrique français et européen, d'une part, et du système électrique marocain, d'autre part.

La France a ensuite contribué à réalimenter la péninsule ibérique en électricité.

Les causes et le déroulé précis des circonstances ayant conduit à cette situation sont en cours d'investigation par un panel d'experts mandaté par les textes européens et placé sous l'égide de l'association des gestionnaires de réseau transport d'électricité européens (ENTSO-E).

Le déroulé exhaustif de l'incident, compte tenu des informations connues à date, est récapitulé sur le site internet du panel d'experts : <https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/>. RTE suit de près et contribue à cette analyse technique et en tirera tous les enseignements une fois les résultats complets de l'analyse connus (voir à ce titre la FAQ publiée par RTE et en cours de mise à jour pour plus de détails : <https://www.rte-france.com/actualites/foire-questions-black-out-28-avril-2025-sur-peninsule-iberique>).

13. Dont 12 GWh sur le mécanisme d'ajustement et 23,5 GWh dans le cadre d'ordres de sauvegarde.

14. Sur l'année 2024, RTE a réalisé 18 GWh d'ajustement à la baisse de production solaire et éolienne, dont 10 GWh dans le cadre du « Mécanisme d'ajustement » et 8 GWh dans le cadre d'ordres de sauvegarde.

8.

Sécurité d'approvisionnement à court terme : RTE n'émet pas d'alerte pour l'été 2025

Une disponibilité du parc de production largement suffisante pour couvrir la consommation estivale

Compte-tenu d'une bonne disponibilité du parc de production nucléaire et thermique, du bon niveau des stocks hydrauliques et de gaz, et de la progression du parc éolien et solaire installé, la France ne devrait pas connaître de difficulté particulière pour son approvisionnement en électricité cet été.

Les principaux déterminants de l'équilibre offre-demande apparaissent plus favorables qu'au cours des années précédentes. Même en intégrant des prudences sur le niveau de disponibilité du parc nucléaire ainsi que sur le niveau de consommation d'électricité, les analyses menées par RTE n'identifient pas de risque de déséquilibre entre l'offre et la demande. La France devrait conserver une position exportatrice en moyenne sur l'été, le niveau de production disponible se situant globalement au-dessus des niveaux de consommation projetés.

En complément de l'analyse probabiliste réalisée classiquement (simulations sur un très grand nombre de configurations météorologiques et d'aléas sur les moyens de production), RTE procède à des analyses déterministes selon une logique de stress-tests qui se basent sur des configurations particulièrement défavorables, ou rencontrées par le passé. Même en situations de canicule sévère et de sécheresse pouvant conduire à une moindre production nucléaire et hydraulique, RTE ne détecte pas de difficulté particulière du fait de capacités de production plus nombreuses et plus disponibles et d'une consommation qui demeure faible. Le système électrique continuerait ainsi de disposer de marges suffisantes et les capacités d'importation et la disponibilité de production à l'étranger demeureraient mobilisables, en complément de la production disponible en France.

L'exploitation du système électrique lors des périodes de creux de consommation nécessite de mobiliser de nouveaux leviers

Les situations de surplus de production, en particulier la nuit, les week-ends, les jours fériés, et de manière croissante, les après-midis en semaine (lorsque la production photovoltaïque est abondante) sont susceptibles d'être fréquentes et d'entraîner des exportations comprises entre 3 et 13 GW. La probabilité importante que les pays voisins rencontrent des situations similaires aux mêmes moments nécessite de bien anticiper ces épisodes au cours de l'été.

Lors de ces épisodes, il conviendra de s'assurer que RTE dispose des marges de manœuvre techniques pour ajuster la production à la baisse lorsque les capacités d'exports ou les débouchés dans les autres pays européens ne sont pas suffisants pour absorber le surplus de production bas-carbone française. Sur le mécanisme d'ajustement, RTE a déjà pu constater un nombre insuffisant d'offres d'ajustement à la baisse pour équilibrer le système électrique. L'extension de l'obligation de participer au mécanisme d'ajustement évoquée précédemment contribuera à y remédier.

Conformément au code de l'énergie, RTE dispose en outre de la possibilité d'ordonner à tout producteur de diminuer sa production à proximité du temps réel (y compris pour des parcs éoliens ou solaire, qui ne disposent d'aucune priorité d'injection en France). RTE a déjà utilisé à plusieurs reprises cette possibilité et sera susceptible de la mobiliser à nouveau au cours de l'été 2025.

Enfin, des épisodes de tension basse seront susceptibles de résulter de l'arrêt de centrales nucléaires faute de débouchés économiques (faible consommation et production renouvelable abondante). Depuis deux ans, l'amélioration de la disponibilité des moyens de production nucléaires et hydrauliques et la participation croissante des installations renouvelables à la maîtrise du plan de tension contribue à faciliter la gestion de ces épisodes. Au besoin, RTE disposera tout au long de l'été de la possibilité d'imposer la présence de certaines centrales localisées en des endroits propices du réseau, de limiter préventivement de la production, ou de réduire les échanges aux frontières pour assurer la maîtrise du plan de tension et le bon fonctionnement du système électrique à tout instant.